Кабинет Министров Республики Татарстан
Министерство энергетики Республики Татарстан
Министерство экологии и природных ресурсов Республики Татарстан
ОАО «Татнефтехиминвест-холдинг»
Академия наук Республики Татарстан
ОАО «Татнефть»
ЗАО «Нефтеконсорциум»
ОАО «Казанская ярмарка»

ИННОВАЦИИ И ТЕХНОЛОГИИ В РАЗВЕДКЕ, ДОБЫЧЕ И ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТИ И ГАЗА

Материалы Международной
научно-практической конференции

Академия наук РТ
Казань
2010

УДК 553.98.048
ББК 33.361
И 67

Научный редактор: доктор геол.-мин.наук, член-кор. АН РТ ***И.А. Ларочкина***

Составитель: кандидат геол.-мин.наук, доцент ***В.В.Ананьев***

Рецензент: доктор геол.-мин.наук, профессор ***Б.В.Успенский***

И 67 **Инновации и технологии в разведке, добыче и переработке нефти и газа**: Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2010. – 479 с.

ISBN 978-5-9690-0145-9

Сборник трудов включает материалы Международной научно-практической конференции « Инновации и технологии в разведке, добыче и переработке нефти и газа», проведенной в Казани с 8 по 10 сентября 2010 г. и посвященной 60-летию ОАО «Татнефть».

В книге описаны новейшие методические подходы для осуществления поисков и разведки залежей нефти в нефтегазоносных комплексах, а также показаны новые возможности использования площадных геофизических исследований и перспективы развития геофизических исследований скважин.

Приводятся результаты инновационной деятельности в области разработки месторождений углеводородов, проектирования и реализации комплексных систем разработки, обработки призабойной зоны и повышения нефтеотдачи пластов, а также результаты научно-исследовательской работы по совершенствованию постоянно действующих геологических и гидродинамических моделей месторождений.

На конференции были обсуждены проблемы правового регулирования в сфере поиска, разведки и добычи углеводородов, в том числе недропользования при проведении геологоразведочных работ.

Книга предназначена для широкого круга специалистов в области разведки, разработки и переработки нефти, высоковязких нефтей и природных битумов, а также для преподавателей, аспирантов и студентов высших учебных заведений соответствующих специальностей.

Конференция проведена при финансовой поддержке генерального спонсора ОАО «Татнефть» и спонсорской помощи малых нефтяных компаний Республики Татарстан.

© Академия наук РТ, 2010
© Издательство «Фэн», 2010

ISBN 978-5-9690-0145-9

НЕФТЕДОБЫЧА И НЕФТИХИМИЯ КАК БАЗА ДЛЯ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ ТАТАРСТАНА

И. Ш. Фардиев

(Вступительное слово заместителя Премьер-министра Республики Татарстан, министра энергетики)

Уважаемые коллеги!

Рад возможности обратиться к столь уважаемой аудитории, к людям, так много делающим для процветания Татарстана. Эта встреча для меня – первое знакомство с вашим профессиональным сообществом.

Пользуясь случаем, хочу поздравить коллектив предприятия – флагмана нефтяной отрасли топливно-энергетического комплекса Татарстана – ОАО «Татнефть» – с замечательным юбилеем – шестидесятилетием. «Татнефть» – не просто один из лидеров нашей промышленности. Это одно из предприятий, являющихся лицом Татарстана как на Российской, так и на международной арене. Сегодня островки Татарстана под флагами «Татнефти» можно встретить вдоль каждой автомобильной трассы, соединяющей между собой регионы России.

Сегодняшние конференция и выставка проходят в знаковый для России и Татарстана период. Пожалуй, впервые в новейшей истории у страны появился шанс встать на инновационные рельсы. Курс на модернизацию экономики, развитие и внедрение технологий не просто декларируется, но и подтверждается реальными шагами – начиная с создания национальных исследовательских университетов и формирования их исследовательской базы и заканчивая четкими и понятными законодательными актами, такими как закон об энергоэффективности. Базу для этого перехода создаем мы с Вами.

Сегодня процессами модернизации охвачен весь мир, точнее, та его часть, которая способна к развитию. Передовые страны заняты проектированием энергоэффективного общества и связанных с ним мировоззренческих систем, технологий, социальных институтов.

Речь идет о формировании нового мировоззрения, определяющего ресурсоэффективное мышление и поведение. «Ресурсоэффективность как принцип» является частью концепции устойчивого развития. Суть концепции – в принятии нынешним поколением, т.е. нами, ответственности не только за сегодняшнее состояние Татарстана, но и за то, что его развитие будет непрерывным и устойчивым на протяжении всего времени, что отмерено человечеству. Современный взгляд на вещи предполагает осознание того факта, что текущее поколение живет за счет возможностей будущих поколений, а это значит, что мы все в долгу перед еще не родившимися гражданами Татарстана. Другими словами, каждый добытый на территории Татарстана баррель нефти должен быть конвертирован в проекты развития Республики. Это главная формула ресурсоэффективного мышления.

Другим важным принципом является переход от рассмотрения доходности как основного критерия эффективности управления к такому параметру, как сбалансированность трех составляющих: затрат ресурсов, экономической эффективности и социального развития.

Логика устойчивого развития – единственноя приемлемая для Татарстана, если в будущем мы хотим видеть республику процветающим, инновационным регионом.

Но чтобы следовать ей нам придется сильно постараться: принять большое число системных решений, восполнить огромный дефицит знаний, многое изменить во всех сферах деятельности и на всех уровнях управления. В этой связи необходимо подчеркнуть особую значимость сегодняшнего мероприятия. Конференция – это не только площадка, на которой происходит обмен накопленным опытом, но и возможность каждого участника предъявить инновационные идеи и стать сопричастным к процессам развития, которые будут с каждым годом набирать обороты. Поэтому в рамках докладов участников конференции хотелось бы услышать не только о том, на сколько предлагаемые ими решения повысят производительность в отрасли, но и то, какую роль они сыграют в деле повышения эффективности ресурсопользования.

Остановлюсь на текущих проблемах нефтедобывающей и нефтехимической отраслей топливно-энергетического комплекса. Главные из них – это снижение объемов геологоразведочных работ; низкая доля ежегодных объемов прироста запасов, осуществляемых за счет геологоразведочных работ; недостаточная эффективность эксплуатации действующих месторождений для наиболее полного извлечения углеводородного сырья из недр; утилизация попутного нефтяного газа.

Отталкиваясь от величины прироста запасов за счет новых открытий в последние годы, можно с определенностью заявить, что годовой объем поисково-разведочного бурения должен составлять 70–80 тыс. м, что должно обеспечивать нам ежегодный прирост запасов в объеме 5–6 млн. т. Остальной прирост запасов будет обеспечиваться за счет их переоценки и увеличения коэффициента извлечения нефти.

В этой связи, главным стратегическими направлениями в области недропользования на ближайшие годы

являются комплексные мероприятия, направленные на усиление поисков и разведки новых месторождений, повышение коэффициента извлечения нефти и последовательное освоение месторождений сверхвязких нефтей и битумов.

Обеспечение прироста добычи нефти требует применения, в первую очередь, прогрессивных методов увеличения нефтеотдачи. Взамен вторичных методов заводнения наибольшее распространение должны получить третичные и четвертичные методы. Важно обеспечить более активное применение таких направлений повышения нефтедобычи, как тепловые, микробиологические, виброволновые, вибросейсмические, ультразвуковые, водогазовые воздействия на пласты.

Одним из основных направлений инноваций в части нефтедобычи является развитие и внедрение технологий добычи природных битумов, успешно начатых ОАО «Татнефть». Это направление требует продолжения реализации комплекса научно-исследовательских и опытно-промышленных работ, направленных на поиск оптимальных решений по разведке, добыче и переработке в Республике природных битумов. Другим перспективным инновационным направлением является внедрение в деятельность предприятий новых наукоемких разработок в области сбора и переработки попутных нефтяных газов, что не только позволит расширить сырьевую базу нефтехимических предприятий, но и существенно снизит нагрузку на окружающую природную среду.

Другая отрасль ТЭК – нефтехимия – одна из наиболее инновационных отраслей промышленности Татарстана. Сегодня нефтехимический кластер, наряду с машиностроительным, не только обеспечивает республике возможность включения в экономические процессы, связанные со складывающимся в мире разделением труда, но и являются для Татарстана точками роста. Именно через них в Татарстане пролегают векторы основных модернизационных процессов.

К настоящему времени в нефтехимии уже реализован ряд инвестиционных проектов, позволяющих предприятиям отрасли выпускать конкурентоспособную на российском и мировом рынках продукцию. Сюда можно отнести организацию производства поликарбоната на «Казаньоргсинтезе» по самой современной в мире безфосгенной технологии, благодаря чему Татарстан стал единственным в России производителем поликарбонатов. Также в республике появились собственные крупнотоннажные производства полистирола, полипропилена, полиэтилена, причем самых современных и перспективных марок.

Особо стоит отметить реализацию полного инновационного цикла от разработки технологии, ее опытно-промышленного освоения и до создания крупнотоннажного производства галобутилкаучука на ОАО «Нижнекамскнефтехим» по лицензии института «Ярсинтез». К слову, именно это предприятие реализует наибольший объем активных инноваций среди компаний химии и нефтехимии республики.

В ближайшие годы инновационное развитие предприятий нефтехимии остается ключевым звеном в развитии нефтегазохимического комплекса в целом. Будут реализованы масштабные научно-технологические проекты с активным участием отечественной науки и ведущих мировых компаний-лицензиаров. Это: строительство этиленового комплекса мощностью до 1 млн. тонн в год; газохимического комплекса по переработке природного газа в олефины; комплекса глубокой переработки тяжелых остатков; производство малеинового ангидрида; сырья для силиконовых производств и ряд других. Здесь же стоит назвать и проект строительства, не имеющего аналогов в России интегрированного комплекса по производству аммиака, метанола и гранулированного карбамида в Менделеевске.

Повышенное внимание планируется уделить таким инновационным направлениям развития, как нанотехнологии, биотехнологии, фармацевтическая промышленность. Начнутся формирование биотехнологического кластера в Татарстане и реализация проектов и мероприятий целевой Программы «Развитие биотехнологии в Республике Татарстан до 2020 года».

Но ведущая роль нефтехимического кластера в вопросах инновационного развития Республики обусловлена и еще одним фактором. Правительство России обозначило курс страны на энергоэффективность, подкрепив его рядом законодательных инициатив. Главная – Федеральный Закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности». Но Татарстан смотрит на проблему более широко. Формирование РЕСУРСОэффективного поведения и построение РЕСУРСОэффективного общества – вот наши с вами ориентиры. Поэтому вполне естественным является ожидание того, что прорывные ресурсоэффективные технологии будут рождаться и внедряться именно в рамках нефтехимического кластера, т.е. системы предприятий, работающих с базовыми природными ресурсами республики.

Да, сегодня по-прежнему большое значение для нас имеют технологии, связанные с повышением нефтеотдачи скважин, развитием добычи вязких углеводородов, производством продуктов высокой степени переработки. Но уже назрела необходимость от проектов повышения производительности нефтедобычи и нефтехимии переходить к инновационным проектам в области «зеленой химии» и альтернативного топлива. В идеале, мы не должны расходовать нефть, газ или уголь на производство продуктов, которые могут быть произведены за счет других источников. Встав на путь устойчивого развития, мы сможем позволить себе тратить углеводороды только на производство тех материалов, которые не имеют замен на основе возобновляемого сырья.

Это – вызов татарстанской химической науке, но и одновременно возможность и стимул для ее дальнейшего

развития. Биопластики, деградабельные полимеры, биотопливо, новые биокатализаторы – вот лишь некоторые области исследований, в рамках которых в Татарстане будут востребованы новые знания и технологии. Успех на этом поприще гарантирует Татарстану лидерство среди российских регионов в области «зеленой химии». Эффективной организационной формой для производства новых знаний в указанных областях видятся совместные исследовательские предприятия нефтехимических компаний и вузов – НИУ, ПФУ и НИИ. Ожидаю, что свои проекты в этой области уже в ближайшее время представят наши промышленные гиганты – Татнефть, Нижнекамскнефтехим, Казаньоргсинтез и другие.

Считаю, что соответствующим образом должен измениться и формат нашего следующего мероприятия, которое пройдет в 2011 году. В рамках выставки должное место должно быть отведено экспозициям «зеленой химии», а в рамках конференции должны появиться секции по направлениям «биопластики», «биотопливо» и им подобные.

Завершая свое выступление, еще раз хотел бы поприветствовать участников конференции и пожелать нам всем в ближайшие дни интересной и плодотворной работы.

СЫРЬЕВАЯ БАЗА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН И НАПРАВЛЕНИЯ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ В ОБЛАСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И НЕФТЕДОБЫЧИ

И. А. Ларочкина

Известно, что развитие мировой экономики сопровождается неуклонным ростом потребления топливно-энергетических ресурсов. В этой связи состояние сырьевой базы углеводородного сырья республики – одного из старейших нефтедобывающих регионов Российской Федерации – в значительной степени определяет стратегию развития Татарстана на ближайшее будущее и перспективу.

В настоящее время на балансе Республики Татарстан учтены промышленные запасы по категории $A+B+C_1$ 196 месторождений.

В структуре текущих суммарных ресурсов сырьевой базы республики на остаточные промышленные запасы категорий $A+B+C_1$ приходится 40,9%, предварительно оцененные запасы категории C_2 – 6,1%, перспективные ресурсы категории C_3 – 6,4% и прогнозные ресурсы категории $Д_1+Д_2$ – 46,6% (рис. 1).

Итак, суммарный углеводородный потенциал недр республики достаточно высок.

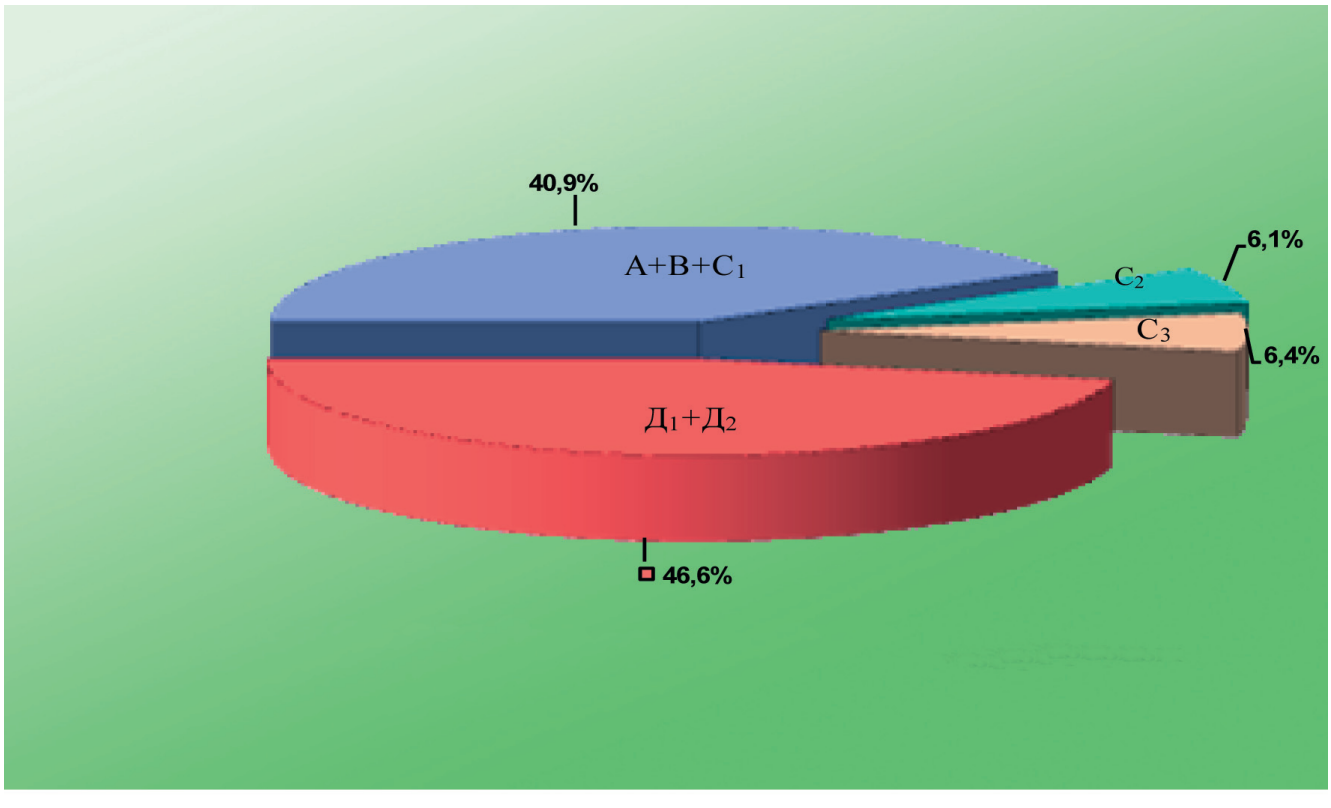


Рис. 1. Республика Татарстан. Структура текущих суммарных ресурсов нефти по состоянию на 01.01.2010.

В качестве иллюстрации приведем данные по приросту промышленных запасов за прошедший год. По результатам деятельности нефтедобывающих компаний республики за 2009 г. приращены запасы нефти категории $A+B+C_1$ в количестве 43,1 млн. т, в т. ч. 29,1 млн. т за счет геологоразведочных работ и 14 млн. т за счет эксплуатационного.

Таким образом, прирост запасов опережает добычу нефти в республике.

Базовой основой для определения важнейших направлений поисково-разведочных работ на перспективу является количественная оценка прогнозных ресурсов нефти, выполненная на 01.01.2008 коллективом специалистов ТГРУ ОАО «Татнефть» и ГУП «Геоцентр» под научным руководством автора.

По результатам оценки, извлекаемые прогнозные ресурсы на последнюю дату превышают один миллиард тонн, а по сравнению с последней оценкой на 01.01.1999 они возросли на 370 млн. т.

В соответствии с требованиями «Методического руководства по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России», утвержденного Министерством природных ресурсов Российской Федерации, задача количественной оценки прогноза нефтегазоносности недр решалась с использованием принципа геологической аналогии, определяющего меры сходства между эталонным участком и расчетным, а впоследствии распространения данных по нефтеносности, установленных на относительно хорошо изученных (эталонных) участках на менее изученные (расчетные).

Оценка прогнозных ресурсов выполнялась на основе вновь разработанной модели нефтегеологического

районирования с выделением семнадцати нефтегазоносных зон. Впервые в разрезе осадочной толщи учтены ресурсы десяти нефтегазоносных комплексов: шести традиционных – в девонско-каменноугольном резервуаре, четырех – в пермском.

Суммарный объем ресурсов складывался из соответствующих объемов всех входящих в нее участков. Согласно рекомендациям оценка прогнозных ресурсов проведена по тектоническим элементам, нефтегазоносным зонам, лицензионным участкам и недропользователям.

По своей структуре – 74% объема прогнозных ресурсов содержится в основных продуктивных горизонтах девона – карбона, 26% – в пермских отложениях (рис.2).

Рис. 1. Республика Татарстан. Структура прогнозных ресурсов.

Сравнительный анализ оценок прогнозных ресурсов последней, на 01.01.2008, и предыдущей, на 01.01.99, в осадочной толще, но без учета объемов пермской высоковязкой нефти, свидетельствует, что она возросла на 161 млн. т. Последняя оценка ресурсов категорий $Д_1$+$Д_2$ Татарстана, с включением в ее состав высоковязкой нефти продуктивных горизонтов пермских отложений, стала реальной благодаря постановке ОАО «Татнефть» на государственный баланс нефти Российской Федерации в 2005–2007 гг. запасов двадцати одного месторождения сверхвязких (битумных) нефтей уфимского яруса. Начатая в 2006 г. и успешно продолжающаяся в настоящее время в соответствии с технологической схемой опытно-промышленная разработка залежи сверхвязкой нефти в терригенных коллекторах шешминского горизонта на Ашальчинском месторождении позволила добыть в 2009 г. 18,4 тыс. т. нефти.

По комплексу критериев нефтегазоносности неразведанные ресурсы, а соответственно будущие открытия месторождений нефти в Татарстане, будут происходить как на высокоизученных землях восточного Татарстана, так и в центральной, в западной части республики (рис.3).

Выявление новых месторождений нефти связывается с небольшими по запасам и размерам залежами, характеризующимися сложным строением ловушек, обусловленным высокой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

Эффективная деятельность компаний-недропользователей Республики Татарстан позволяет им неустанно пополнять сырьевую базу новыми месторождениями и залежами. Отметим, что до настоящего времени на высокоразведанной территории Татарстана происходят сенсационные геологические открытия. Новые месторождения открываются в основном в восточной части Татарстана, единичные — на территории центральной части в части недр, обозначенной как перспективная на рис.3.

Безусловным подтверждением величины вышеприведенного прогнозного потенциала недр республики является прирост запасов за счет геологоразведочных работ. Фактические данные свидетельствуют о следующем:

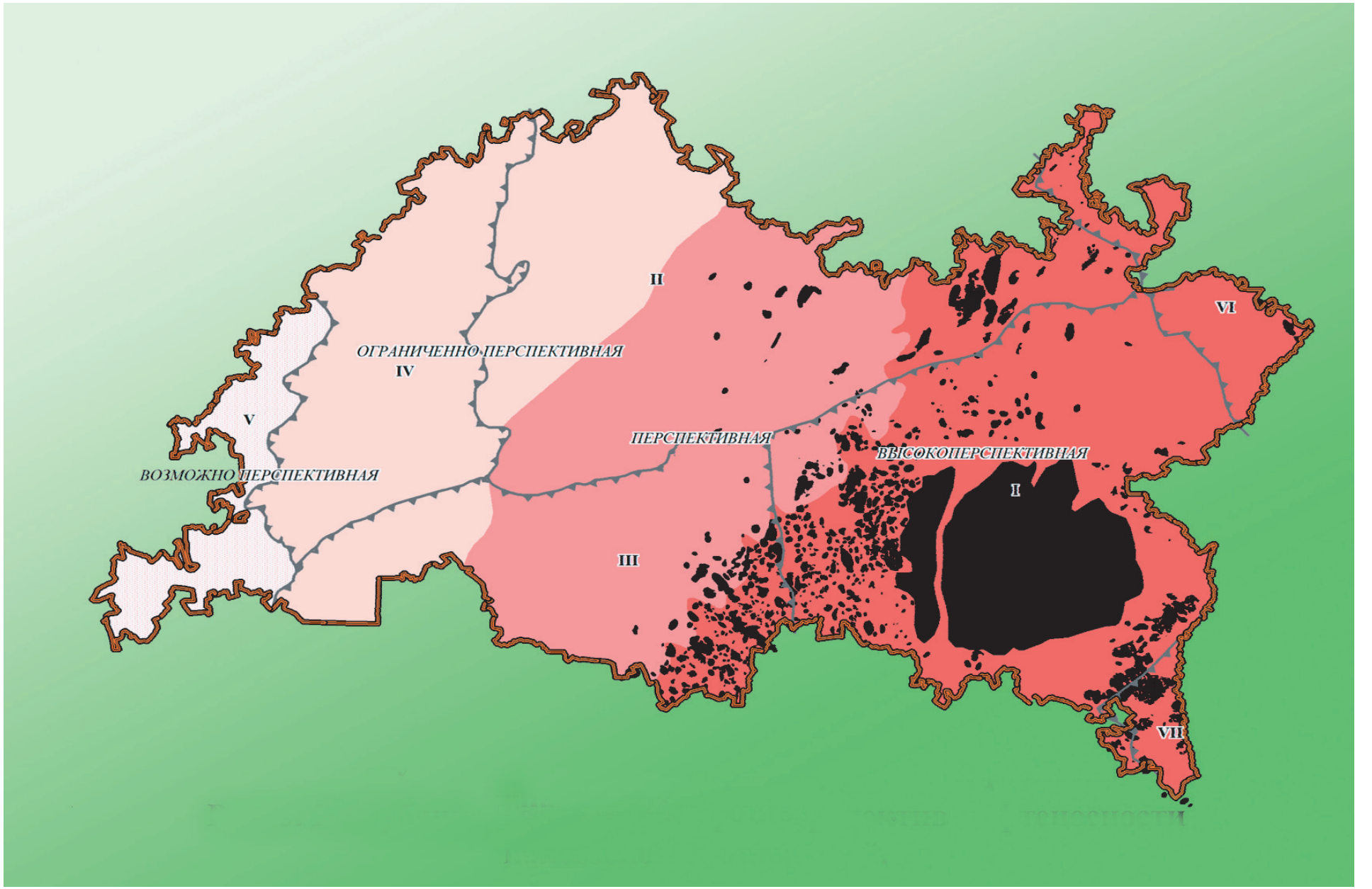


Рис. 3. Республика Татарстан. Карта перспектив нефтеносности палеозойских отложений.

прирост запасов за счет только новых открытий в 2006–2009 гг. составил 18,4 млн. т, что условно означает, что недропользователи Татарстана ежегодно открывали одно новое месторождение с запасами 4,6 млн. т извлекаемых. В качестве примеров приведу некоторые открытия последних лет.

НГДУ «ТатРИТЭКнефть» в течение последних лет на юго-восточном склоне Северо-Татарского свода по результатам речной и прибрежной сейсморазведки выявлена группа новых месторождений, из них два, которым среди ранее выявленных нет аналога в недрах республики – Мензелинское и Тимеровское, третье – Южно-Ижевское – идентичное отдельным ранее известным крупноэтажным месторождениям, но каждый из трех вышеперечисленных объектов обладает извлекаемыми запасами в несколько миллионов тонн.

Еще один пример экзотической находки в недавнем прошлом, Ленской, на территории деятельности ОАО «Татнефтеотдача».

Уплотнение сети сейсмопрофилей на сравнительно изученной территории северного склона Южно-Татарского свода способствовало выделению Ленского выступа в поверхности кристаллического фундамента высотой около 100 м. Этот типично погребенный высокоамплитудный останец фундамента скоротечно «затухает» в облекающих его терригенных девонских отложениях до амплитуды в 39 м. Реальная картина оказалась непревзойденной для северного склона: высота залежи в тиманском горизонте стала поистине рекордной и составила 34 м, со вскрытой мощностью нефтенасыщенного пласта пашийского горизонта – 15 м. Кроме того, останец фундамента контролирует залежь в облекающих его турнейских отложениях.

Здесь же, на северном склоне Южно-Татарского свода, характеризующемся в целом невысоким рассеянным ареалом нефтегазоносности, в результате детализационных сейсморазведочных работ ОАО «Дружбанефть» открыта также погребенная Ахтарская ловушка с залежью в тиманском горизонте с этажом нефтеносности около 20 м.

Ряд компаний открывали сложные по своему строению, характеризующиеся погребенными условиями залегания, небольшие залежи легкой нефти в девонских отложениях в пределах своих лицензионных участках на западном склоне Южно-Татарского свода, среди них ОАО «Шешмаойл», ОАО «СМП-нефтегаз», ЗАО «Геотех». Недропользователь ЗАО «Троицкнефть» здесь же открывал залежи в каменноугольных отложениях.

ЗАО «Р-Внедрение» является первооткрывателем значительной по объемам запасов и размерам Анзиркинской залежи и ряда небольших залежей с погребенным характером залегания в девонских терригенных отложениях на юго-восточном склоне Северо-Татарского свода.

На северо-восточном склоне Южно-Татарского свода, где перспективы в силу генетических особенностей развития региона в целом невысоки, ОАО «Мелланефть» открыта Долинская залежь в бобриковских отложениях с мощным пластом-коллектором. ОАО «Акмай» пробурена оценочная скважина на слабоизученном сейсморазведкой участке, по существу значительно нарастив контур бобриковской залежи. Здесь же, на восточном склоне Южно-Татарского свода, на Тумутукском участке ООО «Татнефть-Геология» на подготовленном сейсморазведкой поднятии открыта новая Куктяковская залежь вблизи границы с Башкортостаном. ЗАО «ВЕЛЛойл» открыта группа мелких месторождений на восточном борту Мелекесской впадины.

Успешно продвигает северо-западную границу нефтеносности в западном направлении ОАО «Татнефть». В центральной части Северо-Татарского свода в последние годы ОАО «Татнефть» открыта группа месторождений – Шадкинское, Ныртинское, Западно-Берсутское в девонских терригенных отложениях, сложнопостроенных и характеризующихся погребенными условиями залегания. На слабоизученной территории северо-восточного склона Южно-Татарского свода, в осевой части Актаныш-Чишминского прогиба, на землях с рассеянным ареалом нефтеносности, ОАО «Татнефть» установлены месторождения в нижнекаменноугольных отложениях – Гарейское и Карачевское.

Комплексный анализ пространственного размещения нефтеносности недр республики, закономерности развития генотипов ловушек, пород-коллекторов и флюидоупоров свидетельствуют о том, что выполненная оценка прогнозных ресурсов реальна.

Нефть находит тот, кто ее ищет!

Множество дискуссий в истории геологоразведочных исследований Татарстана прошло на тему: есть ли нефть на западе республики? Не единожды, а трижды…(1949–1952; 1969–1974; 2005–2008 годы) осуществлялся выход на западные земли с бурением поисковых скважин, казалось, что каждый раз на новом уровне – но … увы, запад не поддался. Отрицательные результаты первых двух раз можно было объяснить низкой эффективностью структурного бурения как метода подготовки объектов в условиях запада. Но в начале XXI века территория запада была изучена регулярной сетью сейсмопрофилей.

Кроме того, комплекс детальных геологических исследований был проведен большим коллективом ученых и практиков под эгидой Института проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан по проблеме перспектив нефтеносности запада Татарстана, включивший коррелятивный анализ стратиграфической полноты разреза, характеристик мощностей коллекторов, флюидоупоров, генотипов поднятий и ряда других прямых и косвенных геологических предпосылок нефтеносности осадочной толщи высокоперспективных земель востока и относительно слабо изученного бурением запада республики. Выяснено, что коренные отличия в палеотектонической и палеогеографической ситуациях развития востока и запада

обусловили принципиальную разницу в характеристике условий для нефтегазоносности этих земель. Доказано, что потенциальная нефтегазоносность запада может связываться лишь с единичными локальными горизонтами, мелкими локальными ловушками, как правило, с единственным продуктивным горизонтом, но в целом общая перспективность нефтегазоносности разреза неуклонно снижается по вектору движения с востока на запад.

Об инновационных методах в геологоразведке.

Итак, на сегодняшний день углеводородный потенциал Республики Татарстан и возможности выявления новых месторождений достаточны высоки. Однако, принимая во внимание изученность территории сейсморазведкой, и в частности, сейсмопрофилями, отработанными после 1985 г., она составляет всего около 2 пог. км/км^2 при необходимой, что доказано научными исследованиями, – 3,0–3,5 пог. км/км^2.

Констатируем как факт, что в настоящее время у всех недропользователей мира сейсморазведка является поисковым методом номер один и пока еще и западный мир не придумал ничего лучшего для поиска месторождений нефти и газа. Тем не менее там этот метод постоянно совершенствуется и последовательно перетекает в новую, более эффективную, методику изучения глубинного строения Земли.

К примеру, ТНК-ВР, имея мировой опыт ведения геологоразведочных работ на территории Российской Федерации, и в частности на территории Волго-Уральской провинции, покрывает перспективные участки недр сейсморазведкой 3D, хотя и изученные ранее 2D.

В Республике Татарстан главным направлением сегодня является развитие и применение сейсморазведки 3D и, безусловно, в будущем – многоволновой модификации сейсморазведки, так называемой 3D/3C, позволяющей в несколько раз увеличить количество полезной информации о недрах, которое включает прогнозирование вещественных характеристик среды, в том числе характера флюида, насыщающего поровое пространство.

Переходя на поиск мелких, сложно построенных и погребенных залежей в осадочной толще Татарстана, обусловленная необходимость – широкое использование данного метода.

Недропользователям необходимо помнить о сейсморазведке 4D (или сейсмическом мониторинге), для которой работы 3D являются первым и обязательным этапом. Одна из основных целей сейсмомониторинга – определение изменений, вызванных истощением пласта, а именно: прослеживание изменения контуров залежей в процессе эксплуатации. В сочетании с традиционными геолого-промысловыми исследованиями технология сейсмомониторинга позволит повысить эффективность разработки месторождений.

Итак, существующая сырьевая база, применение инновационных методов геологоразведочных работ и научно обоснованных рекомендаций на бурение всех категорий скважин обеспечат Республике Татарстан устойчивое развитие нефтедобывающей промышленности на длительную перспективу.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ДИССИПАЦИИ ЭНЕРГИИ ВОЛН В ПЕРФОРИРОВАННОЙ СКВАЖИНЕ

А.А. Абдрашитов[1], Е.А. Марфин[1], С.Я. Коханова[2]

[1]Исследовательский центр проблем энергетики Учреждения Российской академии наук КазНЦ РАН, г.Казань, abdary@mail.ru

[2]Казанский государственный технический университет им. А.Н.Туполева

Стабилизация объемов добычи нефти на поздних стадиях разработки месторождений, а тем более увеличение дебита скважин невозможны без применения инновационных методов добычи нефти. Известно, что нефтяные ресурсы Российской федерации в значительной степени (по некоторым оценкам – более, чем на 80%) состоят из трудноизвлекаемых запасов, освоение которых связано с существенным повышением материальных и энергетических затрат. В этих условиях доля рентабельно извлекаемых запасов нефти в общем объеме нефтедобычи снижается, стоимость разработки нефтяных месторождений растет.

Интенсификация добычи нефти и природных битумов на поздних стадиях разработки месторождений требует использования различных методов воздействия на нефтеносный пласт. Процесс фильтрации в продуктивном пласте, представляющем собой пористую среду, пропитанную нефтью, битумом, сопутствующими компонентами, зависит как от геолого-физических свойств нефти, так и от микроструктуры пористой среды пласта. Наибольший эффект при решении проблемы интенсификации добычи тяжелых нефтей может быть достигнут при оптимальном сочетании двух или нескольких перспективных методов воздействия на продуктивные пласты.

Многолетний опыт исследования и разработки новых решений, направленных на создание методов и средств интенсификации добычи и повышение отдачи нефтяных и битумных пластов, проведенных учеными Исследовательского центра проблем энергетики КазНЦ РАН свидетельствует, что перспективным направлением повышения отдачи нефтяных и битумных пластов является применение интегрированного воздействия на пласт [1]. Сущность такой технологии состоит в совмещении применяемых методов увеличения нефтеотдачи с волновым. С помощью этого метода в процессе промысловых испытаний впервые в отечественной практике нефтедобычи достигнута рентабельная скважинная добыча природного битума [2]. При этом, как показано проведенными исследованиями, могут быть достигнуты синергетический эффект и кратное улучшение определяющих показателей качества процесса. Снижение материальных и энергетических затрат на единицу продукции является одним из важнейших требований к новым технологиям и средствам их реализации.

Технология интегрированного воздействия осуществляется размещением на забое нагнетательных скважин излучателей, с помощью которых в потоке нагнетаемого в пласт агента возбуждаются колебания давления. При этом в пласте формируется волновое поле, которое интенсифицирует процессы, протекающие в нем. За счет этого увеличивается зона воздействия, повышаются коэффициенты охвата и замещения.

Эффективность реализации такой технологии зависит от многих факторов. В первую очередь, – от мощности формируемого в пласте волнового поля. Последняя, в свою очередь, зависит от мощности излучателя колебаний и от того, какая часть энергии возбуждаемых упругих волн теряется при переходе из скважины в пласт. Кроме того, для интенсификации внутрипластовых процессов необходимы определенные частоты колебаний.

Вопросами повышения мощности генерируемых колебаний и оптимизации параметров и режимов работы излучателей посвящено достаточно публикаций, в том числе [3]. В настоящей работе исследуется возможность повышения эффективности интегрированного воздействия на продуктивные пласты за счет снижения потерь энергии колебаний в процессе перехода их из скважины в пласт.

Объектом исследования является скважина, в которой размещается излучатель и генерируются колебания давления. На рис.1 приведена схема рассматриваемого участка скважины. Указанная система представляет собой емкость определенного объема, которая ограничена забоем скважины и торцом излучателя или размещенными в обсадной колонне отражателями. Эта емкость снабжена узкими перфорационными отверстиями, через которые она сообщается с окружающей средой – продуктивным пластом. Перфорационные отверстия проходят через стенку обсадной колонны и цементный камень.

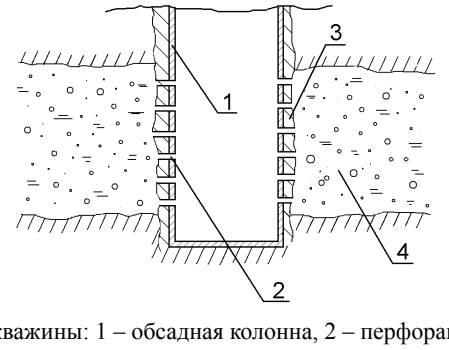


Рис.1. Схема забоя скважины: 1 – обсадная колонна, 2 – перфорационные отверстия, 3 – цементный камень, 4 – продуктивный пласт.

Ранее проведенные теоретические исследования представленной системы позволили сделать вывод о том, что перфорированный участок обсадной колонны скважины представляет собой акустический резонатор [4]. Как любая другая акустическая система, этот резонатор характеризуется частотами собственных колебаний и добротностью. При этом установлено, что перфорированная труба обладает собственными колебаниями аналогично собственным колебаниям в трубах, а также собственными колебаниями, связанными с перфорацией. В первом случае частоты собственных колебаний (основной и кратные ей гармоники) зависят от длины трубы – чем больше длина трубы, тем ниже частота колебаний. Во втором случае частота собственных колебаний не зависит от длины трубы, а связана с геометрией скважины и перфорационных отверстий и их числом.

Целью настоящего исследования является экспериментальное подтверждение установленных ранее результатов теоретических исследований, а также определение потерь энергии колебаний из скважины в пласт.

Для экспериментальной проверки полученных результатов была создана установка (рис. 2), с помощью которой моделируется поведение волнового поля в обсадной колонне скважины.

Экспериментальная установка состоит из трубы *1* (обсадной колонны) и сменных перфорационных отверстий *2,* размещенных на поверхности трубы. Расположение отверстий на трубе – двухвинтовое с шагом, обеспечивающим размещение 10 отверстий на каждой линии на протяжении 1 метра трубы. Перфорационные отверстия выполнены в виде втулок натурной длины и диаметра, вворачиваемых в приваренные к трубе патрубки. Изменяя типоразмер отверстий, моделируются забойные условия, приближенные к промысловым.

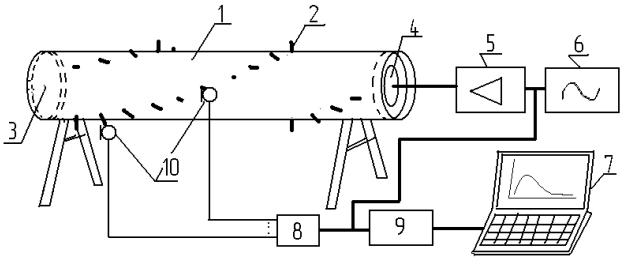


Рис.2. Схема экспериментальной установки.
1 –обсадная колонна, 2 –перфорационные отверстия, 3 – заглушка колонны, 4 – крышка с излучателем колебаний, 5 – усилитель сигнала низкочастотный, 6 – генератор звуковых колебаний, 7 – компьютер, 8 – микрофонный усилитель, 9 – АЦП, 10 – микрофоны.

С одной стороны труба закрывается крышкой с расположенным на нем излучателем колебаний (динамической головкой), позволяющей создавать в трубе звуковое поле. С другой стороны труба закрывается жесткой крышкой. Электрическое обеспечение (5, 6) позволяет возбуждать в трубе звуковые колебания с заданной амплитудой и частотой, или же определенного спектрального состава. Система измерения (7, 8, 9, 10) обеспечивает регистрацию и сбор данных с микрофонов, расположенных вблизи перфорационных отверстий.

Работа на стенде заключается в замере параметров волнового поля в трубе изменяемой длины при переменном количестве отверстий и сравнение их с данными расчета. Это позволяет получить резонансную кривую исследуемого объекта, на основе которой определяются значения частоты собственных колебаний столба жидкости в обсадной колонне и добротности системы. Сравнение полученных результатов позволяет экспериментально подтвердить адекватность разработанной ранее математической модели реальному процессу.

Зависимость частоты собственных колебаний перфорированной обсадной колонны от геометрических характеристик скважины и перфорационных отверстий представлена на рис.3. Полученные экспериментальные данные хорошо согласуются с полученной ранее формулой [4]:

$$f = c\,d\,(n_0/(l_0 + 0{,}25\,\pi d))^{1/2}/(2\pi D) \qquad (1)$$

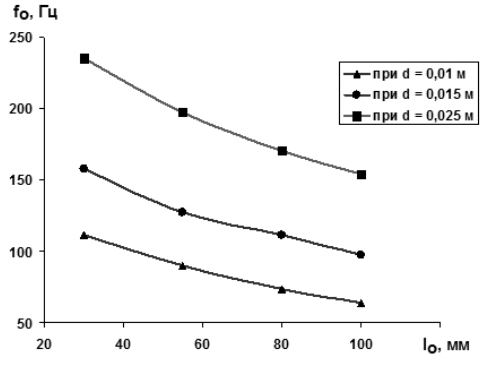


Рис.3. Зависимость частоты собственных колебаний столба жидкости в обсадной колонне от длины и диаметра перфорационных отверстий.

Как следует из представленных данных, значение частоты собственных колебаний столба жидкости в колонне возрастает при увеличении длины перфорационного отверстия и уменьшении его диаметра.

В то же время при анализе экспериментальных данных обнаружены собственные колебания, связанные с длиной трубы. Как и ожидалось, частота таких колебаний увеличивается с уменьшением длины трубы.

Полученные данные позволяют выбрать две частоты для исследования поведения системы. Первая частота основной гармоники собственных колебаний исследуемой геометрии скважины, связанная с длиной трубы, равна 167 Гц. Другая частота, связанная с перфорацией, равна 80 Гц. В следующих сериях экспериментов исследована амплитуда колебаний внутри скважины на различных расстояниях от излучателя колебаний, который генерировал колебания частотой 167 Гц и 80 Гц соответственно. На рис.4 показана зависимость амплитуды колебаний внутри скважины по длине скважины.

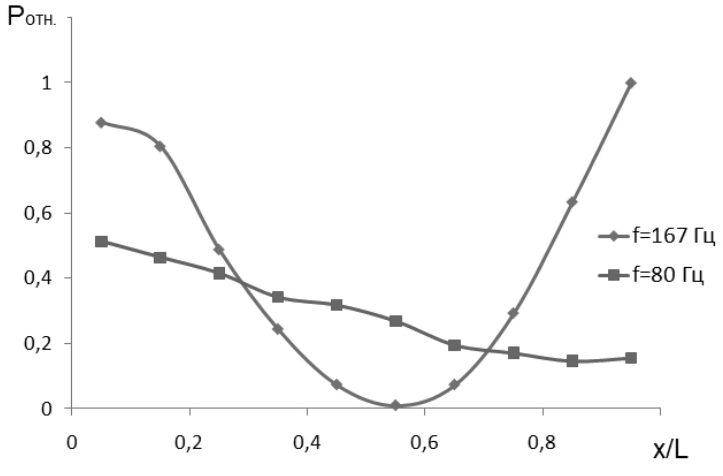


Рис.4. Зависимость относительного значения амплитуды колебаний по длине скважины.

Уменьшение амплитуды колебаний в середине длины скважины на частоте 167 Гц подтверждает факт возбуждения собственных колебаний основной моды и согласуется с теорией акустических резонаторов (труба закрыта с двух концов). Амплитуда колебаний на частоте 80 Гц не столь сильно меняется по длине трубы. Это свидетельствует о генерации собственных колебаний резонатора с перфорационными отверстиями (резонатор Гельмгольца). Незначительное уменьшение амплитуды колебаний может быть объяснено тем обстоятельством, что частота вынужденных колебаний близка к частоте четвертьволновому резонатору (в данном случае 83 Гц).

Для оценки потерь энергии колебаний на перфорационных отверстиях были измерены уровни амплитуды колебаний внутри скважины и на выходе отверстий. Зависимость коэффициента уменьшения амплитуды колебаний по длине скважины представлена на рис.5.

Анализ полученных данных позволяет сформулировать следующие рекомендации по выбору режима воздействия:

- частота генерируемых колебаний излучателя должна соответствовать частоте собственных колебаний, связанных с перфорацией;

- глубина установки излучателя должна выбираться такой, чтобы значение частоты генерируемых колебаний излучателя находилось между значениями основных гармоник четвертьволновых и полуволновых резонаторов.

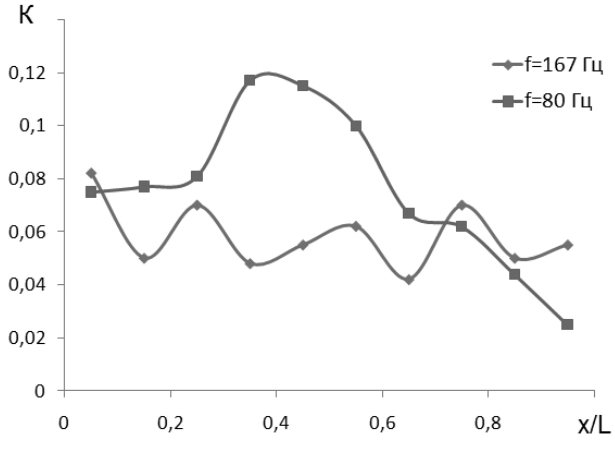


Рис.5. Зависимость коэффициента уменьшения амплитуды колебаний по длине скважины.

Заключение

На основе проведенного исследования экспериментально определены частотные характеристики перфорированного участка обсадной колонны скважины. Установлено, что скважина ведет себя как акустический резонатор и способствует увеличению амплитуды возбуждаемых колебаний на частотах, близких к частоте собственных колебаний, а также поглощению энергии колебаний на других частотах. Определены потери энергии колебаний на перфорационных отверстиях. Сформулированы рекомендации по выбору режима воздействия.

* Работа проводится в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 годы (гос. контракт №П511 от 14.05.2010 г.).

Литература

1. Муслимов Р.Х., Волков Ю.В., Хавкин А.Я., Петраков А.М., Алемасов В.Е., Кравцов Я.И., Буторин Э.А., Марфин Е.А., Самбурова Л.И., Шестернин В.В. Анализ эффективности термоволнового воздействия на Мордово-Кармальском месторождении // Бурение&Нефть. – М., 2003. – №1. – С. 18–23.

2. Марфин Е.А., Кравцов Я.И. Совмещение методов воздействия на пласт как эффективный способ совершенствования технологии добычи нефти // Тр. Междун. Форума по проблемам науки, техники и образования. Том 2 / Под ред.: В.П.Савиных, В.В.Вишневского. – М.: Академия наук о Земле, 2004. – С. 133–134.

3. Марфин Е.А. Математическая модель процесса генерации колебаний давления в струйном излучателе на основе резонатора Гельмгольца // IV Школа-семинар молодых ученых и спец. под рук. акад. РАН В.Е. Алемасова «Проблемы тепломассообмена и гидродинамики в энергомашиностроении»: Материалы докл., – Казань: Изд-во КГУ, 2004. – С. 530–537.

4. Кравцов Я.И., Марфин Е.А., Гатауллин Р.Н. О повышении эффективности интегрированного воздействия на продуктивный пласт // Тепловые процессы в технике. – №2. – 2009.

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ГИДРОГЕОЛОГИИ

И.С. Абросимова, А.В. Христофоров, Д.А. Христофорова

Казанский федеральный университет

В настоящее время термометрия, как один из геофизических методов, не нашла широкого применения в гидрогеологии. Хотя геотермические методы могут быть использованы для решения таких гидрогеологических задач, как расчленение геологического разреза, выделение водоносных горизонтов и водоупорных толщ; определение скорости фильтрации подземных вод и качественная оценка фильтрационных свойств отдельных толщ пород в зоне активного водообмена; выявление областей питания, стока и разгрузки подземных вод; определение скрытых очагов разгрузки восходящих горячих подземных вод и многих других. В свою очередь, гидрогеологическая информация необходима, например, при освоении новых и при доразведке старых нефтегазоносных областей, при планировании мероприятий по охране недр и использовании подземных вод для водоснабжения и других нужд.

Методы определения гидрогеологических характеристик

В каждой работе, так или иначе связанной с проблемами геотермии, подчеркивается, что в верхних частях литосферы движение флюидов является одним из наиболее активных факторов, влияющих на температурное поле [1, 2, 3].

Два вида движения флюидов в земной коре наиболее тесно связаны с тепловым режимом недр. Это гидродинамическая фильтрация подземных вод под действием градиента давлений и термодиффузия под действием градиента температур. Природа их связи с тепловым полем различна – если в первом случае фильтрационные воды обусловливают появление конвективной составляющей теплового потока и связанные с этим движением ее вариации по вертикали и горизонтали, то во втором случае сама горизонтальная составляющая теплового потока является причиной миграционного движения флюидов. Поэтому неоднородные тепловые поля, динамика подземных вод и распределение областей концентрации определенных веществ являются взаимозависимыми и взаимоопределяемыми.

Исследование водоносных горизонтов с помощью высокоточного термокаротажа дает возможность получить определенную гидрогеотермическую и гидрогеологическую информацию. На ее основе осуществляется ряд профилактических мероприятий, таких как изучение природных факторов защищенности подземных вод (наличие в разрезе слабопроницаемых отложений, их мощности, литологии, фильтрационных параметров); выявление и учет потенциальных источников загрязнений: выбор местоположений объектов, при которых их отрицательное воздействие будет минимальным и другие.

Геотермические параметры (термоградиент, конвективный и глубинный тепловой поток и др.) являются основой для получения следующей информации гидрогеологического характера.

1) *Зоны питания и разгрузки подземных вод*. Устанавливаются двумя методами: по вогнутости-выпуклости геотерм и по конвективному тепловому потоку в вышележащем малопроницаемом пласте – прогретость его свидетельствует о разгрузке подземных вод в нижележащей проницаемой толще, охлаждение – о нисходящем движении.

2) *Степень гидрогеологической раскрытости-закрытости недр.* Обозначим СГРП и СГЗП. Понятие СГРП и СГЗП в гидрогеологии используется как качественная характеристика. Количественно определяется по величинам конвективного и глубинного тепловых потоков $q_{кв}$ и $q_{гл}$. Так, СГРП определяется по формуле $G = (q_{кв} / q_{гл}) \cdot 100$ %, соответственно СГЗП по формуле $Z = 100\ \% - G$. Здесь условно принято, что полностью закрытыми являются пласты с минимальными значениями $q_{кв} = 0$, а полностью раскрытыми являются пласты у которых $q_{кв} = q_{гл}$ [3].

3) *Направления движения подземных вод.* Направление движения подземных вод можно определить по термограммам, показанным на рис. 1.

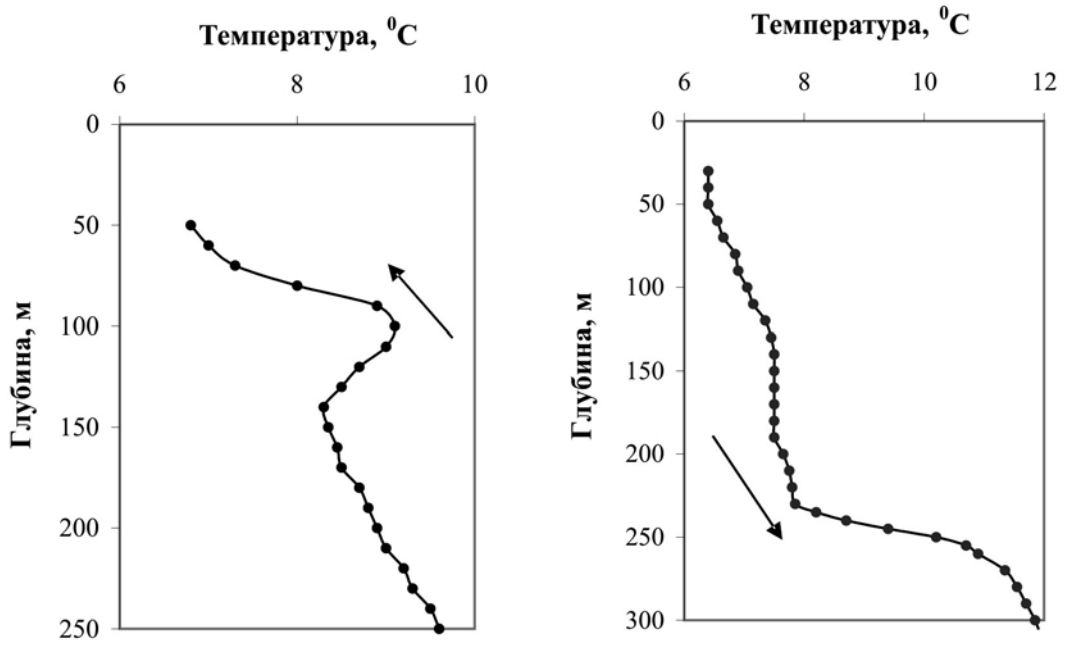


Рис. 1. Термограммы скважин: № 16 Шугурово, № 15047 Шугурово.
Стрелками показано направление фильтрации воды.

4) *Зоны с разным типом водообмена.* Геотермический метод (анализ кривых изменения температуры с глубиной) позволяет определить глубину проникновения инфильтрационных вод, отделяющую предположительную зону с активным типом водообмена от зоны с замедленным. Соответственно выделяются стратиграфические толщи, нарушенные вертикальной фильтрацией, определяются региональные и местные водоупоры.

5) *Участки с локальными аномалиями* гидрогеологической природы, обусловленными латеральным движением вод.

Некоторые результаты анализа термограмм

На юго-востоке Татарстана смыты все отложения вплоть до пермских. Воды пермских отложений достаточно широко используются для водоснабжения в нашей республике. Поэтому важно изучение гидрогеологических особенностей региона. Отложения пермской системы включают два отдела: нижнепермский P_1 с ярусами ассельским, сакмарским, артинским и кунгурским и верхнепермский P_2 с уфимским, казанским и татарским. Верхнепермские водоносные горизонты залегают выше уровня вреза речных долин и образуют многочисленные родники. Запасы подземных вод данного комплекса пополняются атмосферными осадками через проницаемые приповерхностные отложения, а также артезианскими водами с глубины по некачественно зацементированным скважинам.

Согласно изложенным методам определены некоторые гидрогеологические характеристики Шугуровской и Куак-Башской площади Ромашкинского месторождения.

Проведенное сравнение результатов гидрогеологической интерпретации геотермической информации с материалами гидродинамики и гидрогеохимии показало хорошее соответствие гидрогеотермических параметров с распределением пьезометрических уровней и степени минерализации подземных вод [4]. Анализ результатов гидрогеологической интерпретации геотермической информации проводился путем сравнения данных по основным определяемым параметрам (зонам питания и разгрузки подземных вод, степени гидрогеологической раскрытости пластов, скорости фильтрации подземных вод, водоупорам, зонам с разным типом водообмена) с известными данными

пространственного распределения (по вертикали и горизонтали) приведенных уровней и степени минерализации подземных вод.

Так, одной из выявленных нами закономерностей регионального плана является то, что верхняя часть осадочной толщи P_2 повсеместно является зоной интенсивной инфильтрации холодных поверхностных вод даже в областях региональной разгрузки (рис. 1,2). Почти для всей территории это толща P_2 охлаждена. Верхнепермские отложения промываются атмосферными водами.

Это хорошо согласуется с гидродинамическими данными работы [5], а также с данными работы [6]. Гидродинамические особенности Волго-Уральского бассейна связаны с тем, что в его осадочные отложения непрерывно поступают инфильтрационные воды [5]. Отложения P_2, залегающие, как правило, выше местного базиса эрозии, по всему Урало-Поволжью хорошо промываются атмосферными водами. Это воды пресные, гидрокарбонатно-натриевого и сульфатнонатриевого типов. То есть верхнепермские отложения повсеместно представляют собой гидрогеологически раскрытую зону [6].

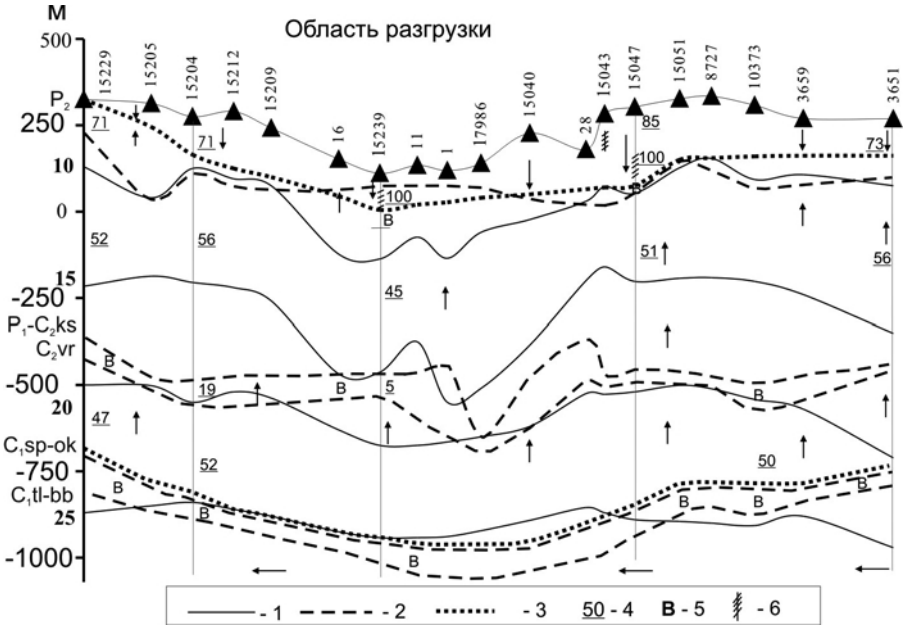


Рис. 2. Схематический гидрогеотермический профиль через Шугуровскую и Куак-Башскую площади. Масштаб 1:100000.
1 - изотермы, ^{0}C; 2 - границы отложений; 3 - границы зон активного и замедленного водообмена; 4 - степень гидрогеологической раскрытости, %; 5 - водоупор; 6 - высокопроницаемые толщи. Стрелками показано направление фильтрации.

Наличие в верхней части пермских отложений известняков и песчаников, а в нижней части водоупорных глин, благоприятно для накопления подземных вод за счет местного питания. Все водоносные горизонты пермских отложений отделяются друг от друга глинистыми водоупорами, более или менее выдержанными по простиранию. На отдельных участках эти водоупоры нарушены, вследствие чего нижнепермские сероводородные воды поднимаются на поверхность и образуют родники. Так в результате размыва глинистых водоупорных образований пермских отложений в районе села Шугурово поверхностные воды проникают до глубины 800-900 м [6].

Совместный анализ значений конвективного теплового потока и формы геотерм позволяет точно выделить зоны питания и разгрузки подземных вод и установить локальные и региональные направления движения вод от областей нисходящей фильтрации к областям восходящего движения.

В случае инфильтрации, т.е. движения вод сверху вниз, распределение температуры с глубиной имеет вогнутый характер. Фильтрационное движение снизу вверх фиксируется на геотермограммах участками, выпуклыми в отношении оси глубин. Разумеется, из рассмотрения должны быть исключены случаи (на основе анализа конвективного теплового потока), когда нелинейный характер геотермы отражает лишь изменение литологического состава. На рис. 1 приведены термограммы, иллюстрирующие эту закономерность. Также на термограмме скв. 15240 (рис. 3) в верхней части разреза фиксируется движение вод сверху вниз.

В региональном плане участки повышенной трещиноватости и разломной тектоники должны быть приурочены к зонам аномально высоких температур. Температурные максимумы разделяют участки пониженных температур, которые зачастую приурочены к долинам рек. На рис. 2 представлен гидрогеотермический профиль через долину реки Шешма (село Шугурово) [7]. На нем хорошо прослеживаются отмеченные закономерности – «падение» изотерм в долине реки Шешма, резкое их поднятие в районе Куак-Баша и Шугурово, т.е. на участках повышенной трещиноватости и разломной тектоники.

В изменении степени гидрогеологической раскрытости пласта по площади определяющую роль играет структурно-тектонический фактор – своды и поднятия характеризуются высокими значениями степени гидрогеологической раскрытости пласта, а впадины и прогибы – низкими. Этот вывод прекрасно согласуется с нашими данными (рис. 2). На большей части геотермограмм в верхней зоне фиксируются слабопроницаемые отложения с СГРП > 30 %. Естественно, такие отложения в какой-то степени предохраняют попадание загрязненных веществ с поверхности в водоносные пласты. Однако часть термограмм показывает, что в ряде районов сверху залегают хорошо проницаемые отложения с СГРП > 90 % до определенных глубин. В этом случае мы можем наблюдать загрязнение водоносного пласта, а если районы загрязнения и выхода пласта на поверхность расположены достаточно близко друг от друга, то и загрязнение родников, колодцев и других водоносных точек. Поэтому для расположения объектов потенциальных загрязнителей среды должны быть выбраны районы с минимальной величиной СГРП с поверхности и вглубь.

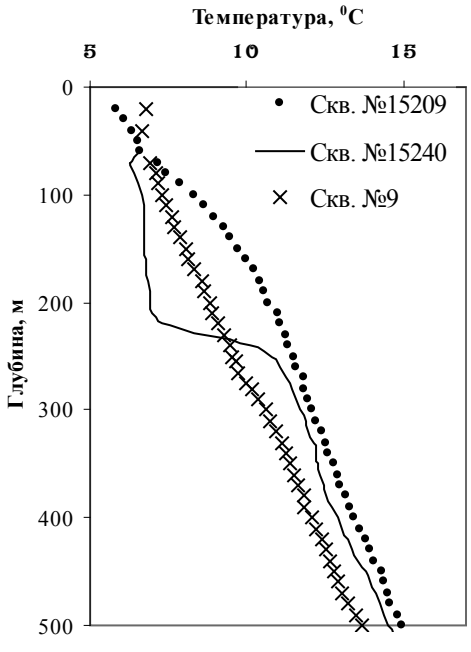


Рис. 3. Различный характер термограмм при наличии сверху непроницаемых (скв. №15209, Шугурово), слабопроницаемых (скв. №9, Шугурово) и проницаемых (скв. №15240, Шугурово) отложений.

Как видно из рис 2, граница, разделяющая зоны активного и замедленного водообмена, сильно варьирует по площади в зависимости от литологии и коллекторских свойств пород, залегающих сверху. Особенно это хорошо видно по Шугуровской и Куак-Башской площадям (рис. 3). Водоупором является тульско-бобриковский горизонт. Верейские глины надежным водоупором здесь не являются, они проницаемы для инфильтрующихся вод.

В заключение мы хотели бы подчеркнуть возможность и перспективность применения в гидрогеологии геотермических методов в комплексе с другими методами.

Литература

1. *Фролов Н.М*. Гидрогеотермия. – М.: Недра, 1976. – С. 280.

2. *Непримеров Н.Н., Ходырева Э.Я., Елисеева Н.Н.* Геотермия областей нефтегазонакопления. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1983. – С. 138.

3. *Христофорова Н.Н*. Тепловой режим литосферы в зонах нефтегазонакопления на примере Волго-Уральского и Предкавказского регионов: автореф. дис. ... д.г.-м.н. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2002. – С. 34.

4. *Христофорова Н.Н., Абросимова И.С., Бергеманн М.А.* Геотермия областей нефтегазонакопления: теоретические и практические аспекты поисково-разведочных работ. Материалы Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов», Казань, 10-12 сентября 2008 г. – Казань: Изд-во «Фән», 2008. – С. 462–465.

5. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции/ Под. ред. С.П. Максимова. – М.: Недра, 1970. – 138 с.

6. *Богомолов Г.В., Герасимов В.Г. и др*. Гидрогеология Волго-Уральской нефтегазоносной области. – М.: Недра, 1967. – С. 424.

7. *Абросимова И.С.* Результаты исследований водоносных горизонтов геотермическими методами (на примере Шугуровской и Куак-Башской площадей Ромашкинского месторождений). Георесурсы (научно-технический журнал), №2(34). – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2010. – С. 22–24.

ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ
ГЛУБОКИМ БОКОВЫМ СВЕРЛЕНИЕМ

П.О.Александров, А.А.Воскобойников, Г.К.Мубаракшин
ООО «НЕФТЕГАЗСЕРВИС», г. Октябрьский.
E-mail: magiservis@yandex.ru

В докладе освещается технология вторичного вскрытия продуктивного горизонта с использованием специального сверлящего перфоратора. Авторами создан простой, мобильный и легко ориентируемый, не требующий дополнительных операций и тяжелого оборудования, недорогой сверлящий перфоратор с глубиной проникновения в пласт на 1…2 м.

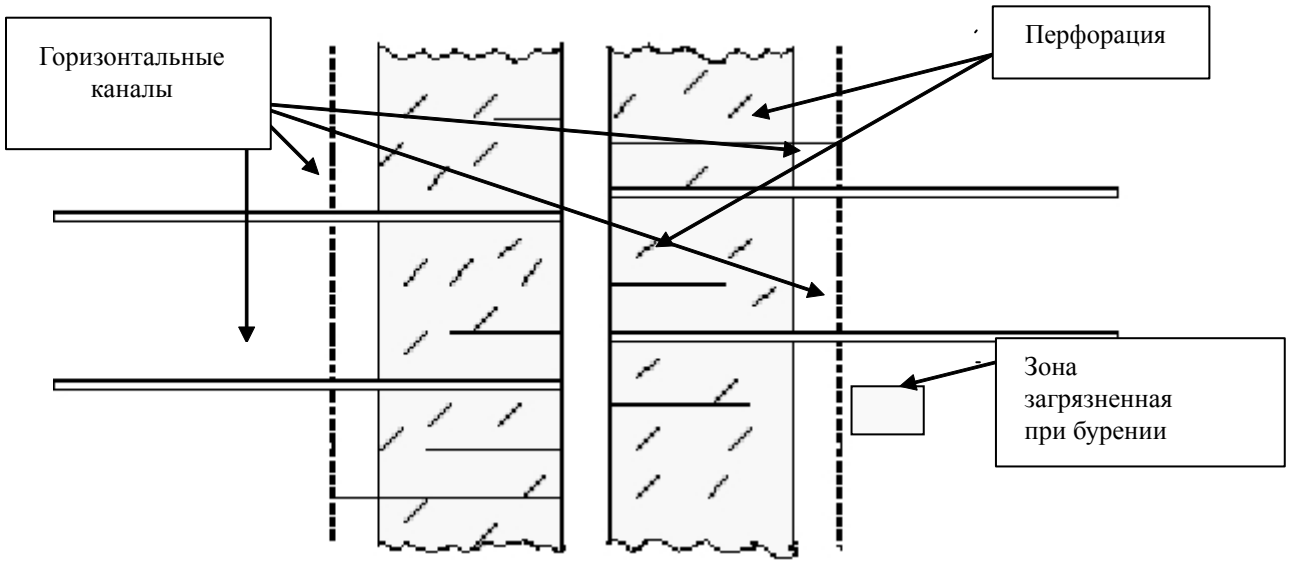
Перфоратор представляет из себя устройство, спускаемое в скважину на погружном кабеле, либо трубах НКТ вертикально от горизонта, которое автоматически закрепляется в обсадной колонне или на стенке скважины и сверлит горизонтальные или наклонные каналы длинной 1…2 м. Последующее сверление каналов не требует подъема оборудования т.к перфоратор оснащен спец. датчиками.

Сроки обработки одной скважины – от одного до трех суток с учетом спуска и подъема оборудования.

Замена запчастей может производиться прямо на скважине.

Схематичный рисунок с пояснениями

Нефтенасыщенные коллекторы мощностью 0,5…3,0 м вскрываются 6…8 горизонтальными каналами диаметром 22…28 мм и длиной 1…2 м, пробуренных на депрессии, что позволяет производить отбор нефти в широкой воронке стока, расположенных вне кольматационной зоны околоскважинного пространства продуктивного пласта.



Преимущество перед другими технологиями:

* - возможность вскрытия небольших по мощности нефтенасыщенных пропластков;
* - вскрытие пласта на депрессии;
* - возможность вскрытия наклонными каналами диаметром 30-50 мм.;
* - не требует дополнительной тяжелой техники;
* - мобильность;

РАЗРАБОТКА И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ НОВЫХ ВЫСОКОПРОЧНЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ

М.И.Амерханов (к.т.н.), А.Н.Береговой, Ш.Г.Рахимова (к.т.н.), В.С.Золотухина, В.Н.Лакомкин, О.И.Афанасьева

ТатНИПИнефть, ОАО «Татнефть»

В настоящее время большинство нефтяных месторождений России и, в частности Республики Татарстан, находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется снижением уровня добычи нефти и ростом обводненности добываемой продукции, что является одной из причин, способствующих выходу скважин из действующего фонда.

Снижению обводненности добываемой продукции и интенсификации добычи нефти способствует проведение работ по ограничению водопритока в добывающие скважины, обеспечивающих решение следующих проблем:

- продление рентабельной эксплуатации добывающих скважин;
- регулирование выработки нефтеносных коллекторов неоднородного эксплуатационного объекта за счет отключения или селективной изоляции обводненных пластов;
- уменьшение добычи попутной воды со снижением энергозатрат.

В зависимости от влияния на показатели разработки извлекаемую попутно с нефтью воду можно разделить на два вида. К первому виду относится вода, закачиваемая с целью поддержания пластового давления. Ко второму виду относится посторонняя и подошвенная вода на участке добывающей скважины, отбор которой удорожает себестоимость нефти и осложняет выработку пластов.

В настоящее время для проведения водоизоляционных работ на скважинах применяются множество различных методов и составов. Особое место в этом ряду занимают гелеобразующие композиции.

Водоизоляционные композиции, входящие в данную группу, после структурирования в пласте образуют высокопрочный гель. К гелеобразующим можно отнести используемые как в России, так и за рубежом составы на основе полиакриламида (ПАА), биополимеров, метилцеллюлозы, оксиэтилцеллюлозы, высоко- или низкомодульного жидкого стекла (силиката натрия) и других. Несмотря на неоспоримые достоинства, известные составы обладают и существенными недостатками: ограничения по минерализации воды как попутно-добываемой, так и используемой для приготовления композиций, высокая микробиологическая деструкция и недостаточная сдвиговая прочность композиций на основе биополимеров. Исходя из вышеизложенного, исследования были направлены на получение высокопрочных полимерных систем (ВПС) на воде любой минерализации, позволяющей проводить работы всесезонно, кроме того, состав и свойства попутно-добываемой воды не должны были ограничивать применение новых композиций.

Разработка высокопрочных составов велась в направлении модификации структурообразующих композиций на основе водорастворимого полиакриламида ДР9-8177 (ПАА) различными добавками, позволяющими улучшить прочностные свойства гелей.

На первом этапе лабораторных исследований проводились испытания с целью определения оптимальных условий образования вязкоупругих составов в свободном объеме.

Массовое содержание полиакриламида в исследуемых композициях находилось в пределах (0,6-1,0) %, экзополисахарида гуар в пределах от 0 % до 0,2 %. Объемное содержание ацетата хрома (АХ) варьировалось от 0,01 % до 0,14 %. В качестве добавок к полимерным композициям, позволившим значительно улучшить прочностные свойства гелей использовались окиси цинка массовой долей от 0,02 % до 0,1 % или магния массовой долей от 0,01 % до 0,06 %. [1]. Возможность применения окисей металлов в качестве индукторов гелеобразования впервые была предложена институтом «ТатНИПИнефть» в технологии применения композиционных систем на основе гуаровой камеди (смолы) для увеличения нефтеотдачи неоднородных заводненных пластов (ГУАР) [2].

Приготовление композиций осуществлялось во всем спектре минерализации воды (от пресной до пластовой), закачиваемой с целью поддержания пластового давления. Качество сшивки определялось визуально по подвижности системы.

Кроме того, в течение 30 суток осуществлялось наблюдение за состоянием системы: помутнение, выделение из геля свободной воды (проявление эффекта синерезиса).

По результатам первого этапа работ сделаны следующие выводы:

- прочные, практически неподвижные или малоподвижные гели образуются в широком диапазоне концентраций;
- сшитые полимерные системы образуются в водах любой минерализации;
- время гелеобразования находится в пределах от 2 до 36 часов.

Кроме того, в течение 12 месяцев вели визуальное наблюдение за состоянием ВПС. В течение этого времени полимерные системы оказались устойчивыми к окислительной микробиологической и солевой деструкции (особенно это проявляется в минерализованных водах).

На рис. 1 приведены прочностные характеристики разработанных составов при разном соотношении компонентов в композициях в сопоставлении со сшитой полимерной системой и вязкоупругим составом, определенные на приборе Полимер РПЭ-1М.

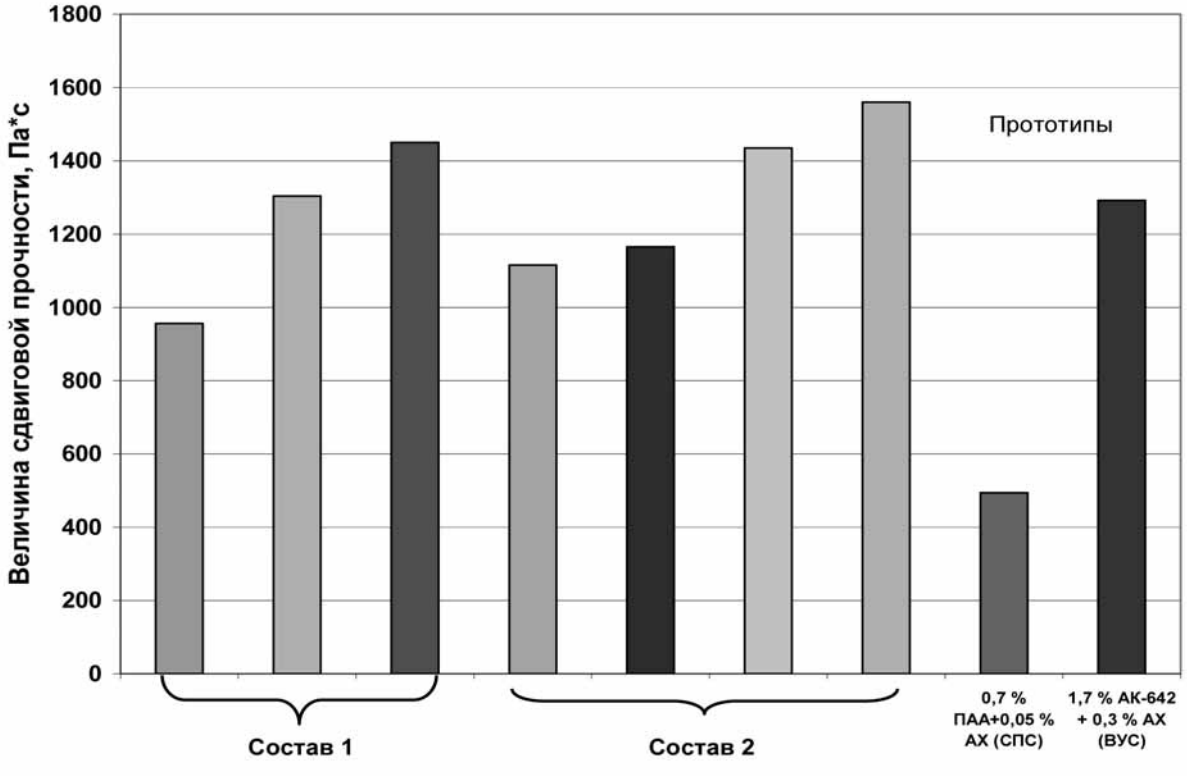


Рис.1. Сдвиговая прочность.

С целью определения нефтевытесняющих и водоизоляционных свойств ВПС нами были проведены фильтрационные испытания на образцах естественного керна с использованием компьютеризованной насосной установки фирмы Core Laboratories. Использовались керны терригенных девонских пород диаметром 2,7-3,0 см и длиной 3,5-4,0 см проницаемостью в пределах от 0,6 до 0,8 мкм^2. Основные условия и результаты тестирования на естественных девонских кернах разработанных составов в сравнении с известными композициями представлены в таб. 1. Низкие значения по снижению подвижности воды для СПС, по всей видимости, объясняются непродолжительностью технологической паузы, которая в экспериментах составляла от 36 до 48 часов.

Таблица 1. Основные условия и результаты тестирования на девонских кернах разработанных составов

Состав композиции	Абсолютная проницаемость кернов, мкм^2	Пористость, %	Фактор сопротивления	Коэффициент вытеснения, %	Снижение подвижности воды
Состав 1	0,604	21,5	28,83	85,4	250,91
	0,715	21,9	28,65	86,0	168,15
	0,596	20,3	88,20	95,1	332,27
	0,753	20	19,68	88,2	163,08
Состав 2	0,675	18,8	13,16	77,8	117,75
	0,643	21,1	21,19	91,7	190,59
СПС	0,603	20,1	37,81	64,07	4,38
ВУС	0,820	20,1	26,73	83,88	108,19

Также фильтрационные и водоизоляционные свойства разработанных составов исследовались на физических моделях слоисто-неоднородных пористых сред с непроницаемыми границами раздела.

Лабораторные двухслойные насыпные модели представляют собой две одинаковые трубки из нержавеющей стали длиной 150 см, внутренним диаметром 2,7 см или длиной 170 см, диаметром 1,8 см. Трубки плотно заполнены молотым кварцевым песком, с общим входом и раздельными выходами. При этом одна трубка (более проницаемый пропласток) содержала песок, проницаемость которого по нефти кратно превышала проницаемость песка в другой трубке (менее проницаемый пропласток). Менее проницаемый пропласток создавался смесью молотого песка с добавкой глинопорошка.

Результаты лабораторных исследований подтвердили эффективность разработанных составов, и в 2009 г. начались промысловые испытания технологии применения высокопрочных полимерных систем для ограничения водопритока в добывающие скважины.

Технология предназначена для ограничения притока воды как закачиваемой с целью поддержания пластового давления, так и поступающей в добывающие скважины из подошвенной части нефтенасыщенного пласта или из непосредственно прилегающего к нефтенасыщенному нижележащего водонасыщенного пласта.

Технологический процесс реализуется путем закачки в пласт композиции, включающей полимеры и индукторы гелеобразования. Гелеобразующий состав может закрепляться закачкой тампонирующих составов (тампонирующей оторочки) на основе цемента или карбамидоформальдегидной смолы.

Изолирующие свойства ВПС предопределяются способностью удерживаться в объеме пор, трещин, каверн за счет образования химических связей-мостиков между функциональными группами полимера и активными группами на поверхности породы, цемента, металла, а также из-за вязкоупругих свойств, присущих таким системам. Сущность изолирующего действия ВПС обусловливается высоким начальным градиентом давления сдвига геля в поровом пространстве и гидравлическим сопротивлением течению жидкостей через коллектор при наличии геля.

Технологический процесс осуществляется с применением стандартного (существующего) нефтепромыслового оборудования, обеспечивающего транспортировку, приготовление (перемешивание) и закачку рабочих жидкостей в скважину, специализированных на проведение работ по закачкам технологических растворов специального назначения.

На рис. 2 представлены: количество скважино-операций в процентах и дополнительная добыча нефти по объектам разработки.

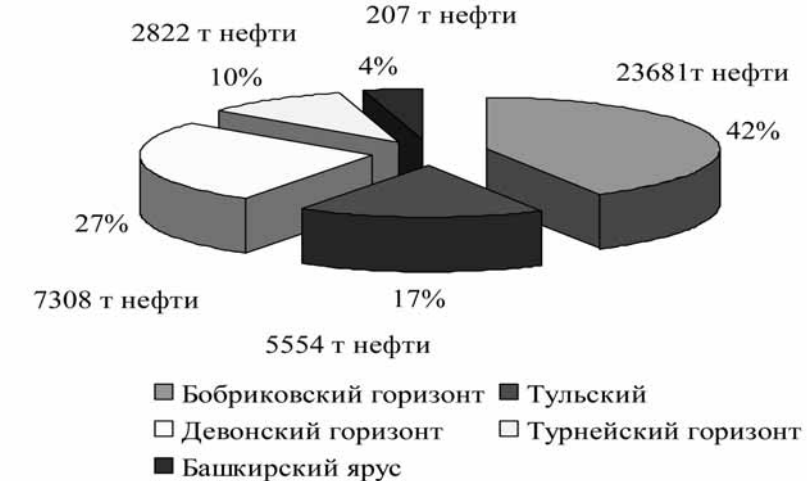


Рис. 2. Дополнительная добыча нефти по объектам разработки.

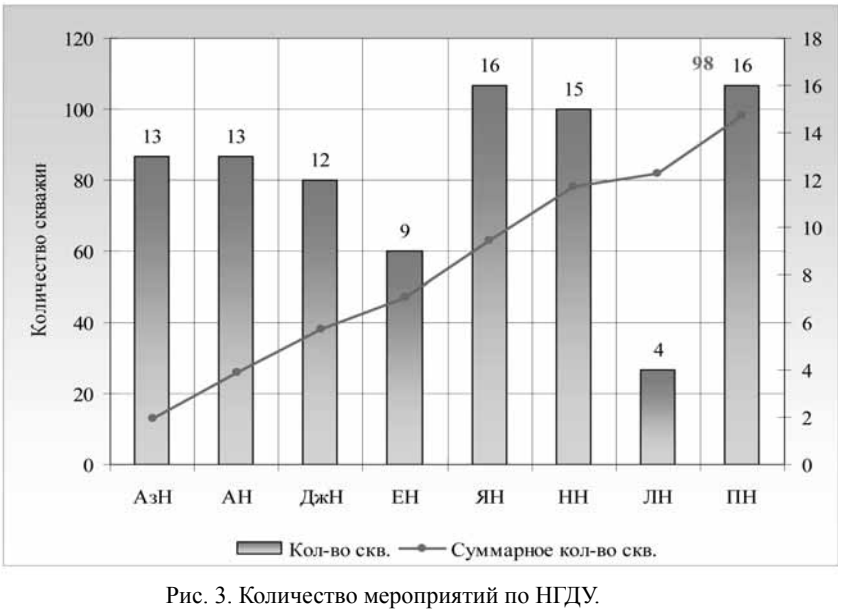


Рис. 3. Количество мероприятий по НГДУ.

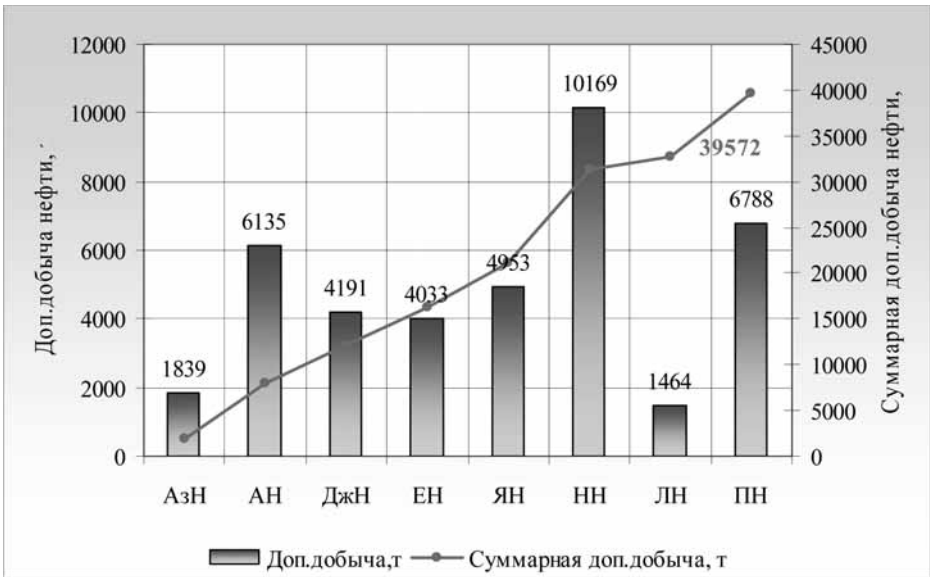


Рис. 4. Дополнительная добыча нефти по НГДУ.

На рис. 3 и 4 представлено количество мероприятий и дополнительная добыча нефти по НГДУ.

Промысловые испытания подтвердили эффективность разработанных составов для ограничения водопритока в добывающих скважинах. На 01.07.2010 проведено 98 скважино-операций, текущая дополнительная добыча составляет 39,5 тыс. тонн нефти или свыше 400 тонн при средних затратах 350 тыс. руб. на одну скважину. По многим скважино-обработкам эффект еще продолжается.

По результатам опытно-промышленных работ технология принята к промышленному внедрению с названием «Высокопрочная полимерная система для ограничения притока воды в добывающие скважины (ВПСД)».

Литература

1. Пат. 2382185 Российская Федерация, E21B 43/22. Способ выравнивания профиля приемистости нагнетательной и ограничения водопритока в добывающих скважинах (варианты) [Текст] / Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Береговой А.Н., Золотухина В.С., Латыпов Р.Р., Рахимова Ш.Г., Хисамов Р.С. опубл. 20.02.10, Бюл. №5.

2. Пат. 2346151 Российская Федерация, E21B 43/22. Способ регулирования разработки нефтяных месторождений (варианты) [Текст] / Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Рахимова Ш.Г., Золотухина В.С., Береговой А.Н., Хисамов Р.С. опубл. 10.02.09, Бюл. № 4.

СТРУКТУРНАЯ МОДЕЛЬ МЕЛКИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН НА ПРИМЕРЕ АДЕЛЯКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.М. Арефьев, А.Г. Баранова, С.Е. Салун
ГБУ ИПЭН АН РТ
Svetlana.Salun@tatar.ru

Геологическое моделирование является основой для дальнейшего изучения месторождения и проведения на нем геологоразведочных работ. Использование моделирования и его роль определяются особенностями геологического строения и изученности месторождения.

При разработке месторождений с залежами нефти в терригенных и карбонатных коллекторах важным этапом является всестороннее изучение геологического строения месторождения. Для этой цели необходимо провести комплексную интерпретацию всей геологической и геофизической информации, которая накоплена по месторождению.

Применение современных программных средств при построении структурной модели позволяет использовать в полном объеме данные глубокого бурения, материалы сейсморазведки, магниторазведки, гравиразведки. Это позволяет провести достоверную корреляцию межскважинного пространства, построить карты по опорным поверхностям, а на их основе выполнить и структурное моделирование.

Под структурной моделью авторы понимают набор послойных поверхностей, построенных по результатам интерпретации и корреляции ГИС, комплексной интерпретации результатов сейсморазведочных и магнито-гравиметрических работ, согласованных с геологическим представлением о строении территории.

Наиболее перспективной технологией, позволяющей осуществить комплексное внедрение информационных ресурсов с целью управления разработкой нефтяного месторождения, является создание структурной модели данного месторождения. Построение модели мелких месторождений требует индивидуального подхода с повышенными требованиями к качеству и детальности информации, что отличает данный процесс от моделирования крупных объектов. Построение модели включает цикл следующих операций: наполнение программы исходными данными, фильтрацию ошибок, адаптацию программных средств и корректировку геологической модели.

При структурном моделировании проводится сопоставление опорных поверхностей на их соответствие с тектоническими и литолого-стратиграфическими характеристиками объекта.

Применение программного комплекса ROXAR позволяет, при качественно подготовленных данных, оперативно показать результаты комплексной интерпретации геолого-геофизической информации и выполнить построение структурной модели месторождения.

На начальном этапе построения геологической модели месторождения нефти в программный комплекс ROXAR загружается следующая цифровая информация: фактический материал геофизических исследований скважин (реальная глубина залегания маркирующих горизонтов и мощность толщи, залегающей между структурными поверхностями); глубина залегания отражающих горизонтов по данным сейсморазведки; данные магниторазведки и гравиразведки.

На основании загруженных в программу данных выполняется автоматическая интерполяция и корреляция структурных построений в межскважинном пространстве и, в конечном итоге, построение структурной модели месторождения, которая дает возможность:

• построить разрез по вертикальной, горизонтальной или другой поверхности;

• выделить геологическое тело;

• построить объемные карты с тектоническими нарушениями, литологией или пористостью, обводненностью, геохимическими характеристиками нефтевмещающего резервуара и т.п.

В процессе построения 3D моделей в программном комплексе ROXAR можно выявить неточности в интерпретации и обработке данных. Программный комплекс позволяет скорректировать структурные построения и получить согласованную структурную модель месторождения и отдельных его элементов.

Нефтеносными на месторождении являются карбонатные отложения каширского, верейского горизонтов и башкирского яруса среднего карбона; терригенные отложения бобриковского горизонта и карбонатные отложения турнейского яруса нижнего карбона. Все залежи контролируются выявленными поднятиями и зонами замещения пластов-коллекторов уплотненными и глинистыми породами-неколлекторами.

Пласты-коллекторы каширского горизонта сложены в основном известняками с прослоями доломитов. В пределах каширского горизонта нефтеносными по ГИС признаны пласты Скш-1 и Скш-4.

Породами-коллекторами верейского горизонта являются пористо-проницаемые и трещиноватые известняки в разной степени глинистые и доломитизированные. Основными нефтесодержащими и наиболее выдержанными по площади и по разрезу пластами являются пласты Свр-5, Свр-3 и Свр-2.

По данным ГИС и по положению в разрезах скважин в отложениях башкирского яруса выделяется 2 пласта-коллектора (Сбш-1 и Сбш-2), разделенные пачкой уплотненных известняков различной толщины. Залежь нефти в башкирском ярусе массивно-пластового типа. Для продуктивных пластов характерно переслаивание пористо-проницаемых и плотных прослоев. Пласты сложены доломитизированными известняками. Нефтенасыщенным является верхний пласт Сбш-2 и верхняя часть Сбш-1.

Тульский горизонт на месторождении сложен глинистыми породами. Пласты-коллекторы в нем отсутствуют.

Пласты-коллекторы бобриковского горизонта являются основным объектом добычи Аделяковского месторождения. В разрезе горизонта представлены 4 пласта-коллектора: Сбр-3, Сбр-2, Сбр-1 и Сбр-0, но только верхний из пластов (Сбр-3) – хорошо выдержан по площади и по разрезу и прослеживается в большинстве скважин месторождения. Пласт сложен песчаниками и расчленяется на несколько эффективных прослоев. Пласты Сбр-3 и Сбр-2, по данным некоторых скважин, сливаются в один пласт, образуя единый резервуар. Пласты Сбр-1 и Сбр-0 развиты лишь в пределах визейского вреза и от пласта Сбр-3+2 отделяются пачкой аргиллитов.

На рис.1 видно, что в пределах месторождения четко вырисовывается 5 куполов, которые прослеживаются по всем структурным поверхностям. Два купола разбурены сеткой эксплуатационных скважин, еще два – единичными разведочными скважинами и одно поднятие остается неопоискованным. Поднятия отделены друг от друга прогибами, которые хорошо трассируются по осевой зоне повышенных значений магнитного поля.

Для формирования структурных планов по маркирующим поверхностям нижнего карбона большое значение имели условия осадконакопления в турнейско-визейское время. Образование турнейской толщи происходило в условиях относительно глубоководного морского бассейна с хорошо прогретыми водами, что способствовало развитию в нем богатой органической жизни. Смена обстановки произошла в визейское время с установлением прибрежно-континентального режима осадконакопления в бобриковско-радаевское время. В елховское время установившиеся субконтинентальные условия привели к развитию эрозионно-карстовых процессов, весьма сильно повлиявших на оформление турнейской поверхности. Перепады глубин на южном куполе Аделяковского поднятия достигают 60 м. Образовавшиеся врезы имеют небольшую ширину (200–250 м), извилистое очертание

в плане и заполнены терригенными осадками бобриковско-радаевского возраста. Последние залегают на разных по возрасту турнейских отложениях – от кизеловских до малевско-упинских. Характер отложений, выполняющих врезы (или денудационно-карстовые полости) и представленных песчаниками, алевролитами, аргилитами, углисто-глинистыми сланцами, прослоями углей и карбонатных пород, свидетельствуют об обстановке прибрежно-морского осадконакопления, которое характеризуется частой сменой береговой линии, появлением и исчезновением лагун и заливов, образованию заболоченных субконтинентальных участков.

Следствием этой седиментационной обстановки является линзовидное залегание песчаных тел, значительное колебание их мощности вплоть до выклинивания на коротких расстояниях, расслоенность пластами аргиллитов, которые, в свою очередь, также не выдержаны по разрезу и простиранию. Весьма характерным элементом строения бобриковско-радаевской толщи является залегание на одном уровне в соседних скважинах нефтенасыщенных песчаников и прослоев углей, как бы переход одних в другие. Режим прибрежно-мелководного бассейна в тульское время сменился режимом устойчивого морского бассейна с отложением глинистых осадков, перекрывших бобриковско-радаевскую толщу повсеместно в регионе в целом и служившую покрышкой для бобриковской залежи. Однако денудационно-карстовый рельеф турнейской поверхности привел к частичному и неравномерному проседанию тульской поверхности над наиболее пониженными участками турнейского рельефа в случае некомпенсированного их заполнения бобриковско-радаевскими осадками.

Таким образом, моделирование турнейской, бобриковской и тульской поверхностей будет способствовать более полному и объективному пониманию строения бобриковско-радаевского нефтесодержащего резервуара и распределению в нем нефтенасыщенных толщин, имеющих весьма важное значение для точности подсчитываемых запасов нефти.

Используя возможности п/к ROXAR, был построен визейский врез. За основу построения взята структурная поверхность турнейского горизонта с выделенной линией среза. Результаты комплексной интерпретации данных позволили наметить зону трещиноватости и показать ее на структурной карте в виде линий. После преобразования зона трещиноватости учтена в процессе построения структурной модели месторождения.

Построенная модель наиболее реально и полно отражает геологическое строение нефтесодержащих толщ и позволяет обосновано рекомендовать дальнейшие геологоразведочные работы на Аделяковском месторождении.

Структурная модель Аделяковского месторождения является основой при выполнении работ по подсчету запасов и оценке прогнозных ресурсов нефти.

Технология построения структурной модели, выполненной в п/к ROXAR на примере Аделяковского месторождения, может быть рекомендована и для других мелких нефтяных месторождений РТ.

Литература

1. *Булыгин Д.В., Булыгин В.Я.* Геология и имитация разработки залежей нефти. – М.:Недра, 1996. – 382 с.

2. *Ганиев Р.Р.* Основы компьютерного моделирования нефтяных месторождений/ метод указания к практич. занятиям в 3-х кн. – Сост. Р.Р. Ганиев – Казань: Казан. гос. ун-т, 2007.

3. Теория и практика моделирования разработки нефтяных месторождений в различных геолого-физических условиях / Р.С.Хисамов, Р.Р.Ибатуллин, А.И.Никифоров и др. – Казань: Изд-во «Фән» АН РТ, 2009. – 239 с.

ВТОРИЧНАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩ КАК ОСНОВА ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ

Ю.В. Афанасьев

Самарский государственный технический университет

Из материалов исследований, направленных на изучение фильтрационно-емкостных свойств, газового фона, особенностей нерастворимого органического вещества (НОВ) непродуктивных осадочных пород (А.М. Акрамходжаев и др., 1985; Н.А. Еременко и др., 1985; И.С. Старобинец и др., 1985; В.С. Вышемирский и др., 1986), следует, что в коллекторских породах ловушек перед поступлением в них флюидов из внешнего источника присутствует сингенетичное рассеянное ОВ (РОВ), подвижные продукты катагенеза которого частично адсорбированы породами и НОВ, а частично обеспечивают так называемый газовый фон пород и насыщающих поровое пространство пластовых вод. Состав газов суммарно может быть охарактеризован как азотно-углеводородно-углекислотный или азотно-углекислотно-углеводородный с относительно повышенным содержанием водорода, преобладанием гомологов над метаном и значительным количеством непредельных углеводородов (УВ) (В.П. Исаев, 1991; М.С. Кавеев, 1963; Э.Е.Лондон, 1975).

По всему разрезу осадочного чехла за пределами продуктивных ловушек и разломов вплоть до сводов крупных поднятий иных форм присутствия подвижных продуктов катагенеза ОВ кроме рассеянной не обнаружено. Фактов, подтверждающих сегрегацию рассеянных углеводородов в процессе миграции в проницаемых пластах, ни в объеме пластов, ни под региональными покрышками не установлено.

Вторичные (наложенно-эпигенетические) изменения, вызванные аккумуляцией в ловушках продуктов катагенеза РОВ и эндогенных флюидов, проявляются в форме вторичной неоднородности и прослежены в продуктивных породах по вариациям: фильтрационно-емкостных свойств, вторичной цементации новообразованными минералами и твердым битумом, содержания гаммы микроэлементов, в том числе U, Th, Ra, плотности нефти, дефектности кристаллической структуры кальцита, глинизации алюмосиликатов и др. Указанные изменения установлены на Оренбургском месторождении.

В карбоне (среднем и верхнем) и нижней перми на цоколе Соль-Илецкого тектонического выступа в обстановке мелководного эпиконтинентального морского бассейна сформировалась седиментационная рифовая постройка. Наиболее интенсивно рифостроение происходило на территории Оренбургского вала, к которому приурочено Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение.

Вскрытая мощность продуктивных пород составляет 546 м. В продуктивном разрезе установлены преимущественно следующие типы известняков: комковато-сгустковые, органогенные, органогенно-обломочные и смешанные. Кристаллические разности пород и доломиты имеют подчиненное значение.

В продуктивном разрезе Оренбургского месторождения (скв. 323), сложенном известняками чистыми и доломитистыми (рис. 1), на основе результатов термоаналитических и литолого-петрографических исследований по методике ВНИГРИ (Л.П. Гмид, 1972) по распределению твердого битума (ТБ), аутигенных минералов, микроэлементов и фильтрационно-емкостных свойств пород выделены 15 интервалов мощностью от 20 до 50 м.

В кровле каждого интервала содержание ТБ достигает десятков процентов (по шлифу), что и позволило расчленить продуктивный разрез. От интервала к интервалу среднее содержание ТБ в кровле как увеличивается с глубиной, так и уменьшается совершенно случайным образом. Обращает на себя внимание весьма широкий диапазон вариаций (5-30%). Однако эти особенности согласуются с данными битуминологических (Е.Н. Галян, 1996) и петрографических (С.П. Максимов и др., 1979) исследований вторичной битуминозности пород, а также γ-каротажа (Ф.А. Алексеев и др., 1977). Иной особенности в вариациях содержания ТБ по разрезу не выявлено. Подошва интервалов прослежена по наличию SiO_2 и(или) FeS_2.

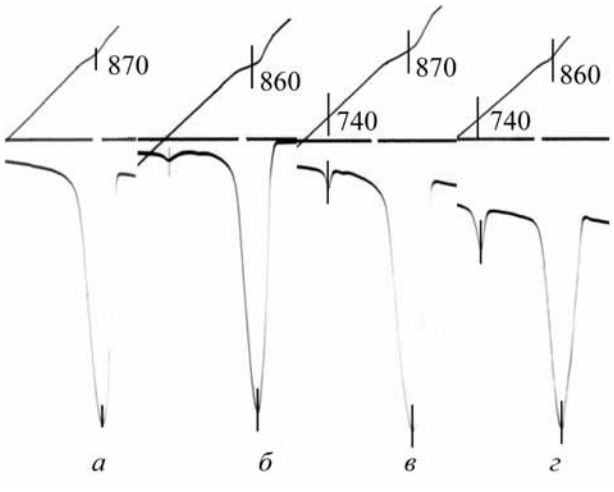


Рис. 1.
Типы пород по данным дифференциального термического анализа. Оренбург, скв. 323, *а* – известняк, *б, в, г* - известняки доломитистые, интервалы: *а* –1411,6-1416,1 м, *б* – 1496,0-1501,9 м, *в* – 1459,2-1463,0 м, *г* – 1483,5-1487,2 м.

Детальными f-радиографическими исследованиями распределения урана в породе установлено (Ф.А. Алексеев и др., 1977), что концентрированный уран приурочен к порам, трещинам, кавернам, стилолитовым швам, полостям форменных элементов и ассоциирован с черным или темно-коричневым асфальтоподобным окисленным битумом, по которому иногда развита вторичная сульфидизация.

Пористые проницаемые прослои, сложенные, судя по керну, плитчатыми и рыхлыми породами, приурочены, как правило, к середине выделенных интервалов (табл.). При сопоставлении этих данных с литературными (И.П. Жабрев, М.А. Политыкина, 1979) по распределению пластов плитчатого известняка в разрезе (табл., скв. 311, 321) установлена их четкая согласованность.

Кроме того, при анализе распределения данных (И.П. Жабрев, М.А. Политыкина, 1979; Н.И. Вареничева и др., 1973) о зонах повышенной трещиноватости пород и поглощений промывочной жидкости по разрезу и площади (61 скважина, из них 21 на крыльях и периклиналях) нами выделено 13 глубин (табл., столбец H*/n, где H* – среднее арифметическое из *n* значений), к которым приурочено наибольшее число зон. Отсюда следует, что зоны (прослои) выдержаны по площади. При наличии такого рода неоднородности становится оправданным, на наш взгляд, развитие строительства горизонтальных скважин с целью интенсификации освоения запасов сырья (М.Р. Назыров и др., 2009).

Таблица. Распределение по разрезу цемента, трещиноватости и зон поглощения

№ п/п	Интервал (абс.отм.), м		Вторичный цемент, %				Плотность		Н, м скв. 311, 321	Н*/n, м
			$CaCO_3$	$CaSO_4$	$\frac{SiO_2}{FeS_2}$	Тв. битум	Т*, м$^{-1}$	T_c, м$^{-1}$		
1	Кровля	-1293,7				2	18	45		1300/2
	Подошва	-1313,7	5	10		+	27	80		
2	Кровля	-1313,7				3	25			
	Подошва	-1332,7		5	+	+	70	40		
3	Кровля	-1332,7	5	5		30	40		1350,0 – 1353,5	1345/3
	Подошва	-1379,7				7	80	100		
4	Кровля	-1379,7	2	15		+	28		1388,5 – 1393,5	1400/9
	Подошва	-1427,7	10			10	53	50	1414,0 – 1415,0	
5	Кровля	-1427,7	15	15	15	15	70		1435,6 – 1436,6	1455/10
	Подошва	-1464,7	15	15	70/+	5	100	150	1449,0 – 1459,0	
6	Кровля	-1464,7	5			10	50	50	1486,0 – 1491,0	1500/18
	Подошва	-1504,7		15	+/+		110	50		
7	Кровля	-1504,7	5	+		5	40	50	1518 – 1521	1545/12
	Подошва	-1557,1	15		3/2	2	65		1553 – 1556	
8	Кровля	-1557,1	5			10	30	170	1568,0 – 1568,6	
	Подошва	-1593,7	10-25		+/+	15	50	80		
9	Кровля	-1593,7	5		+	2	35	115	1607,4 – 1609,0	1600/17
	Подошва	-1619,7	7		+	+	60			
10	Кровля	-1619,7	5-15		+/+	4	28	50	1623,6 – 1627,0	1640/15
	Подошва	-1644,7	3-10		+	+	45	90		
11	Кровля	-1644,7				7	33	45		
	Подошва	-1659,7			40/5	15	65	95		
12	Кровля	-1659,7	5			7	42	60	1664,0 – 1665,5	1680/8
	Подошва	-1703,7	5			2	75	100	1698,4 – 1700,0	
13	Кровля	-1703,7	10		+/+	10	70	185	1717,4 – 1717,9	1720/10
	Подошва	-1728,7			+	+	100	110		
14	Кровля	-1728,7				10	35	50		1740/10
	Подошва	-1761,7			+/1	10	60	108		
15	Кровля	-1761,7	15	+	40/20	30	42	50		1780/10
	Подошва	-1814,5	15			+	72			

С позиций принципиальной модели упорядочения (Ю.В. Афанасьев, 1999) формирование вторичной неоднородности продуктивной толщи Оренбургского месторождения можно представить следующим образом. В своде центрального блока ловушки, как наиболее гипсометрически приподнятого, формирующийся вследствие аккумуляции флюид достигает при сложившихся термобарических условиях неравновесной критической точки расслоения. Возникающее интенсивное макроскопическое конвективное движение флюида, подобное ячейкам Бенара (Г. Хакен, 1980), завершается обособлением углеводородной (УВ) и водной фаз. Исходя из имеющегося фактического материала можно предположить, что на первом этапе расслоением охватывается весь флюид, аккумулированный в пустотном пространстве коллектора в интервале от кровли свода -1271,5 м до кровли второго интервала включительно (-1320,0 м). В УВ-фазе, локализованной в интервале -1271,5 – -1293,7 м, вследствие резкого увеличения при ее обособлении концентрации веществ возрастает скорость реакций в направлении образования нефти.

На границе раздела фаз (интервал -1293,7 – -1300,0 м) и в водной фазе, локализованной в интервале -1300,0 – -1320,0 м, развивается анаэробное восстановление сульфатов, сопровождающееся ростом концентраций сероводорода, диоксида углерода, окисленных агрессивных по отношению к породе органических соединений и развитием выщелачивания карбонатных пород. Аккумулированные на границе раздела фаз при расслоении, а также образовавшиеся в процессе сульфатредукции полярные высокомолекулярные смолисто-асфальтеновые компоненты вследствие поверхностной активности адсорбируются на границе раздела фаз жидкость-жидкость и жидкость-порода. В ходе дальнейшей геологической истории ловушки эти компоненты преобразуются в твердый пленочный или консолидированный битум.

Продукты жизнедеятельности сульфатредуцирующих бактерий являются энергетическим субстратом для находящихся с ними в симбиозе метанобразующих (А.И. Германов и др., 1981). Поэтому в зоне их

существования (интервал -1313,7 – -1320,0 м) геохимическая обстановка изменяется, сопровождаясь минералообразованием.

После завершения совокупности процессов в указанном интервале формируются две зоны: продуктивная (интервал -1271,5 – -1293,7 м) (зона локализации углеводородной фазы) и водонасыщенная (интервал -1293,7 – -1320,0 м) (зона локализации водной фазы и перехода к ней). Кровля последней отмечается твердым битумом (битумная подзона), а подошва – новообразованным цементом (подзона цементации). Указанные подзоны разделяются подзоной выщелачивания (разуплотнения) без битума (табл., интервал -1300,0 – -1313,7 м). Мощность и степень выщелоченности зоны определяются интенсивностью процессов на границе раздела фаз. Цементация приводит к их затуханию.

Далее расслоением охватывается критический флюид, аккумулированный в интервале от подошвы продуктивной зоны (-1293,7 м) до кровли 3 интервала включительно (-1340,0 м, табл.). Продуктивная зона формируется в интервале -1293,7 – -1313,7 м, а водонасыщенная – -1313,7 – -1340,0 м. Таким образом, продуктивная зона второго этапа смыкается с продуктивной зоной первого. Когда приподнятые участки (купола) коллектора оказываются заполненными (ориентировочно к отметке -1540 м, присводовая скв. 9), далее расслоением охватываются интервалы аналогичной мощности по всей площади ловушки или по площади отдельных блоков.

Таким образом, формирование залежи представляет собой последовательную трансляцию совокупности процессов, инициируемых расслоением критического флюида, проявляющуюся в возникающей стационарной упорядоченной пространственной структуре. Исходя из числа выделенных интервалов, в формировании залежи прослеживаются 15 последовательных этапов аккумуляция-расслоение. При разработке залежи стационарное состояние существенно нарушается. Для его восстановления целесообразно периодически производить энергетическую накачку продуктивного разреза. Одним из наиболее эффективных способов накачки является импульсное электрогидравлическое воздействие на продуктивный пласт.

Обогащение углеводородной фазы легкими углеводородами переводит теперь уже ее в критическое состояние, сопровождающееся переходом в двухфазное состояние газ-жидкость. Поверхность раздела газ-жидкость выявлена на отметках -1283, -1359, -1481, -1543, -1604, -1705 м по наличию в пустотном пространстве каплевидных скоплений высокометаморфизованного с алмазным блеском твердого битума, сгущению стилолитов до 200-250 $м^{-1}$ и эффекту хроматографического фракционирования по микротрещинам тяжелых углеводородов. Характерные каплевидные формы твердого битума (C/H>15) обнаружены в продуктивном разрезе Шебелинского газо-конденсатного месторождения (О.В. Зарицкая и др., 1962). На наш взгляд, образование таких форм битумов обязано происходящей при расслоении деасфальтизации.

Критическое состояние обособившейся углеводородной фазы по газу и ее расслоение достигается и происходит реже. Современный ГНК определен на отметке -1750 м. При этом расслоением был охвачен поровый флюид в интервале от -1705,0 м до подошвы современного ВНК (-1770 м).

Расслоением удовлетворительно объясняется распределение по разрезу микроэлементов (МЭЛ), в том числе урана. С помощью эмиссионного спектрального анализа в тяжелых фракциях нефти и конденсата установлено (Е.Н. Галян, 1996) высокое содержание большого числа МЭЛ, в том числе каталитически активных. Максимума оно достигает в тяжелых высокомолекулярных осадках, отобранных с забоев, стволов скважин, сепараторов, и превышает концентрацию в промышленных рудах. Поскольку растворимость полярных, в том числе металлоорганических, соединений в углеводородной фазе невелика, то при расслоении лишь небольшая их часть поступает в продуктивную зону, где и обнаруживается в рассеянной форме. Большая часть МЭЛ аккумулируется на границах раздела углеводородной и водной фаз в ассоциации со смолами и асфальтенами и обнаруживается, соответственно, в концентрированной форме в ассоциации с твердым битумом как преобразованной формой смолисто-асфальтеновых компонентов.

Выводы

1. Вторичная, наложенно-эпигенетическая, по Б.А. Лебедеву, неоднородность состоит в относительно регулярном распределении по продуктивному разрезу флюидов, фильтрационно-емкостных свойств пород, цемента и ассоциированного с микроэлементами твердого битума и, по сути, является проявлением упорядочения (самоорганизации).

2. Модель формирования упорядоченной пространственной структуры раскрывает внутренние источники развития открытой системы порода – флюид при налагаемых покрышкой ограничениях.

3. При проектировании технологии разработки залежей и последующей ее оптимизации необходимо выявлять и учитывать характер вторичной неоднородности, а также осуществлять периодическую энергетическую накачку продуктивного разреза.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ

В.В. Ахметгареев
Институт «ТатНИПИнефть»

Введение

В настоящее время в условиях ухудшения структуры запасов углеводородного сырья главным резервом становятся запасы тяжелой нефти и природных битумов, остаточные запасы которых в 5-6 раз превышают запасы средней и легкой нефти. По данным различных источников суммарные геологические запасы тяжелой нефти и природных битумов в мире оцениваются от 500 до 1 трлн м^3, причем порядка 20% из них сосредоточены в России. Из этих 20 % также по различным оценкам на долю Татарстана приходится до 70%. Поэтому для компании ОАО «Татнефть», разрабатывающей в основном месторождения поздней стадии (порядка 60 лет), поиск наиболее экономически привлекательных методов разработки месторождений тяжелой нефти и природных битумов является одним из основных.

В мировой практике известны два основных способа извлечения тяжелой нефти и природных битумов: скважинный и рудничный. В Республике Татарстан применение рудничного способа отпадает ввиду экономической и экологический нецелесообразности, т.к. месторождения представлены множеством небольших залежей, разбросанных на значительной площади.

При скважинном способе добычи, для перемещения продукции, необходимо значительно уменьшить ее вязкость. Наибольшее влияние на вязкость оказывает температура. Поэтому в мире большинство месторождений битумов и тяжелой нефти разрабатывается тепловыми методами. В Татарстане в настоящее время ведутся работы по опытно-промышленной разработке таких месторождений различными модификациями тепловых методов. Однако для компании разработка их существующими методами экономически не рентабельна. Поэтому целью данной работы является изучение возможности повышения технологической и экономической эффективности разработки месторождений тяжелой нефти и природных битумов.

Существующие способы разработки месторождений тяжелой нефти и природных битумов

Среди тепловых методов добычи тяжелой нефти и природных битумов наибольшее распространение в мире нашли методы парогравитационного воздействия (ПГВ), разработанные в США и Канаде еще в 80-х годах.

Так, имеется патент Канады 1982 г. (№ 1130201, кл. E21B 43/24) «Способ добычи залежи углеводородов из подземной залежи гудронного песка или залежи тяжелой нефти». Способ включает бурение и подготовку к эксплуатации пары скважин, которая состоит из нагнетательной скважины, заканчивающейся в залежи, и добывающей скважины, заканчивающейся в залежи ниже уровня нагнетательной скважины, создание проницаемой зоны между нагнетательной и добывающей скважинами за счет нагнетания водяного пара в нагнетательную скважину и добывающую скважину. После создания между нагнетательной и добывающей скважинами проницаемой зоны подачу пара в добывающую скважину прекращают и подают водяной пар только в нагнетательную скважину, а по добывающей скважине извлекают углеводороды. Пар, который был нагнетен в скважину, образует паросодержащую нагретую зону вдоль нагнетательной скважины, и углеводороды, которые становятся подвижными в нагретой залежи, дренируют через нагретую зону к добывающей скважине, которую располагают ниже нагнетательной скважины. Эффект пара заключается главным образом в продвижении продукции в вертикальном направлении вниз.

Известен способ непрерывной добычи вязких углеводородов в гравитационном режиме с нагнетанием нагретых жидкостей (патент США №4344485, МПК E21B 43/26, опубл. 25.06.1980 г.) Способ разработки месторождения высоковязкой нефти, включающий пару горизонтальных добывающей и нагнетательной скважин, размещенных параллельно одна над другой в вертикальной плоскости, оснащенных колонной насосно-компрессорных труб (НКТ); осуществляют закачку теплоносителя, прогрев продуктивного пласта с созданием паровой камеры, отбор продукции и контроль технологических параметров пласта и скважины. Процесс направлен на придание подвижности и извлечение обычно неподвижной высоковязкой нефти из залежи битуминозного песчаника, которая вскрывается добывающей и нагнетательной скважинами. Первоначально осуществляют нагнетание теплоносителя в нагнетательную скважину с высокой скоростью так, что между скважинами устанавливается тепловая связь и создается нагретая проницаемая (паровая) камера. На границе камеры пар конденсируется, и тепло передается путем проводимости в более холодные окружающие области. Температура нефти рядом с камерой увеличивается, и она течет вниз вместе с горячим пароконденсатом. Нефть непрерывно удаляется в точке ниже паровой камеры. Теплоноситель заставляет нагретую проницаемую камеру расширяться при непрерывном стоке нефти в добывающую скважину. В качестве теплоносителя используется пар. Добыча нефти регулируется так, что поддерживаются отдельные потоки нефти и воды и устраняется избыточный прорыв пара.

Недостатком данных способов является низкая эффективность разработки месторождения высоковязкой нефти из-за отсутствия контроля равномерности прогрева продуктивного пласта тепловым воздействием. Также возможен преждевременный прорыв конденсата пласта и подошвенных пластовых вод к добывающей скважине.

За прошедшие 30 лет данные способы всячески модернизировались как отечественными, так и зарубежными специалистами. Большой вклад внесли также ученые Татарстана в связи с повышенным интересом к разработке битумных месторождений на ее территории. Приведем наиболее близкие технические и технологические решения к предлагаемому в данной работе.

Способ разработки залежей вязких нефтей и битумов (патент РФ №2322576, кл. E21B 43/24, опубл. 20.04.2008 бюл. №11) обеспечивает исключение возможности оседания песка и образования песчаной пробки в горизонтальной добывающей скважине, повышение производительности способа, а также повышение его эффективности за счет обеспечения инструментального контроля и регулирования процесса тепловой обработки продуктивного пласта. Способ включает бурение добывающей двухустьевой скважины, крепление ее эксплуатационной колонной с перфорированным участком, расположенным в продуктивном пласте, размещение в полости скважины поршня с силовыми тягами, которые на устьях скважины соединены с приводным узлом. При этом поршень выполняют с возможностью реверсивного перемещения в скважине, подъема и подачи продукции скважины в выкидную линию на одно из устьев добывающей скважины. Согласно изобретению дополнительно бурят нагнетательную скважину с профилем, параллельным профилю добывающей скважины, крепят ее эксплуатационной колонной с перфорированным участком, расположенным в том же продуктивном пласте выше добывающей скважины. Поршень устанавливают с возможностью взаимодействия непосредственно с эксплуатационной колонной добывающей скважины и реверсивного перемещения в ее пределах. Скоростью перемещения поршня обеспечивают отбор вязкой нефти и битума со скоростью, превышающей скорость обратной фильтрации нефти из полости скважины перед движущимся поршнем в пласт. На силовых тягах с обеих сторон поршня устанавливают глубинные приборы для контроля температуры и давления в процессе отбора из добывающей скважины продукции, которую отбирают в выкидную линию и на втором устье добывающей скважины. При этом закачку теплоносителя ведут одновременно по каналам двух, по крайней мере, концентрично размещенных насосно-компрессорных труб, из которых меньшие по диаметру выполняют большей длины.

Недостатком способа является то, что установленные в добывающей скважине приборы для контроля температуры показывают лишь температуру продукции в скважине, а не в пласте, а они могут значительно отличаться. Поэтому заявляемый способ корректировки расположения зон прогрева продуктивного пласта может не дать результата. Кроме того, в способе предлагается использовать две концентрически расположенные НКТ в нагнетательных скважинах, что является довольно металлоемким и технически сложным способом.

Способ разработки залежи вязкой нефти и битума (патент РФ №2387819, кл. E21B 43/24, опубл. 27.04.2010 бюл. №12) обеспечивает повышение эффективности вытеснения вязкой нефти и битума, увеличение охвата пласта по площади или разрезу, увеличение объема добычи нефти, повышение темпа прогрева пласта и темпа отбора продукции. Способ включает бурение пары непрерывных горизонтальных скважин: добывающей и расположенной выше нее нагнетательной скважины, установку обсадной колонны с фильтром в интервале продуктивного пласта, закачку теплоносителя в нагнетательную скважину и отбор продукции через добывающую скважину. Согласно изобретению добывающую горизонтальную скважину размещают в интервале наиболее проницаемого прослоя на 6-8 м выше подошвы продуктивного пласта или водонефтяного контакта. Нагнетательную горизонтальную скважину размещают на расстоянии 6-7 м от добывающей скважины. Через каждые 20-30 м в этих скважинах создают каналы длиной от 40 до 100 м параллельно водонефтяному контакту или подошве продуктивного пласта и перпендикулярно горизонтальным стволам. Каналы размещают один над другим в одной плоскости. Закачку теплоносителя осуществляют с устья и забоя нагнетательной скважины, а отбор продукции – с устья и забоя добывающей скважины.

Недостатком способа является сложность процесса и при этом низкая эффективность при больших расходах пара, т.к. закачиваемый пар уходит в основном в несколько первых каналов, в остальные попадает уже более охлажденный пар и в итоге происходит неравномерный нагрев пласта, вырабатывается только запасы вдоль первых 100-150 м скважины.

Применяемые в настоящее время в НГДУ «Нурлатнефть» способы ПГВ для добычи битума оказываются не достаточно эффективными. Так, после проведенных исследований и построения планшетов вдоль пласта через каждые 20-30 см стало ясно, что вырабатывается участок, близко расположенный к выходу пара из НКТ. Об этом также свидетельствует термограмма, в общем виде представленная на рис. 1 (термограмма прототипа). По термограмме видно, что температура, необходимая для нагрева продукции обеспечивается лишь на участке в 50 м в обе стороны от точки выхода пара из НКТ.

Таким образом, основной технической задачей способа разработки месторождений тяжелой нефти и природных битумов является выравнивание градиента температуры, т.е. равномерный прогрев пласта вдоль пробуренной пары добывающей и нагнетательной скважин (рис. 2, термограмма изобретения).

Суть предложения

Техническая задача решается путем применения в нагнетательной скважине гибкой НКТ, способной перемещаться периодически вдоль ствола скважины посредствам силовых тяг, с частотой перемещения, обеспечивающей поддержание необходимого для добычи битума равномерного и достаточного градиента температуры вдоль пласта при нагнетании пара. На конце гибкой трубы предлагается устанавливать насадку особой конструкции, обеспечивающую

более направленную подачу пара через НКТ и перфорированный участок обсадной колонны в пласт, что позволит уменьшить расход пара. Также данную насадку предлагается снабдить ультразвуковым парогенератором (УЗПГ), работающим от струи прокачиваемого через него пара. При этом УЗПГ обеспечивает равномерное облучение в межскважинном пространстве ультразвуковыми колебаниями продуктивную залежь, которые способствуют более эффективному извлечению битума вдоль добывающей скважины.

Новыми являются следующие положения:

- применение перемещающейся вдоль ствола скважины гибкой НКТ;
- применение устройства ультразвукового парагенератора;
- расположение гибкой НКТ на подвижных центраторах;
- равномерный прогрев пласта вдоль пары горизонтальных скважин за счет равномерной подачи пара в пласт;
- облучение ультразвуковыми колебаниями межскважинного пространства для увеличения скорости дренирования нагретого битума;
- снижение потерь тепла за счет применения гибкой НКТ из материала с малой теплопередачей;
- применение специальной насадки на конце гибкой НКТ и более направленная подача пара в пласт.

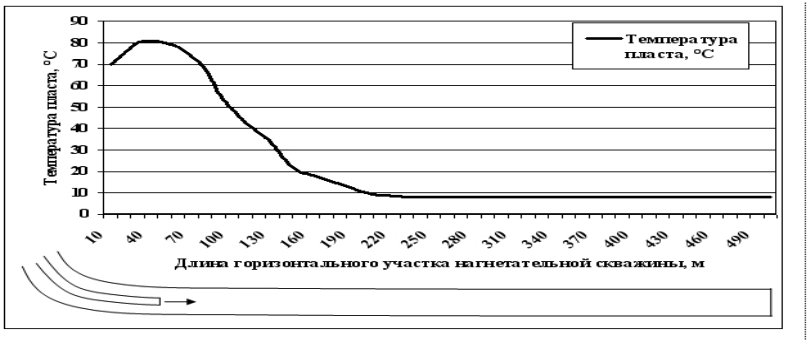


Рис. 1. Фактическое распределение температуры вдоль пары скважин в продуктивном пласте.

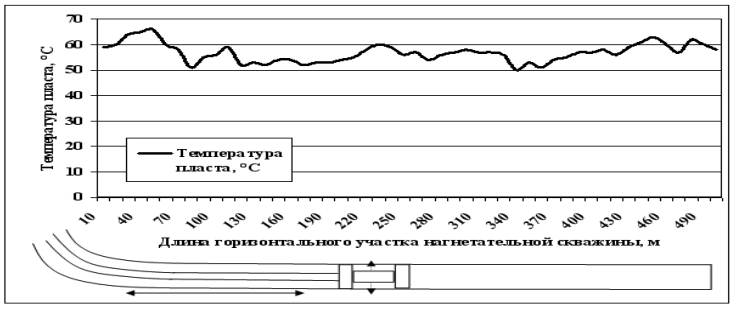


Рис. 2. Распределение температуры вдоль пары скважин в продуктивном пласте согласно предлагаемому способу.

Пример реализации идеи на битумных пластах Ашальчинского месторождения

Продуктивные пласты Ашальчинского месторождения представлены неоднородными песчаниками шешминского горизонта уфимского яруса мощностью 20-30 м. Глубина залегания 90 м, температура пласта 8°С, пластовое давление 0,5 МПа, нефтенасыщенность 0,70 д.ед., пористость 30%, проницаемость 0,265 мкм^2, плотность нефти 956 кг/м^3, вязкость 12206 МПа·с.

Залежь вязкой нефти и битума разбуривают по редкой сетке скважин. Уточняют геологическое строение залежи, определяют вязкость нефти и битума, проницаемость пласта, распределение продуктивных толщин пласта по площади залежи, строят карты эффективных нефтенасыщенных толщин. Выбирают участок залежи массивного типа с максимальными значениями эффективных нефтенасыщенных толщин в сводовых частях куполов поднятий, контролирующих залежь. Нижней границей для битумонасыщенного пласта является водо-битумный контакт (ВБК). Он имеет ступенчатый характер. Устанавливают зоны развития максимальных и минимальных толщин битумонасыщенного коллектора по залежи. К периферии залежи толщины уменьшаются. Осуществляют геологическое и гидродинамическое моделирование процесса разработки.

Бурят пару непрерывных горизонтальных скважин с расположением забоев в пласте (рис. 3). Расстояние между точками входа в продуктивный пласт нагнетательной и добывающей горизонтальных скважин составляет 25 м.

Добывающую горизонтальную скважину *1* размещают в интервале наиболее проницаемого прослоя, при этом она располагается выше подошвы пласта вязкой нефти и битума или водобитумного контакта *2* на 6-8 м – минимальном расстоянии, увеличивающем безводный период эксплуатации скважин. Это расстояние определяется на основе гидродинамического моделирования пласта. Нагнетательную горизонтальную скважину *3* размещают

параллельно добывающей горизонтальной скважине 1 и выше нее в вертикальной плоскости, на расстоянии 6-7 м, предотвращающем преждевременный прорыв конденсата к добывающей скважине, которое определяется по гидродинамическому моделированию. На обоих скважинах устанавливают кондуктор *4* от дневной поверхности до кровли продуктивного пласта *5*, цементируют затрубное пространство термостойким цементом, спускают перфорированную обсадную колонну *6* и *16* с центраторами *7*.

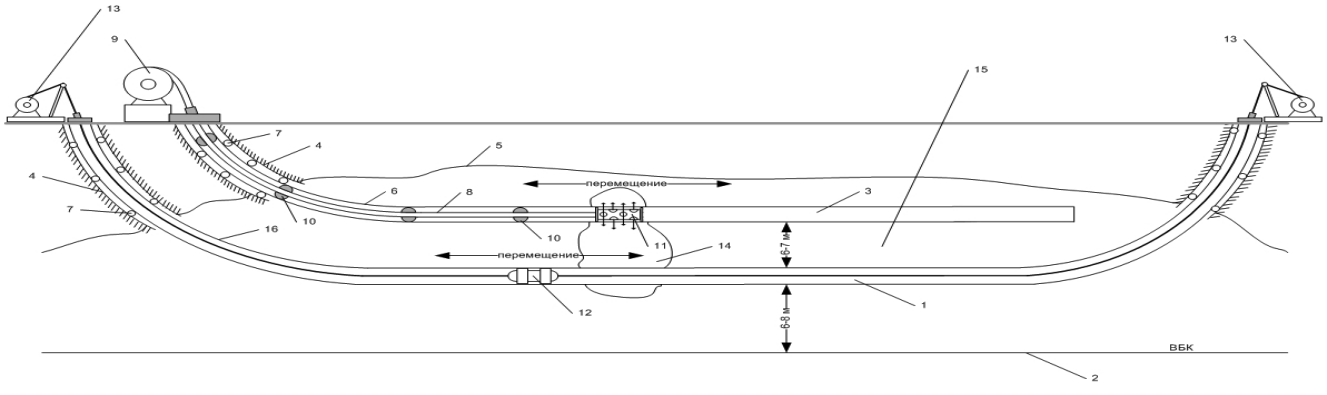


Рис.3. Схема размещения скважин и оборудования по предлагаемому способу.

В нагнетательной скважине внутри обсадной колонны устанавливают гибкую насосно-компрессорную трубу *8,* способную перемещаться с помощью силовых тяг лебедки *9* вдоль обсадной колонны, и центрируют посредством подвижных центраторов *10*. Материал, из которого изготовлена гибкая НКТ, должен отвечать следующим требованиям: выдерживать температуру подаваемого через нее пара и обладать как можно меньшей теплопередачей для того, чтобы тепловая энергия пара не переходила, растрачиваясь, через стенки гибкой трубы для нагревания межтрубного пространства. Либо гибкая НКТ должна быть термоизолирована. На конце гибкой трубы *8* устанавливают насадку *11*, обеспечивающую более направленную подачу пара через НКТ и перфорированный участок обсадной колонны, в котором находится в данный момент времени насадка *11*, непосредственно в пласт.

Процесс работы пары скважин следующий. В нагнетательную скважину *3* подают теплоноситель – пар, причем степень сухости закачиваемого пара периодически чередуют. В пласт *15* вначале нагнетают пар высокой степени сухости, равной 0,8-0,9 д.ед., который при рабочем давлении нагнетания 0,8 МПа за счет высокой подвижности преимущественно поступает в высокопроницаемую часть продуктивного пласта *15*. При этом пар, выходящий из насадки *11*, прогревает зону *14* продуктивного пласта *15*.

При увеличении приемистости нагнетательной скважины *3* и доли пара в отбираемой продукции добывающей скважины *1* переходят на закачку пара малой степени сухости, равной 0,2-0,4 д.ед. Пар малой степени сухости с большим содержанием жидкой фазы внедряется в прогретый паром высокой степени сухости высокопроницаемый интервал пласта *14* и закупоривает ее. Закачку пара малой степени сухости прекращают при повышении давления до 2,1 МПа и переходят на закачку пара высокой степени сухости пара, равной 0,8-0,9 д.ед., который заполняет свободный интервал пласта *14*.

В процессе закачки пара гибкая труба *8* перемещается вдоль обсадной колонны *6* с частотой перемещения, обеспечивающей поддержание необходимого для добычи битума равномерного и достаточного градиента температуры вдоль пласта при нагнетании пара. Расчеты показали, что для нагнетательной скважины 3 с горизонтальным участком ствола в 500 м движение насадки *11* в одну сторону должно составлять 30 минут. Именно при таком полупериоде обеспечивается равномерный прогрев пласта и при этом он не успевает остыть.

После создания проницаемой зоны и увеличения температуры пласта, вязкость битума уменьшается и под действием гравитационных сил стекает вниз, попадая в обсадную колонну *16*. Для лучшего дренирования битума предлагается использовать установку УЗПГ, встроенную в насадку *11*. Облучение ультразвуковыми волнами породы и битума в сочетании с их прогревом позволяет значительно снизить вязкость битума, уменьшить поверхностное натяжение на границе порода-жидкость и таким образом увеличить подвижность битума. По проведенным расчетам, для залежей битума Ашальчинского месторождения, применение ультразвукового воздействия совместно с паротепловым методом позволяет снизить вязкость продукции на 17 % по сравнению с применением лишь паротеплового воздействия, а скорость дренирования увеличить на 32 %. Также по расчетам для геолого-физических условий битумного пласта рассматриваемого месторождения УЗПГ должен генерировать волны с преобладающей частотой 12 кГц. Именно данная частота обеспечивает максимальный эффект от применения УЗПГ.

Отбор продукции осуществляют по добывающей скважине *1* путем транспортирования ее к поверхности методом свабирования с помощью поршня *12* по обсадной колонне *16*, имеющей два выхода на поверхность. Устье и забой добывающей скважины снабжены силовыми тягами *13* для перемещения поршня *12*. Метод свабирования в обе стороны для Ашальчинского месторождения наиболее эффективный способ добычи, т.к. продукция содержит

30% песка и в связи с этим срок эксплуатации насосов не превышает 2-3 месяца. Добычу ведут до полной выработки продуктивного пласта *15*.

За счет равномерного прогрева пласта обеспечивается увеличение охвата пласта в 3 раза. Сравнение эффективности применения предлагаемого способа по сравнению с прототипом приведено в табл. 1. Из таблицы следует, что предложенный способ позволяет добыть дополнительно 162,25 тыс.т. нефти. Применение предложенного способа позволит увеличить коэффициент нефтеизвлечения на 0,275 д.ед. и сократить энергетические затраты на проведение процесса теплового воздействия по закачке пара (предлагается закачивать на 30% меньше пара). При этом дополнительные затраты идут на применение гибкой НКТ, центраторов и барабана с силовыми тягами, приводом и электродвигателем, а также электроэнергии на эксплуатацию данной установки. Экономический эффект при применении данного способа закачки на рассматриваемой залежи составит 1178,0 млн. руб.

Таблица 1

Технико-экономическа эффективность предлагаемого способа

Показатели	Прототип	Предлагаемый способ
Балансовые запасы, тыс.т.	590	590
Средний дебит по нефти, т/сут	6	20
Коэффициент охвата, д.ед.	0,30	0,85
Коэффициент вытеснения , д.ед.	0,50	0,50
Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,150	0,425
Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	88,50	250,75
Дополнительна добыча нефти, тыс.т	-	162,25
Затраты, млн. руб.	-	120,0
Экономический эффект, млн. руб.	-	1178,0

Таким образом, предложенное техническое решения позволяет создать равномерный прогрев пласта вдоль пары горизонтальных скважин, а соответственно и повысить охват и коэффициент нефтеизвлечения. Расчет экономического эффекта показал значительный положительный результат. Благодаря гибкости процесса и возможности его применения на уже пробуренных парах горизонтальных скважин, предложенный способ является особо актуальным при проведении опытно-промышленных работ по отработке технологии разработки месторождений тяжелой нефти и битума ОАО «Татнефть».

ПРИМЕР ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММЫ «ROXAR»

А.Р.Ахметов
ГБУ ИПЭН АН РТ, Казань
ar4ik@rambler.ru

В процессе эксплуатации месторождения на одном из объектов с целью поддержания пластового давления на необходимом уровне недропользователем была проведена пробная закачка воды в скважинах *1, 3* и *4*. В результате проведенных мероприятий в скважине *7* объекты эксплуатации обводнились (рис. 1).

Для разработки мероприятий по повышению пластового давления при добыче нефти из залежи, приуроченной к карбонатному резервуару, состоящему из полуизолированных пористых «камер» с затрудненной гидродинамической связью, были проведены необходимые расчеты и с использованием программного продукта «Roxar RMS» выполнены следующие построения: структурные карты по кровлям основных объектов эксплуатации, карты суммарных нефтенасыщенных толщин (рис. 3, 4).

По результатам корреляции пористых участков разреза по всему фонду пробуренных на залежи скважин было выделено 5 основных объектов, имеющих различный геологический возраст и различную коллекторскую характеристику (рис. 2). Наибольшей суммарной нефтенасыщенной толщиной характеризуется объект №4 (рис. 5). Область максимальных значений нефтенасыщенной толщины объекта приурочена к северной части ловушки.

Полученная модель ловушки позволяет предположить вероятность гидродинамической связи пористых интервалов, принимающих закачиваемую воду в нагнетательных скважинах с пористыми интервалами в обводнившейся скважине *7*. Было также установлено отсутствие таковой в пластах, вскрытых скважинами *1* и *4* по причине их замещения плотными породами в соседних добывающих скважинах *2, 5, 6* и *8,* где ожидалось получить повышение пластового давления. Большинство пористых пропластков в нагнетательной скважине *3* коррелируются с пористыми пропластками в обводнившейся добывающей скважине 7, расположенной в зоне влияния закачки.

По результатам исследований выяснилось, что закачку в скважинах *1* и *4* целесообразно отменить, а в скважине *3* необходимо изменить режим.

Использование программного продукта «Roxar RMS» в данном конкретном случае позволяет наглядно продемонстрировать геологическую модель объектов эксплуатации (рис. 6), оценить ее с позиции выделения в пределах ловушки наиболее продуктивных участков и корректировки мероприятий по поддержанию пластового давления.

Полученная модель позволяет оперативно проводить анализ изменений параметров после внесения в базу новых данных и вносить корректировки.

Дальнейшее наполнение базы данными по пористости коллекторов, величинам пластовых давлений позволит использовать программу для построения гидродинамических моделей, карты оценок аномального давления, карты флюидных потоков, карты прогнозной пористости, а также проведения подсчета запасов.

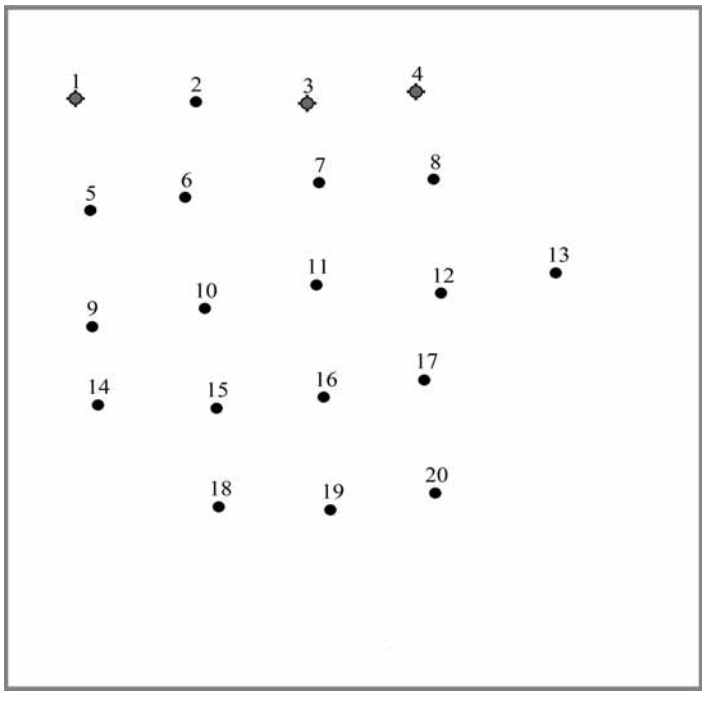


Рис. 1. Граница месторождения.

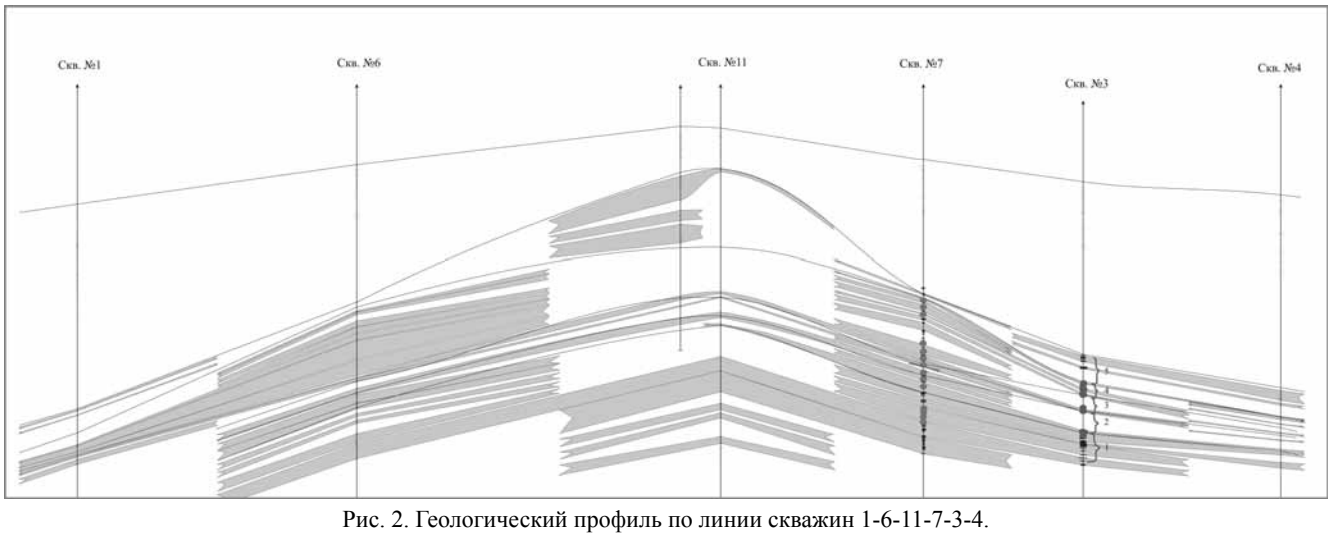


Рис. 2. Геологический профиль по линии скважин 1-6-11-7-3-4.

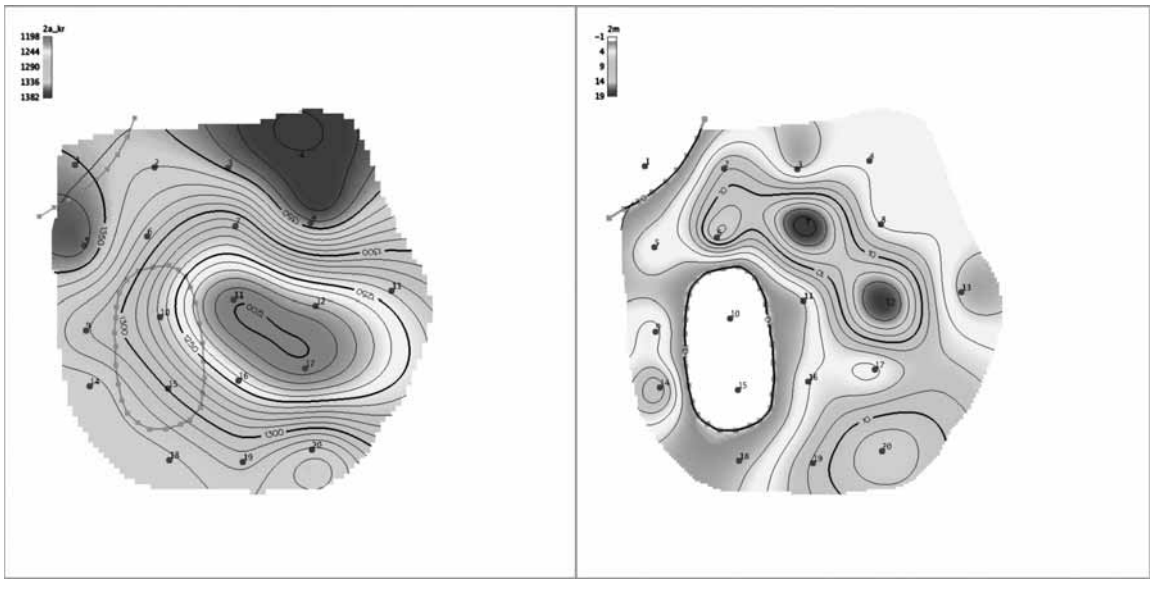


Рис. 3. Структурная карта и карта суммарных нефтенасыщенных толщин эксплуатационного объекта №2.

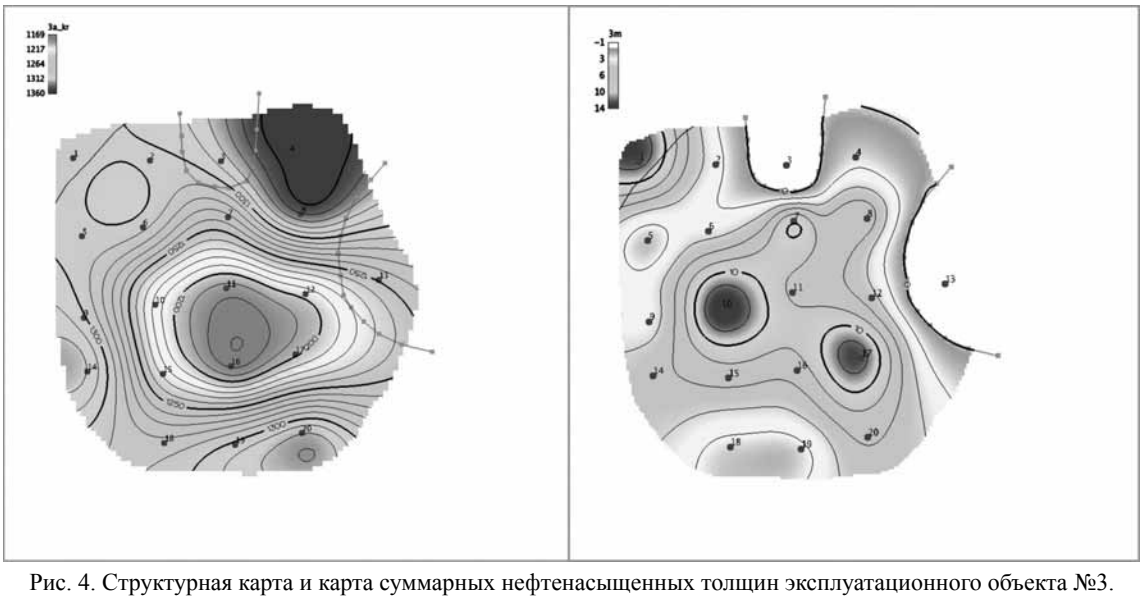


Рис. 4. Структурная карта и карта суммарных нефтенасыщенных толщин эксплуатационного объекта №3.

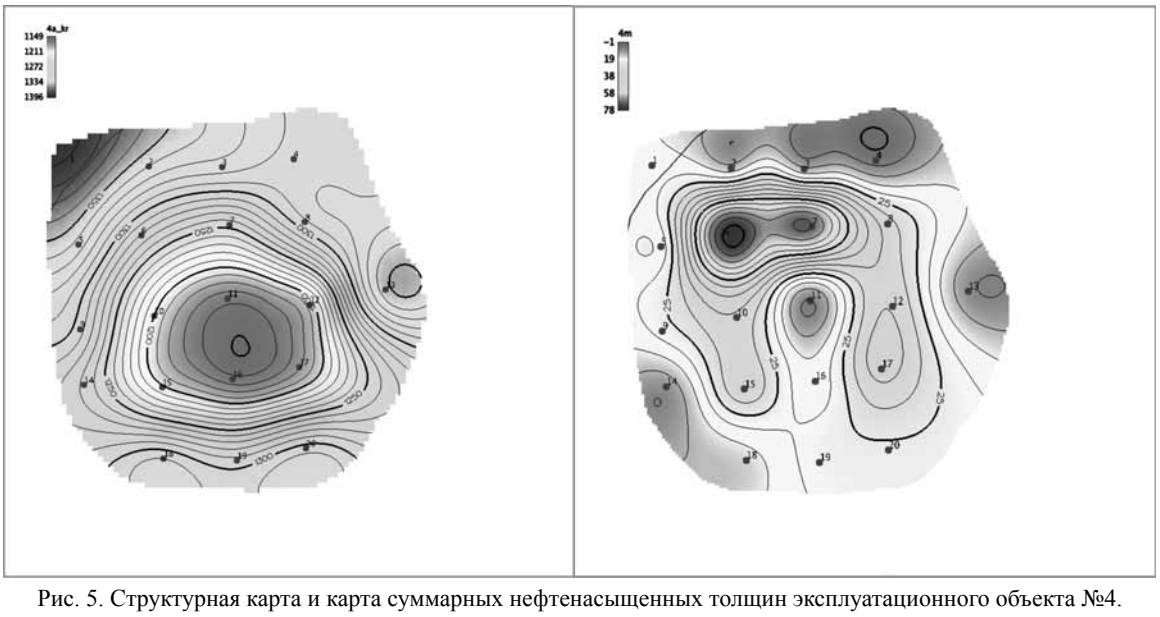


Рис. 5. Структурная карта и карта суммарных нефтенасыщенных толщин эксплуатационного объекта №4.

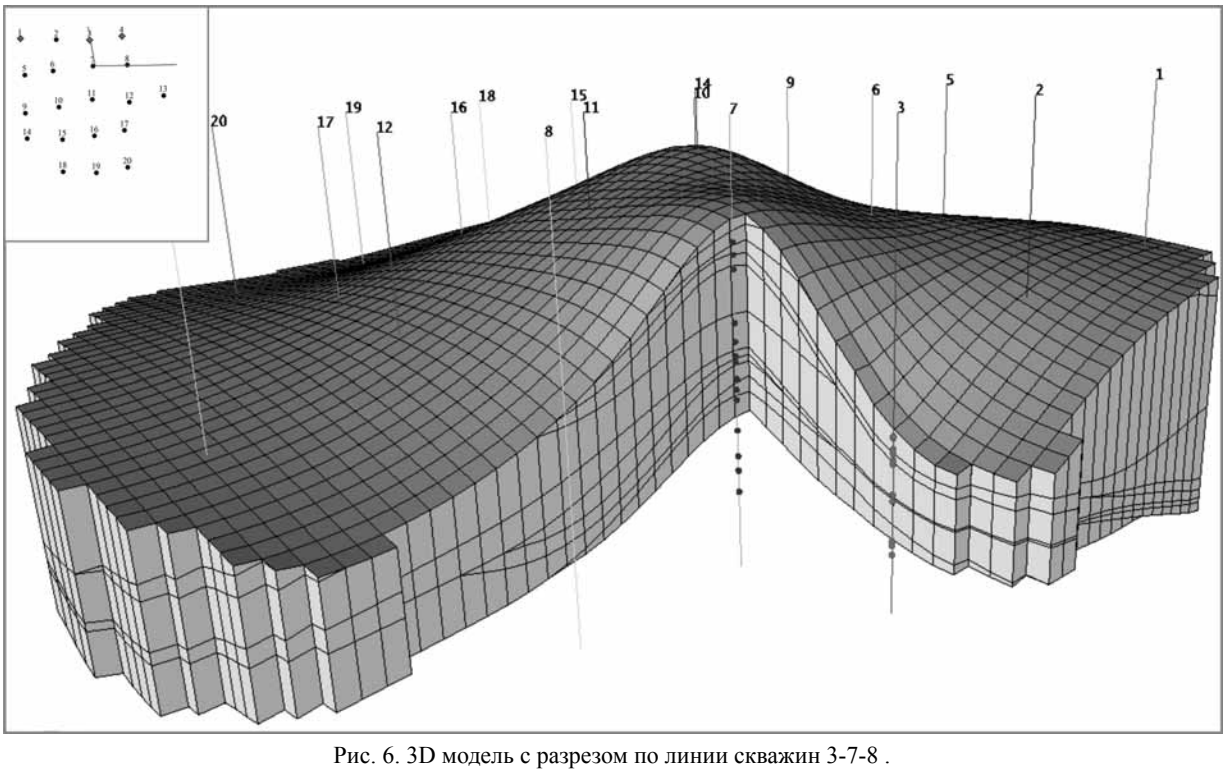


Рис. 6. 3D модель с разрезом по линии скважин 3-7-8 .

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ СВЯЗИ МЕЖДУ ТУРНЕЙСКИМИ КАРБОНАТАМИ И БОБРИКОВСКИМИ ПЕСЧАНИКАМИ

В.Г.Базаревская, Т.И.Тарасова, Р.Р.Тимергалеева, Н.А.Бадуртдинова, Г.С.Галимова
ТатНИПИнефть

Несмотря на высокую изученность визейских врезов на территории как Урало-Поволжья, так и Татарстана, вопрос о гидродинамической связи между залежами нефти в терригенных бобриковских и карбонатных турнейских продуктивных отложениях, остается актуальным и спорным до настоящего времени.

Визейские врезы формировались преимущественно в радаевско-бобриковское время, денудация охватывает глины елховского горизонта и карбонатные породы турнейского яруса вплоть до заволжского надгоризонта. На территории РТ «врезы» распространены на западном склоне Южно-Татарского свода (ЮТС) и восточном борту Мелекесской впадины. Характер распространения врезовых зон на западном склоне и в пределах Мелекесской впадины сильно отличается.

Радаевско-бобриковские продуктивные отложения характеризуются сложным строением: различной стратиграфической полнотой, фациальной изменчивостью разрезов, значительным изменением толщины коллекторов.

Пласты Сбр-3 и Сбр-2 выделяются в кровле бобриковского горизонта под пачкой тульских глин. Определенные трудности в расчленении или, вернее, отбивки кровли бобриковского горизонта возникают лишь в тех случаях, когда в основании тульского горизонта появляется пласт-коллектор, индексируемый как Стл-1, который сливается с пластом Сбр-3. На этом основании, а также по причине общего ВНК с пластом Сбр-3, пласт Стл-1 рассматривают в составе радаевско-бобриковских отложений.

Ниже пласта-коллектора Сбр-2 встречаются пласты, индексируемые группой Сбр-1 и Сбр-0, которые распространены преимущественно в зонах размыва – областях увеличенных толщин отложений радаевско-бобриковского возраста.

В «нормальном» разрезе толщина песчаников бобриковского разреза в среднем составляет 3-5 м, но во врезе она может увеличиваться до 25-30 м. Общая толщина осадков, выполняющая врезы, изменяется от 6 до 75 м, иногда достигает 98-120 м. Наиболее широко развиты врезы с амплитудой размыва от 10 до 30 м. Толщина бобриковско-радаевских отложений во врезах не всегда соответствует амплитуде размыва турнейских пород: она может быть как меньше, так и больше этой величины.

Врезы выполнены терригенным комплексом пород и представлены хорошо отсортированными песчаниками, крупнозернистыми алевролитами, аргиллитами с прослоями углей, углисто-глинистых сланцев и реже – карбонатных пород. Толщина карбонатных пород во врезах изменяется от 1,2 до 15 м. В основном встречается один прослой, реже

количество карбонатных прослоев возрастает до 3-х. Некоторые исследователи утверждают, что это уплотненные песчаники с карбонатным цементом.

Толщина песчано-алевролитовых пород во врезах изменяется от 1 до 45 м, суммарная нефтенасыщенная толщина – 1.6-23 м, дебиты нефти варьируют от 0,5 до 67 т/сут. Средние значения пористости составляют 21,4-27 %, проницаемости – 0,447-2,23 мкм^2, нефтенасыщенности – 82,2-90 %.

Карбонатные отложения турнейского яруса по сравнению с терригенными пластами тульского и бобриковского горизонта характеризуются значительно худшими емкостно-фильтрационными свойствами. Средняя пористость по керну изменяется от 12,5 до 15,1 %, проницаемость – 0,102-0,353 мкм^2, нефтенасыщенность – от 69 до 77,4 %.

Визейские врезы не только осложняют нефтяные залежи турнейского яруса, но и сами являются дополнительным нефтяным резервуаром. В результате исследований выявлено, что в пределах западного склона ЮТС лишь в 33% случаев поисково-разведочными скважинами вскрыта нефтенасыщенная часть разреза, выполненного терригенными отложениями, заполняющими визейский врез.

Несмотря на то, что многие ученые придерживаются мнения о существовании гидродинамической связи между отложениями бобриковского горизонта в карстово-эрозионных зонах и отложениями турнейского яруса, есть и противники данного утверждения.

Первая группа ученых считает, что визейские эрозионные врезы оказывают существенное влияние на распределение и накопленную добычу нефти. Это обусловливается присутствием терригенных пластов-коллекторов толщиной до 30 м и более, значительным усилением ими расчлененности турнейского рельефа. В связи с этим врезы контролируют и нефтеносность турнейской карбонатной толщи, так как способствуют боковой миграции нефти из песчаников в смежные карбонатные породы и, наоборот, формированию в них массивных залежей нефти.

В исследованиях, проведенных в ПермНИПИнефть [1, 2], при анализе начальных пластовых давлений в скважинах и накопленных отборов из карбонатных турнейских и терригенных бобриковских отложений показано наличие гидродинамической связи на Уньвинском, Ярино-Каменноложском и Сибирском месторождениях.

Основные доводы наличия гидродинамической связи заключаются в следующем:

1. Установлена гидродинамическая связь между фаменско-турнейской и бобриковской залежами нефти Уньвинского месторождения, что подтверждено уходом 5000 м^3 закачиваемой воды непосредственно под ВНК фаменско-турнейской залежи.

2. Результаты электромоделирования, проведенного на Ярино-Каменноложском месторождении также свидетельствуют о гидродинамической связи. При толщине глинистого раздела между радаевскими и турнейскими отложениями, равной 4 м, в турнейские пласты может перетекать до 22 % дебита, в бобриковские залежи при гидропроводности 1 %, а при гидропроводности около 5 % - до 47 % дебита.

3. Интересные данные получены при закачке трассирующего индикатора – флуоресцина в нагнетательные скважины на Уньвинском месторождении. Расчетами установлено, что в скважины бобриковской залежи поступило суммарно 47,8 % закачанной меченой жидкости, в а скважины фаменско-турнейской – 52,2 %. Соответственно в таком соотношении распределяются и объемы закачиваемой воды в нагнетательные скважины.

Исследования проведенные в отделе разработки института «ТатНИПИнефть» [3] подтверждают этот вывод.

При совместной эксплуатации по группе месторождений западного склона ЮТС тульско-бобриковских и турнейских отложений происходит существенное ухудшение показателей разработки по сравнению с их раздельной эксплуатацией (продуктивность скважин снижается на 28 %, доля работающей толщины уменьшается в два и более раз, вовлекаемые запасы ниже на 52,6 %, ожидаемое конечное нефтеизвлечение ниже на 30 %, вовлекаемые запасы ниже в среднем на 52,6 %).

Исследования разработчиков показали, что подключение к турнейскому тульско-бобриковского пласта увеличивает добычу нефти примерно на 44 %, а при отказе от эксплуатации турнейского пласта добыча нефти падает примерно на 12 %, т.е. турнейские отложения принимают небольшое участие в разработке. Доля участия турнейской залежи в общем дебите нефти за время эксплуатации скважин снизилась с 56 до 12 %.

Вторая группа ученых ставит под сомнение существование гидродинамической связи между отложениями бобриковского горизонта в зоне среза и отложениями турнейского яруса. Так, по теории Гутмана И.С. зона размыва турнейских отложений является литологическим экраном и поэтому никакой гидродинамической связи между терригенными бобриковскими отложениями во врезе и карбонатными отложениями турнейского яруса быть не может.

Для определения существования или отсутствия перетоков из карбонатных отложений турнейского яруса во врезовые песчаники бобриковского горизонта и, наоборот, проанализирована группа скважин в пределах карстово-эрозионных врезов, которые непосредственно работают на отложения бобриковского горизонта (пласты Сбр-1, Сбр-0), и скважин, граничащих с врезом и эксплуатирующих отложения турнейского яруса на территории Шегурчинского, Березовского и Пионерского месторождений нефти (рис. 1-4).

Рассмотрим две залежи на Шегурчинском месторождении, условно обозначенные I и II участки. Несмотря на то, что в пределах участка *I* во врезе расположено 14 скважин, на бобриковский горизонт работают только 4 скважины, на участке *II* во врезе – из 9 скважин пять работают на бобриковский горизонт.

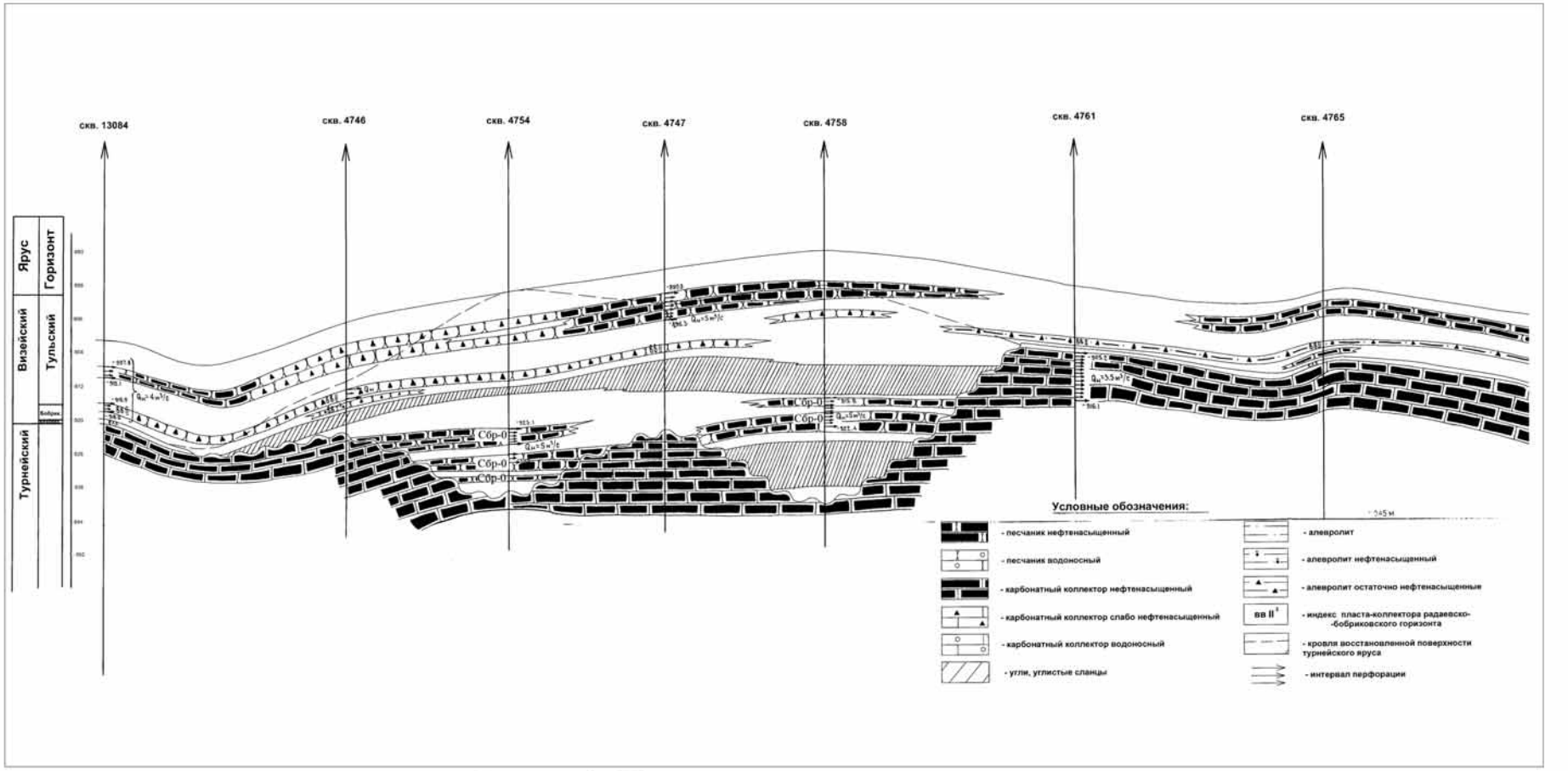


Рис.1. Шегурчинское месторождение.
Геологический профиль по линии скважин 13084-4746-4754-4747-4758-4761.

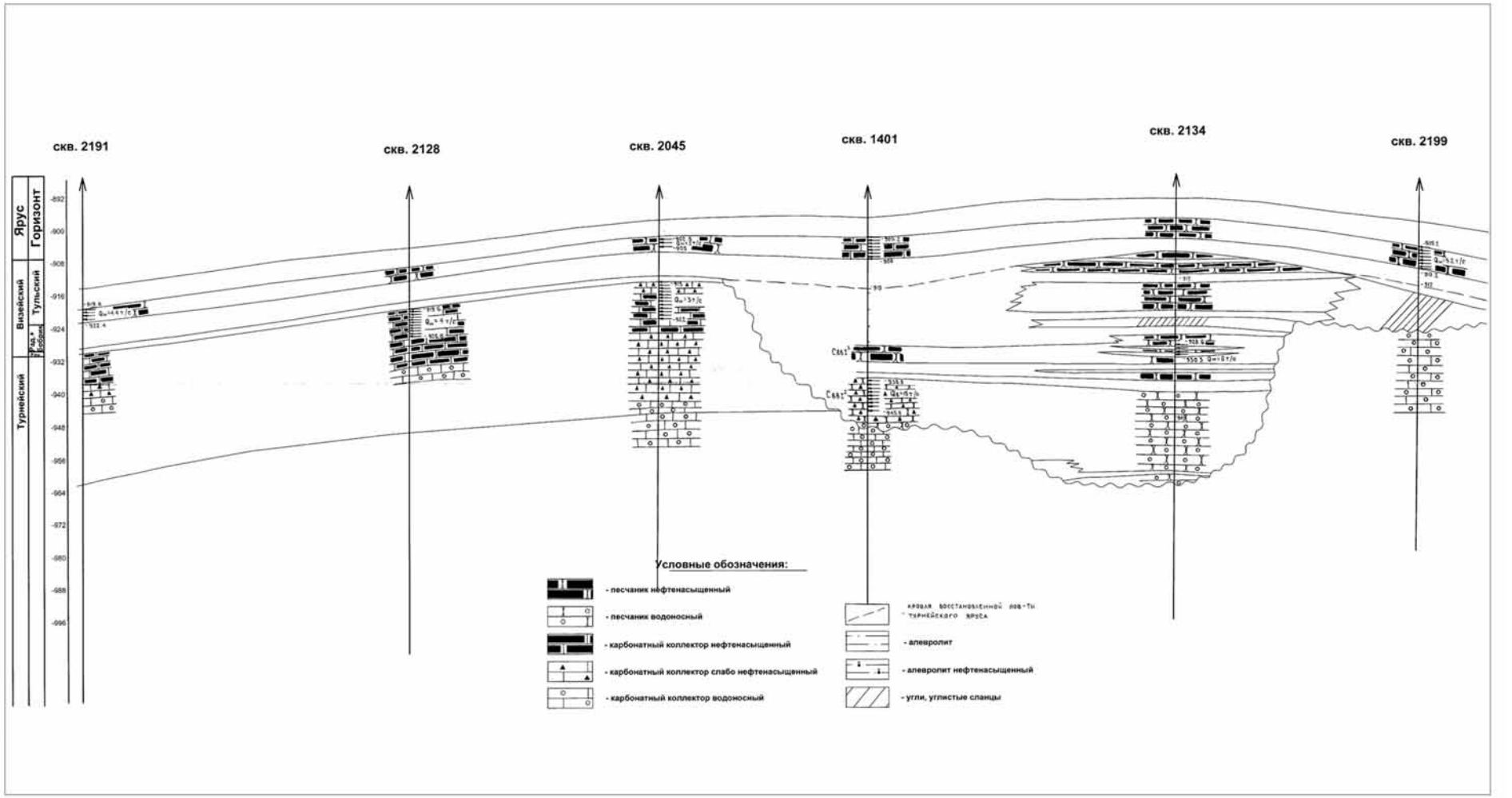


Рис.2. Березовское месторождение.
Геологический профиль по линии скважин 2191-2128-2045-1401-2134-2199.

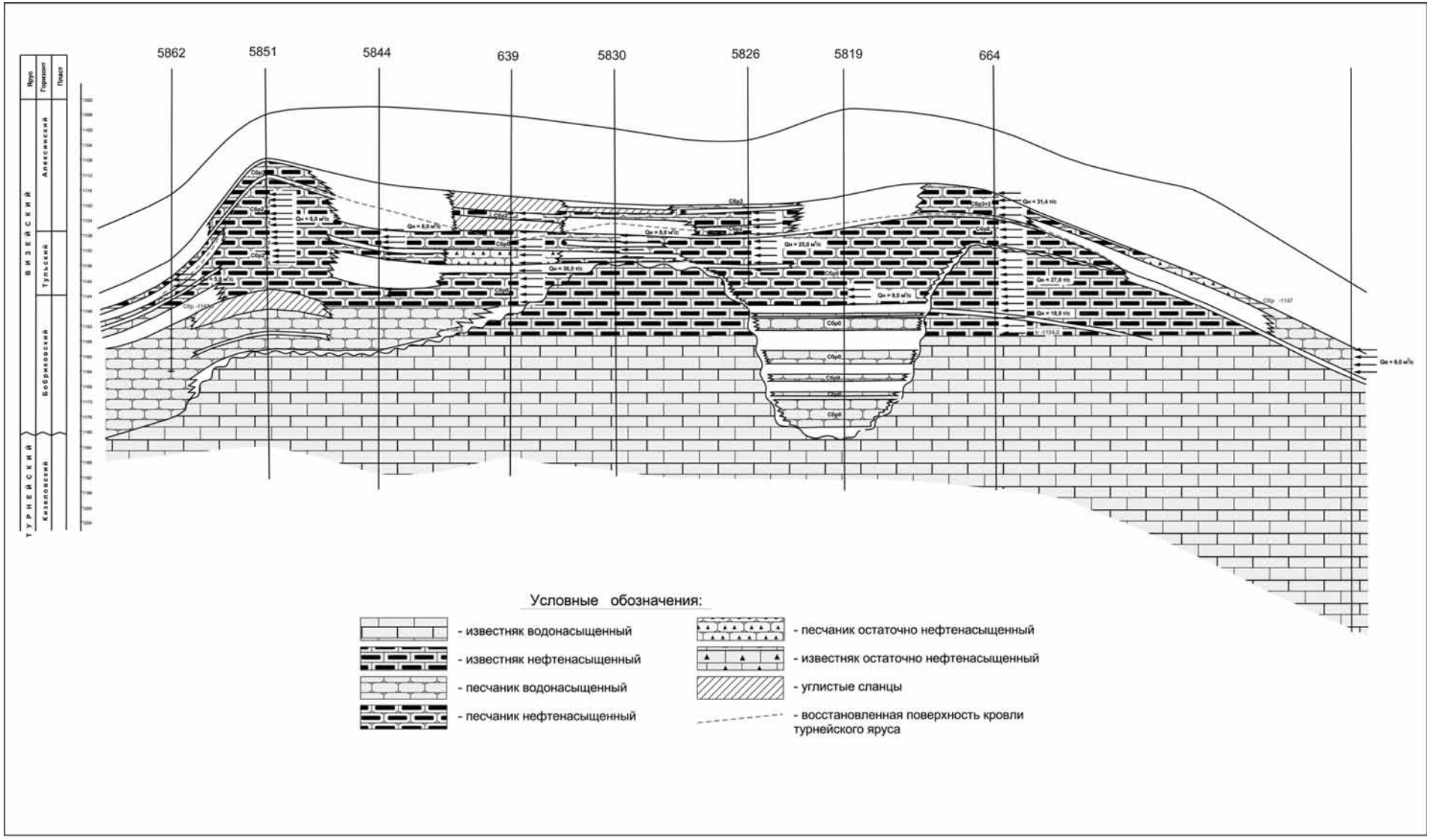


Рис.3. Пионерское месторождение.
Геологический профиль по линии скважин 5862-5851-5844-639-5830-5826-5819-664.

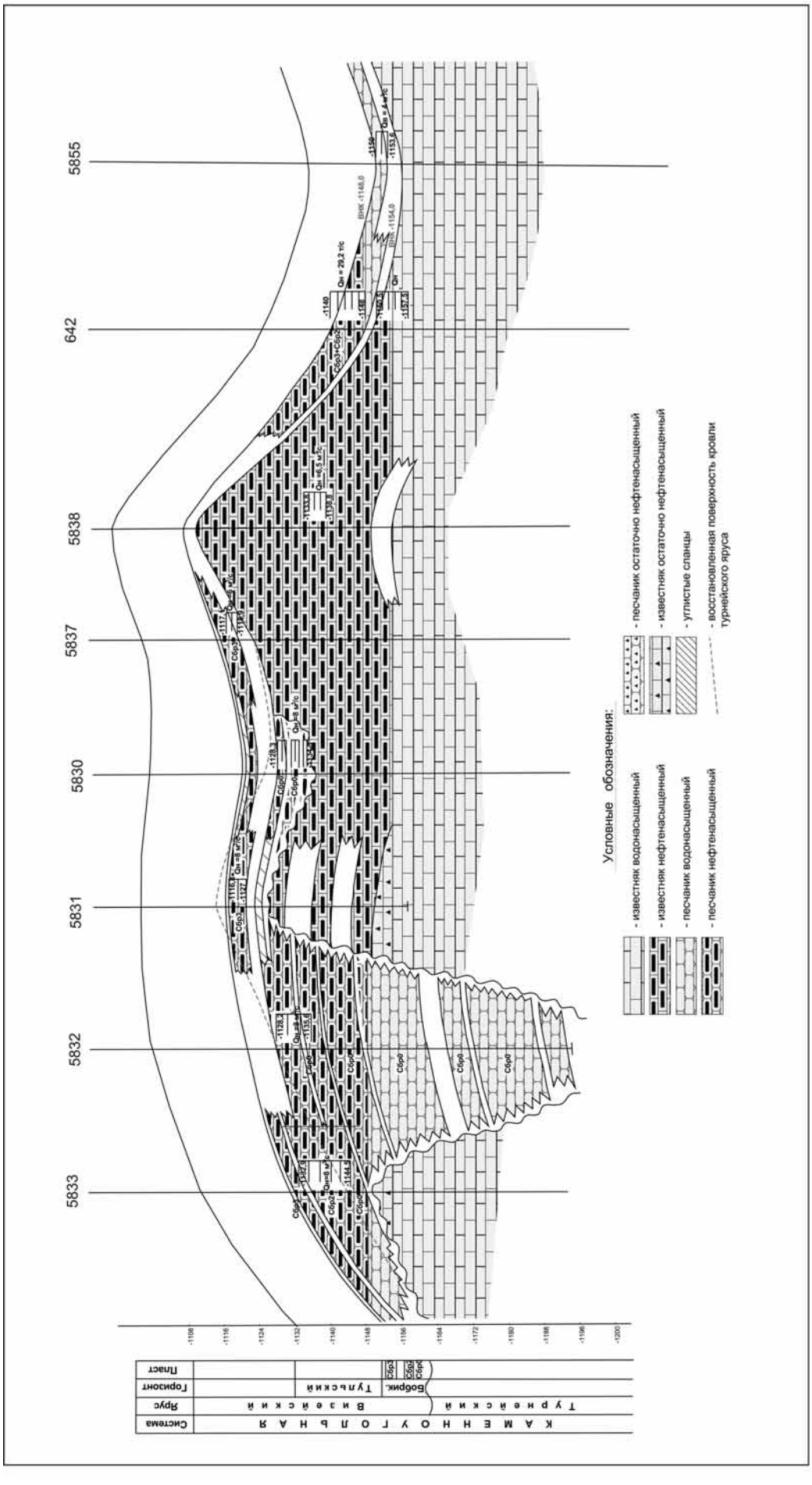


Рис.4. Пионерское месторождение.
Геологический профиль по линии скважин 5833-5832-5831-5830-5837-5838-642-5855.

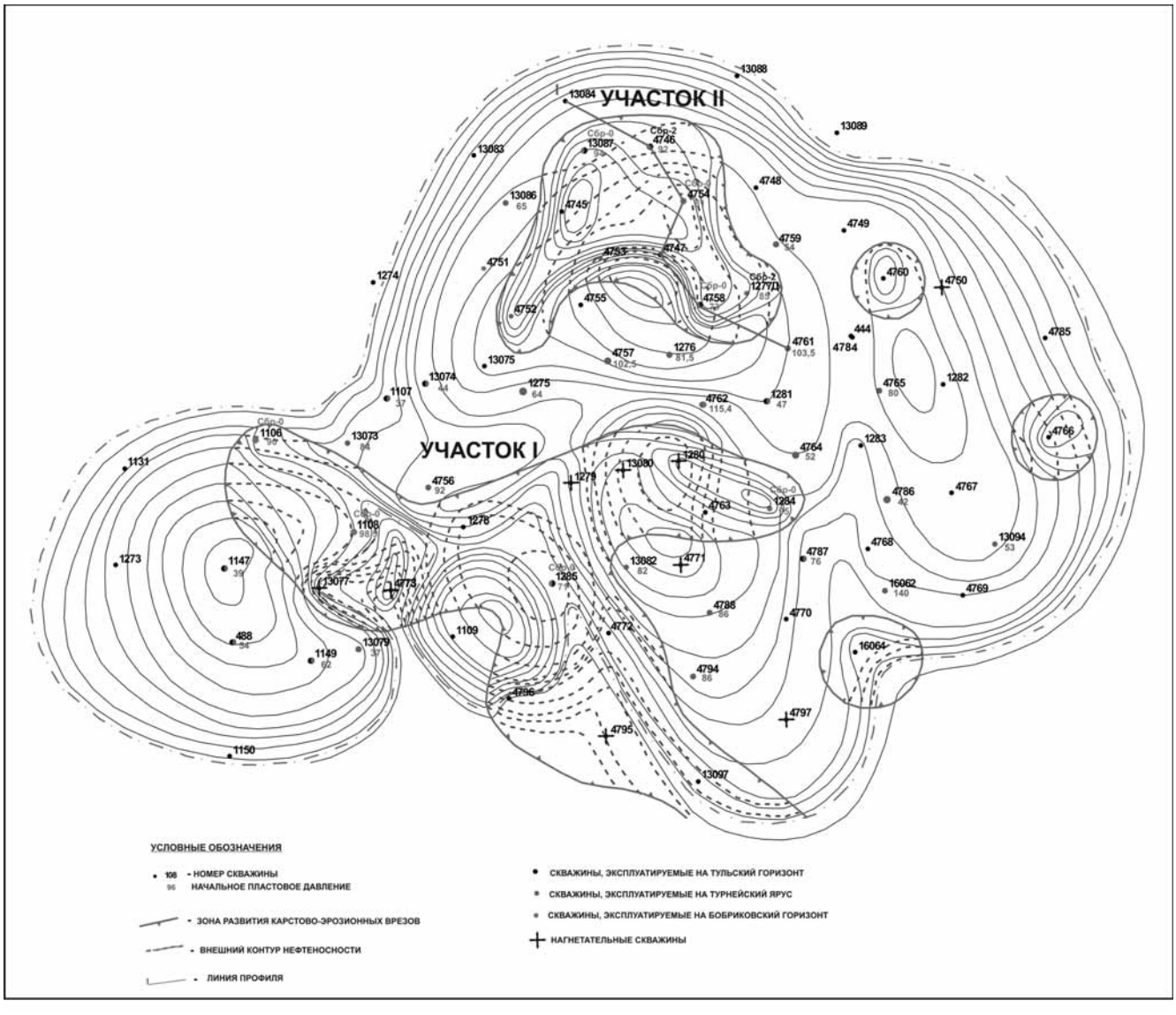


Рис.5. Шегурчинское месторождение.
Структурная карта по кровле турнейского яруса.

Проведенный анализ показывает, что начальное пластовое давление на участке *I* во врезе в бобриковских отложениях варьирует от 71 МПа (восточная часть среза) до 90-98,5 МПа (юго-западная и юго-восточная части), на участке *II* во врезе – от 73-85 МПа (юго-восток) до 94 МПа (юг), тогда как в соседних от участка *I* скважинах, работающих на турнейский ярус, начальное пластовое давление составило всего 42 МПа (юго-восточная часть), 86 МПа (восточная часть) и 84-92 МПа (юго-западная часть), на участке II– 54 МПа (юго-восток) – 65 МПа (западная и южная части) (рис.5).

Таким образом, разница в начальных пластовых давлениях по скважинам, работающим на бобриковские и турнейские отложения свидетельствует об отсутствии гидродинамической связи на этих двух участках в пределах Шегурчинского месторождения.

Анализ накопленной добычи и запасов на Шегурчинском месторождении непосредственно в пласте Сбр-0, который заполняет эрозионный врез, показал, что на участке I во врезе накопленная добыча составляет около 80 тыс.т, а подсчитанные запасы по категории С1 – 182 тыс.т, на участке II во врезе – 201 тыс.т и 369 тыс.т, соответственно.

Итак, по полученным данным видно, что давление в бобриковском горизонте в зоне среза больше, чем в отложениях турнейского яруса, а запасы пласта Сбр-0 значительно превышают накопленную добычу. Все эти факторы говорят о том, что бобриковские отложения в пределах эрозионного среза и отложения турнейского яруса не являются единой гидродинамической системой.

Аналогичный подход применялся и при анализе данных Пионерского и Березовского месторождений нефти.

На территории Березовского месторождения проанализированы также данные по двум карстово-эрозионным врезам. На одном из двух исследуемых участков существует гидродинамическая связь между отложениями бобриковского горизонта в зоне среза и отложениями турнейского яруса (участок I), а в другом случае связь отсутствует (участок II). Так на участке *I* во врезе начальное пластовое давление в бобриковском горизонте ниже, чем

в отложениях турнейского яруса. Здесь в северной части эрозионного вреза давление в песчаниках бобриковского горизонта изменяется от 62 до 73 МПа, а в граничащих скважинах начальное пластовое давление в известняках турнейского яруса составляет 78-100 МПа.

Обратная картина наблюдается в пределах участка *II*, в котором начальное пластовое давление бобриковского горизонта (94-10 МПа) значительно больше давления в турнейском ярусе (39-77 МПа) (рис.6).

Значения начального пластового давления на территории Пионерского месторождения в скважинах в пределах исследуемого вреза в бобриковских отложениях изменяется от 108 до 119 МПа, за пределами вреза в турнейском ярусе – от 80 до 108 МПа (рис.7). Начальное пластовое давление довольно стабильно во врезовых песчаниках бобриковского горизонта, что говорит о незначительном влиянии нагнетательных скважин (рис.7).

По данным подсчета запасов на Пионерском и Березовском месторождениях основное распространение получил пласт Сбр-3 бобриковского горизонта, а два других пласта Сбр-2 и Сбр-1 встречаются редко и только во «врезовых» скважинах. Авторы при подсчете запасов приняли, что все три пласта гидродинамически связаны между собой через зоны их слияния и образуют единую гидродинамическую систему и рассмотрены как единая залежь. С точки зрения создания геологической модели месторождения, запасы на Березовском и Пионерском месторождениях подсчитаны некорректно.

Таким образом, проведенное сравнение показывает, что в каждом конкретном случае наличие или отсутствие гидродинамической связи необходимо анализировать отдельно.

В связи с этим представляет большой интерес дальнейшее изучение отложений визейских эрозионных врезов для целей разработки гидродинамической связи в терригенных бобриковских и карбонатных турнейских отложенях. Одним из наиболее информативных методов определения геометрической структуры межскважинного пространства является исследование нефтяных пластов индикаторным методом. Применение этого метода дает возможность установить контроль за распределением фильтрационных потоков в залежах, выявить высокопроницаемые и трещиноватые участки пласта, зоны нарушения гидродинамической связи между отдельными участками залежи, осуществить контроль за обводнением нефтяных скважин.

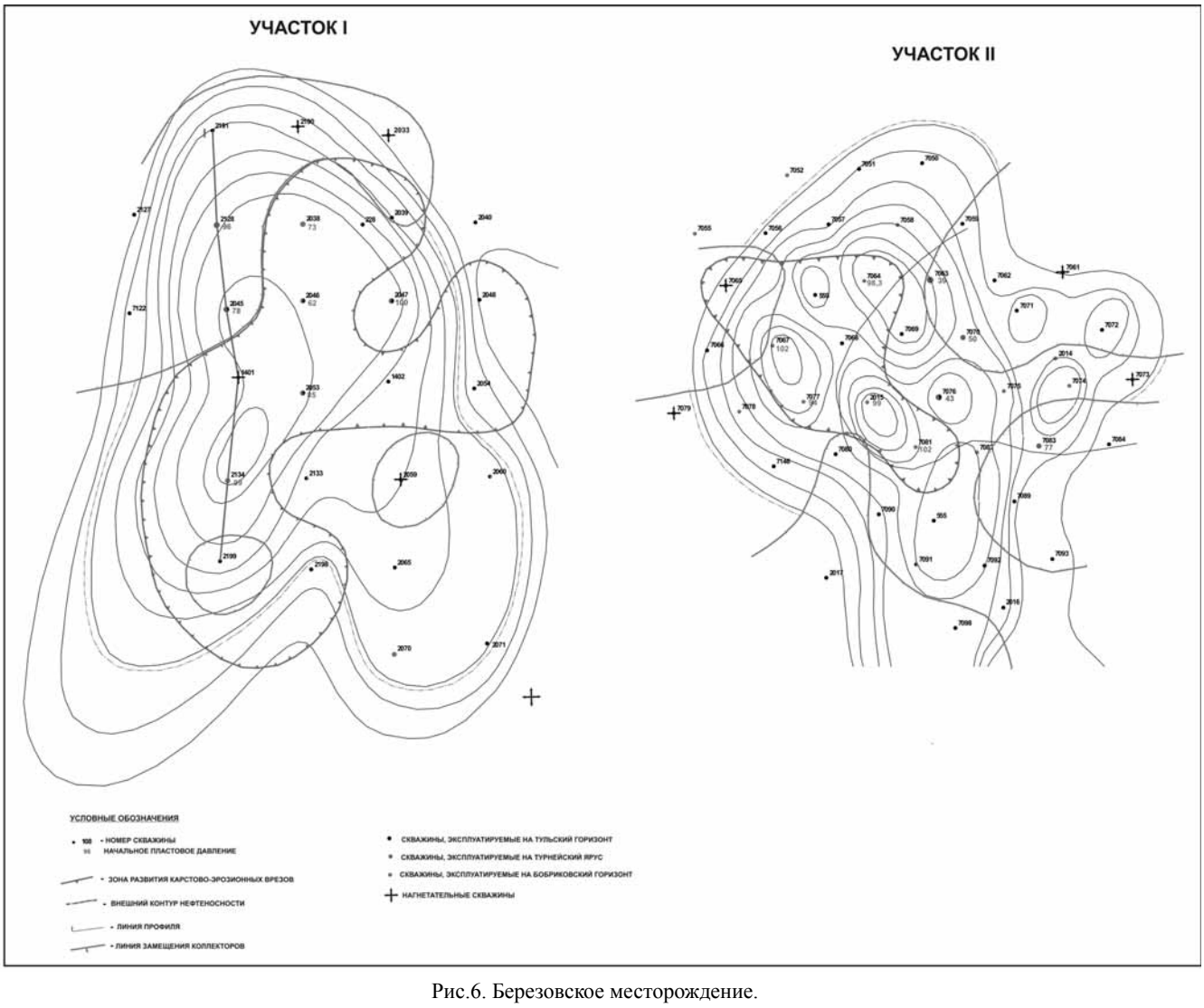


Рис.6. Березовское месторождение.
Структурная карта по кровле бобриковского горизонта.

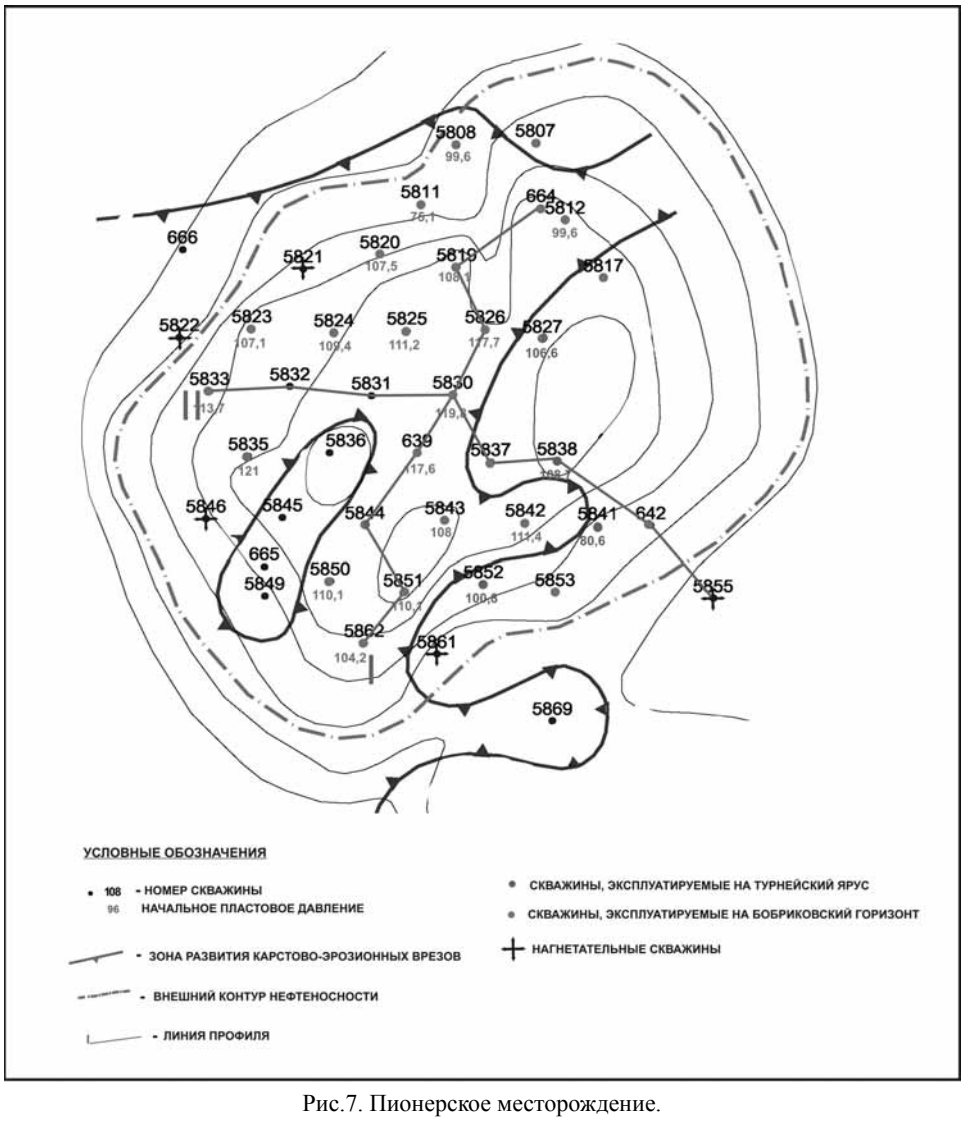


Рис.7. Пионерское месторождение.
Структурная карта по кровле бобриковского горизонта.

Литература

1. *Некрасов А.С.* О гидродинамической связи между фаменско-турнейской и бобриковской залежами нефти Уньвинского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 1. – С. 64–75.

2. *Некрасов А.С.* Особенности разработки Сибирского нефтяного месторождения, обусловленные влиянием гидродинамической связи между фаменско-турнейской и бобриковской залежами // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 5-6. – С. 37–42.

3. *Рамазанов Р.Г., Хафизова Э.А., Башкирцева Н.С.* Совместная эксплуатация тульско-бобриковских и турнейских отложений // Сб.науч.тр. ин-та «ТатНИПИнефть». – Бугульма, – 2000. – С. 71–77.

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ С ЦЕЛЬЮ ПОИСКА И РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

В.Г. Базаревская, А.Я. Сулейманов, М.А. Шавалиев
ТатНИПИнефть

В административном отношении Степноозерский разведочный участок расположен в Нурлатском и Аксубаевском районах Республики Татарстан, и занимает значительную площадь. Условно разведочный участок разделяется на несколько зон: южный, отделенный Степноозерским месторождением; центральный и северный, разделенные между собой Аксубаево-Мокшинским месторождением. На рассматриваемой территории с начала 30-х годов

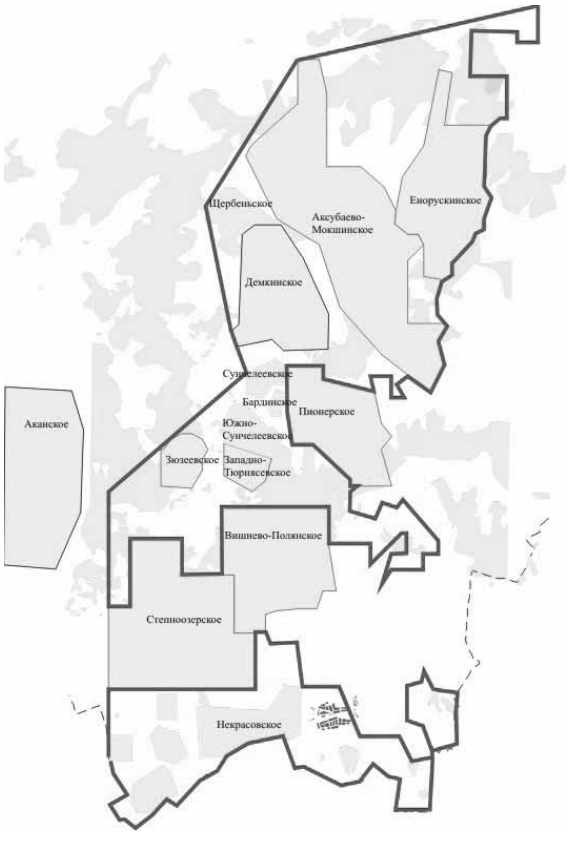


Рис. 1. Схема границ Степноозерного разведочного участка.

XX века проводились различные геолого-поисковые работы, включающие геологическую съемку, региональные и детальные геофизические исследования, АКГИ, структурное и поисково-разведочное бурение.

По итогам регионального и поисково-оценочного этапов в центральной части Степноозерского участка, проводимых вплоть до 2000 г., выявлено и регионально изучено строение Мелекесской впадины, а также осложняющих ее структур II и III порядков. Центральная часть Степноозерского разведочного участка приурочена к северо-восточному борту Мелекесской впадины, осложненная Зюзеевской и Аканско-Степноозерской зонами валообразных структур и относится к Аксубаево-Нурлатской нефтегазоносной зоне. Нефтевмещающие пласты-коллекторы приурочены в основном к отложениям каменноугольной системы: каширского, верейского, тульского, бобриковского горизонтов, башкирского, турнейского ярусов. В южной части Степноозерского разведочного участка выявлены единичные залежи нефти в терригенных отложениях девона (рис. 1).

В пределах исследуемой территории выявлены и находятся в эксплуатации месторождения нефти: Степноозерское, Зюзеевское, Сунчелеевское, Южно-Сунчелеевское, Вишнево-Полянское, Пионерское и др.

В основном пласты-коллекторы терригенных и карбонатных девонских отложений, как показало поисково-разведочное бурение, водоносны.

Основной особенностью этой территории является наличие карстово-эрозионных врезов елховско-турнейского возраста площадного распространения. В разрезе отложений турнейского яруса залежи нефти связаны с пористыми разностями известняков. Покрышкой для залежей нефти турнейского яруса служат непроницаемые глинистые породы бобриковского-радаевского возраста. Тип залежей условно массивный.

Пласты-коллекторы бобриковского горизонта представлены мелкозернистыми, алевролитовыми песчаниками и крупнозернистыми, песчаными, кварцевыми алевролитами. Покрышкой для залежей нефти бобриковского горизонта служат глинистые породы тульского возраста. Тип залежей антиклинальный пластовый.

Нефтенасыщенные пласты тульского горизонта сложены слабосцементированными коричневыми песчаниками мелкозернистыми, кварцевыми и алевролитами крупнозернистыми. Тип залежей антиклинальный пластовый.

Пористо-проницаемые прослои известняков башкирского яруса сообщаются между собой как за счет трещин, так и за счет их слияния. Покрышкой для залежей нефти башкирского яруса служат плотные доломиты и известняки, залегающие в кровельной части башкирского яруса и глинистые породы подошвы верейского горизонта. Тип залежей условно массивный.

Коллекторы верейского горизонта представлены пористо-проницаемыми и трещиноватыми известняками. Покрышкой для залежей нефти верейского горизонта служат глинисто-карбонатные пачки, залегающие в его верхней части. Тип залежей антиклинальный пластовый.

В отложениях каширского горизонта залежи нефти связаны с пористо-проницаемыми пачками известняков. Покрышкой для залежей нефти каширского горизонта служат перекристаллизованные кальцитизированные и доломитизированные известняки и доломиты. Тип залежей антиклинальный пластовый.

В отложениях нижне- и верхнепермской систем залежи сверхвязкой нефти связаны с кавернозными доломитами, известняками и песчаниками.

В период с 2001 по 2010 год центральная часть Степноозерского разведочного участка находилась на стадии подготовки объектов к поисковому бурению и здесь проводятся исследования по выявлению и детализации новых залежей нефти. При этом ставятся следующие задачи:

- Детализация геологического строения и уточнение особенностей залегания нефтеносных песчано-алевролитовых коллекторов средне- и нижнекаменноугольной систем.
- Поиск новых залежей нефти в слабо изученных интервалах карбонатных отложений девонской, нижне- и среднекаменноугольной систем.
- Уточнение подсчетных параметров на выявленных месторождениях.

В настоящее время в Республике Татарстан основным методом по выявлению залежей нефти, приуроченных к антиклинальным поднятиям, остается сейсморазведка. На начальном поисково-оценочном этапе малоизученной территории экономически целесообразно проводить сейсморазведочные исследования с незначительной плотностью

сейсмопрофилирования с целью выявления наиболее крупных ловушек, достаточных для принятия решения о бурении глубоких поисковых скважин для изучения геологического разреза, положения контура залежи и элементов ограничения залежи, количественной оценки прогнозных локализованных ресурсов и выбора объектов для дальнейших детализационных работ.

В 2001 г. Елаурской сейсморазведочной партией (с.п.) 8/02-1 проводились работы с целью изучения геологического строения и поиска нефтеперспективных объектов на малоизученных землях Республики Татарстан. Средняя плотность сейсмопрофилей, с учетом ранее отработанных, составила 1,3 пог. км на кв. км. Исследования охватили северо-западную часть центрального Степноозерского разведочного участка, где было подготовлено к бурению Черноозерское поднятие.

С целью подтверждения перспективности подготовленного Черноозерского сейсмоподнятия и повышения эффективности ГРР на бурение глубокой поисковой скважины, ЗАО «Градиент» выполнило (2006 г.) низкочастотное сейсмическое зондирование (НСЗ). Исследованиями выявлены перспективные зоны скоплений УВ, соответствующие центральному куполу Черноозерского поднятия, а также северному окончанию восточного купола Черноозерской структуры, приуроченные к каменноугольным отложениям (рис. 2).

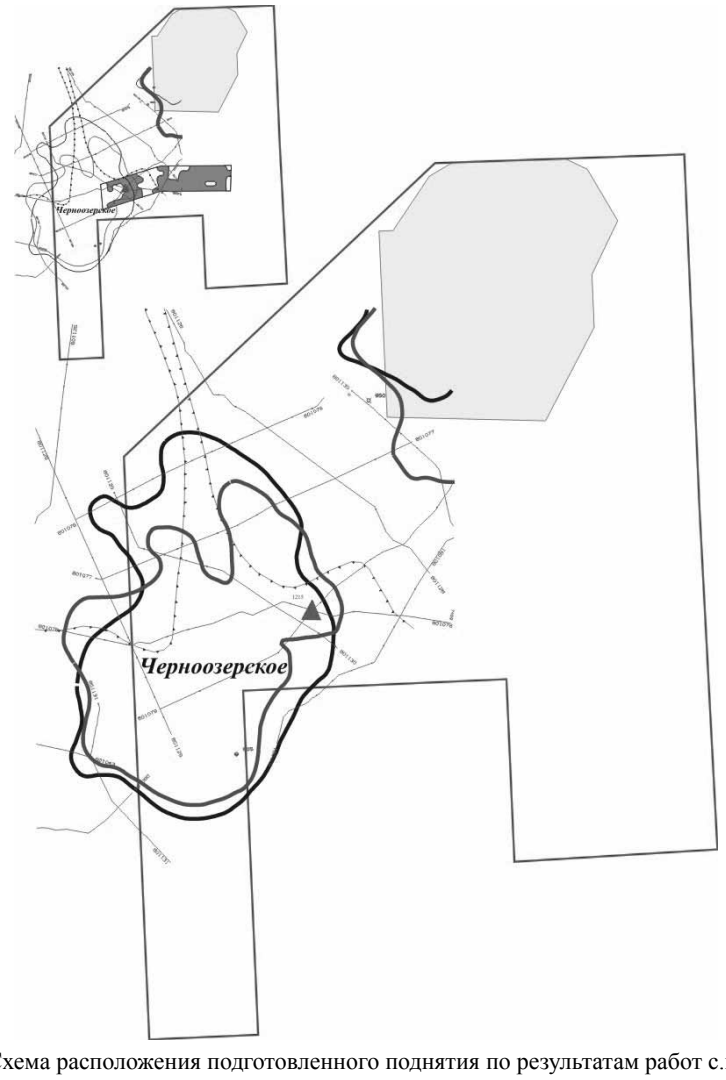


Рис. 2. Схема расположения подготовленного поднятия по результатам работ с.п. 8/02-1.

В 2006 г. в пределах Черноозерского поднятия пробурена глубокая поисково-оценочная скважина. Геофизическими исследованиями в скважине (ГИС) выделены нефтенасыщенные коллекторы, приуроченные к верейским, башкирским и бобриковским отложениям. При освоении поисковой скважины из терригенных бобриковских коллекторов получен промышленный приток безводной нефти в объеме 10 м^3/сут, впоследствии проведен оперативный подсчет запасов нефти.

Таким образом, поисково-оценочный этап для нового открытого месторождения закончился, переходя в разведочный этап, включающий две стадии: подготовки месторождения к разработке и пробной эксплуатации. Дальнейшие разведочные работы выполняются с целью уточнения геологического строения и объема запасов залежи, с этой же целью проводится пробная эксплуатация месторождения (получение данных для составления технологической схемы разработки для перевода 80% запасов в промышленную категорию C_1).

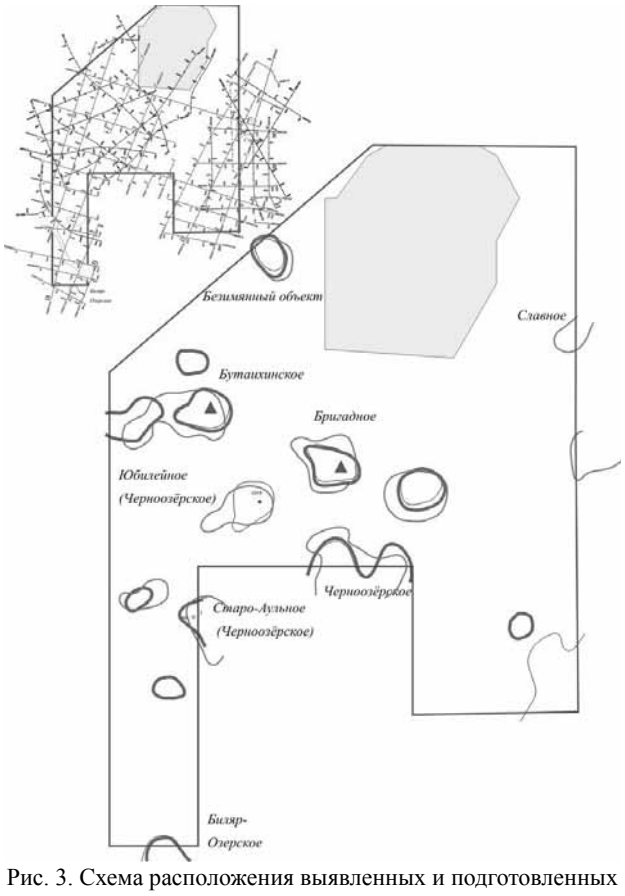


Рис. 3. Схема расположения выявленных и подготовленных поднятий по результатам работ с.п. 3/06-18.

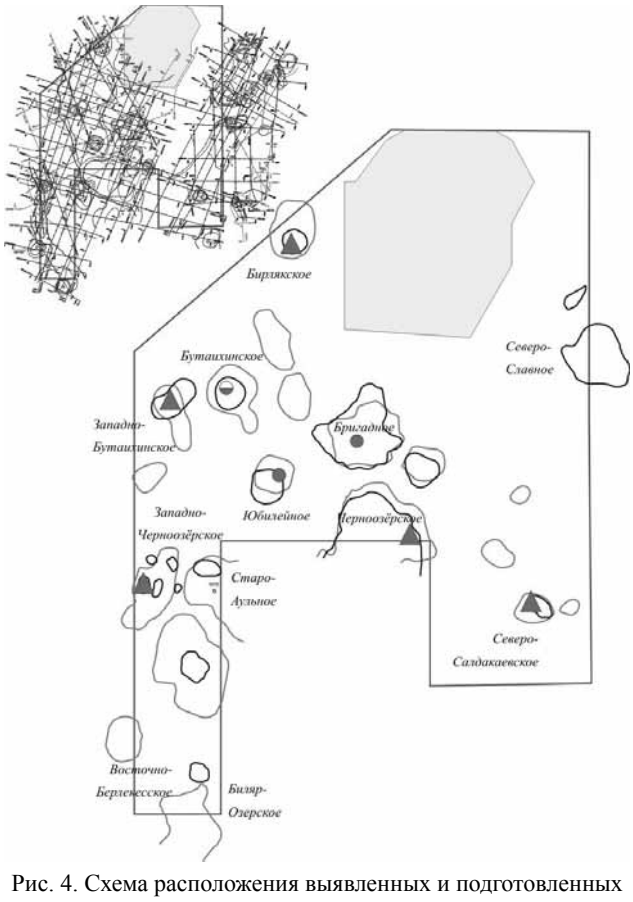


Рис. 4. Схема расположения выявленных и подготовленных поднятий по результатам работ с.п. 3/08-11.

На сопредельной с месторождением территории продолжался поисково-оценочный этап – дифференциация ранее выделенных сейсмообъектов с укрупнением масштаба исследований для дальнейших детализационных работ. С целью количественной оценки перспективных ресурсов на выявленных ловушках проводились детализационные сейсморазведочные работы модификации 2Д.

Выполненные в 2007 г. сейсморазведочные работы Черноозерской с.п. 3/06-18, с доведенной плотностью сейсмопрофилей 2,15 пог. км на кв. км (с учетом ранее проводимых исследований), позволили выявить и подготовить два поднятия – Бригадное и Бутаихинское, закартировать безымянные нефтеперспективные объекты. По результатам сейсморазведочных исследований выполнено обоснование на бурение двух глубоких поисково-оценочных скважин со вскрытием карбонатных отложений турнейского яруса (рис. 3).

В 2008-2009 гг. на подготовленных поднятиях (Бригадном и Бутаихинском) проводилось глубокое поисково-оценочное бурение. По заключениям ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы, приуроченные к каширским, верейским, башкирским, тульским и бобриковским отложениям. На Бутаихинском поднятии по материалам ГИС в турнейском ярусе выделен нефтенасыщенный карбонатный коллектор. При освоении скважин получена нефть из терригенных бобриковских отложений. В скважинах Бригадного и Бутаихинского поднятий проведены исследования непродольного вертикального сейсмопрофилирования (НВСП). Исследования детализировали структурные особенности межскважинного пространства нижней каменноугольной системы и послужили основанием для обоснования разведочного бурения.

Выполненные в 2008 г. сейсморазведочные исследования Черноозерской с.п. 3/08-11, с доведенной плотностью сейсмопрофилей 3,4 пог. км на 1 кв. км, позволили подготовить к глубокому бурению Бирлякское, Западно-Бутаихинское, Черноозерское, Западно-Черноозерское и Северо-Салдакаевское поднятия. Специалистами ТатНИПИнефть совместно с ООО «ТНГ-Групп» рекомендовано к бурению пять поисково-оценочных скважин со вскрытием отложений турнейского яруса (рис. 4).

В 2010 г. на Бирлякском поднятии пробурена поисково-оценочная скважина. По заключению ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы, приуроченные к верейским, башкирским, тульским и бобриковским отложениям. При освоении терригенных бобриковских коллекторов получен приток безводной нефти в объеме 10 м^3/сут.

Выводы

1. На примере Степноозерского разведочного участка наглядно продемонстрирована этапность проведения ГРР. На участке площадью 80 кв. км, по мере его детализации (изменение плотности сейсмопрофилей от 1,3 до 3,4 пог. км на 1 кв. км), от одного перспективного объекта пришли к картированию значительного количества перспективных объектов. За период ГРР с 2001 по 2010 гг. на территории Степноозерского разведочного участка опоискованы бурением 18 поднятий, в пределах которых выявлены залежи нефти. Эффективность ГРР составила 100 %.

2. На исследуемой центральной части Степноозерского разведочного участка геологоразведочными работами изучена тектоника, стратиграфия, литология осадочного чехла и верхней части кристаллического фундамента. Открыто новое Черноозерское месторождение нефти (2007 г.). Выявлены и детализированы залежи нефти в отложениях каширского, верейского горизонтов, башкирского яруса среднекаменноугольной системы, тульского, бобриковского горизонтов и турнейского яруса нижнекаменноугольной системы.

3. Выполнен оперативный подсчет запасов нефти Бригадного и Бутаихинского поднятий Черноозерского месторождения. Начальные извлекаемые запасы к первоначальным оцененным и поставленным на Государственный баланс в 2007 г. по Степноозерской разведочной зоне увеличились в 2010 г. по категории C_1 в три раза, по категории C_2 – в десять раз.

4. С целью поддержания объемов ежегодной добычи нефти необходим научный подход к решению проблем подготовки запасов на территориях со сложной геологией.

ЭКОНОМИЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНЫЙ МЕТОД ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ

Б.А.Баймашев[1], И.М.Насибулин[1], Н.А.Мисолина[1], Р.Р.Минебаев[2], Р.М.Мартынчук[2], К.А.Груздева[3]

1-ОАО «НИИнефтепромхим», г. Казань, 2-ЗАО «ТАТЕХ», г. Альметьевск, 3-КГУ, Казань

Основным назначением водоизоляционных работ (ВИР) является ограничение поступления водопритока в скважину. При этом недопустимо снижение дебита нефти, который был до проведения ВИР, так как конечной целью данных работ является увеличение добычи нефти.

Сложные геологические условия залегания, фильтрационно-емкостная неоднородность пластов-коллекторов, повышенные вязкость и плотность нефти ограничивают возможности эффективного применения многих известных методов водоизоляции, несмотря на то, что подобных технологий на сегодняшний день разработано значительное количество.

В ОАО «НИИнефтепромхим» был разработан водоизоляционный состав СНПХ-9800. Данная запатентованная технология предусматривает комплексный характер воздействия на источник обводнения в пласте. Полимерная гелеобразующая композиция СНПХ-9800 представляет собой двухкомпонентную систему, состоящую из смеси синтетических водорастворимых полимеров и инициатора полимеризации – сшивателя, а также модифицирующих функциональных добавок. В результате медленной химической реакции в пласте образуется гибкий полимерный гель с улучшенными структурно-механическими свойствами, который надежно тампонирует высокопроницаемые обводненные участки и препятствует дальнейшему поступлению воды. Технология позволяет осуществлять глубокую закачку полимерного материала в пласт до формирования геля. Максимальный срок прочности геля в пластовых условиях составляет не менее 12 месяцев.

В период с 2007 по 2009 год на Демкинском месторождении Республики Татарстан, разрабатываемом ЗАО «ТАТЕХ», проводились мероприятия по ограничению водопритоков в добывающих скважинах по данной технологии. Было обработано 4 скважины.

Таблица 1

Краткая характеристика эксплуатационного объекта, на котором были проведены водоизоляционные работы

Место-рождение	Горизонт, ярус	Коллектор	$k_{пр}$, мкм^2	Коэф-т расчл-ти, д.ед.	$\rho_н$, кг/м^3	$\mu_н$, мПа*с	$P_{пл}$, МПа	$h_{эф.н.}$
Демкинское	бобриковский	терригенный (поровый)	0,512	3,1	916	191,1	9,3	9,7

Демкинское месторождение в тектоническом отношении расположено на северо-востоке восточного бортового склона Мелекесской впадины и объединяет целый ряд локальных поднятий. На площади месторождения установлено 16 залежей, из них семь залежей приурочено к пластам-коллекторам нижнего карбона, девять – среднего карбона. В бобриковском горизонте – четыре залежи. В бобриковском горизонте выделяется три пласта-коллектора (снизу вверх): Сбр-0, Сбр-1 и Сбр-2 (два последних пласта содержат залежи нефти). Доля балансовых запасов нефти на Демкинском месторождении, приходящаяся на бобриковский горизонт, составляет 15,1 % от общего количества [1].

Толщины продуктивных бобриковских прослоев изменяются от 0,8 м до 22,0 м, в среднем составляя 3,5 м. Разделяются они пачками терригенных глинистых пород, толщина которых составляет от 0,4 м до 39,4 м. Но,

несмотря на большую толщину последних, бобриковские пласты-коллекторы образуют единую гидродинамически взаимосвязанную систему.

Бобриковские продуктивные отложения на площади Демкинского месторождения характеризуются сложным строением – различная стратиграфическая полнота, фациальная изменчивость разрезов и невыдержанность пластов в пространстве, частое переслаивание всех разностей пород, а также значительное изменение толщины продуктивного горизонта в целом и пластов-коллекторов в частности.

Отложения бобриковских продуктивных отложений представлены песчаниками, алевролитами, аргиллитами.

Разработка залежи началась в 2001 г. и находится на первой стадии. Несмотря на это, обводненность продукции бобриковского горизонта в 2008 г. выросла на 20% (в 2007 г. - на 10%). Среднее значение обводненности составляет 53,0%. Основной причиной такого интенсивного обводнения является высокая вязкость нефти, неоднородность коллектора [2].

Распределение пластовых давлений по площади неравномерно, коррелируется с типом эксплуатируемого коллектора. В северо-западной части залежи пластовые давления до 10 МПа, в южной и центральной части от 4,0 МПа до 7 МПа.

В целом месторождение нефти является многопластовым, имеет сложное геологическое строение, повышенные значения вязкости нефти. Отмеченные выше расчлененность и неоднородность пластов-коллекторов, месторождения также значительно усложняют его разработку и эксплуатацию. В частности, обусловливают преждевременное обводнение скважин.

Источниками обводнения добывающих скважин служит прорыв воды по высокопроницаемым прослоям, отделенным от нефтяных как низкопроницаемыми, так и непроницаемыми разностями. После проведения водоизоляционных работ произошло резкое снижение обводненности продукции скважин и значительный рост дебита нефти (рис.1, 2).

Обводненность по девяти заявленным скважинам до обработки составляла от 39-99%. После применения СНПХ-9800 произошло снижение обводненности в 1,24-4,85 раза (рис.1). Хорошие результаты также были получены по приросту дебита нефти (вертикальная черта в графиках фиксирует дату проведения ВИР, рис. 2).

Средняя успешность работ составляет 89 %. Средняя длительность эффекта равна 11 месяцам. По многим скважинам эффект еще продолжается, т.к. обработки были сделаны недавно. Такие высокие показатели обусловлены тщательным подбором объектов для ВИР, проведением предварительных лабораторных испытаний на кернах с данных месторождений.

В ходе анализа была выявлена также следующая тенденция – эффективность ВИР тем больше, чем больше было значение обводненности до обработки.

Как видно из представленных выше графиков, дебит нефти до применения водоизоляционной технологии СНПХ-9800 стремится к нулю, а после обработки начинает возрастать и впоследствии становится постоянным. Обводненность скважин, наоборот, снижается, следовательно качество добываемой продукции из этих скважин улучшается. Все это происходит за счет медленной химической реакции в пласте, в результате которой образуется гибкий полимерный гель с улучшенными структурно-механическими свойствами.

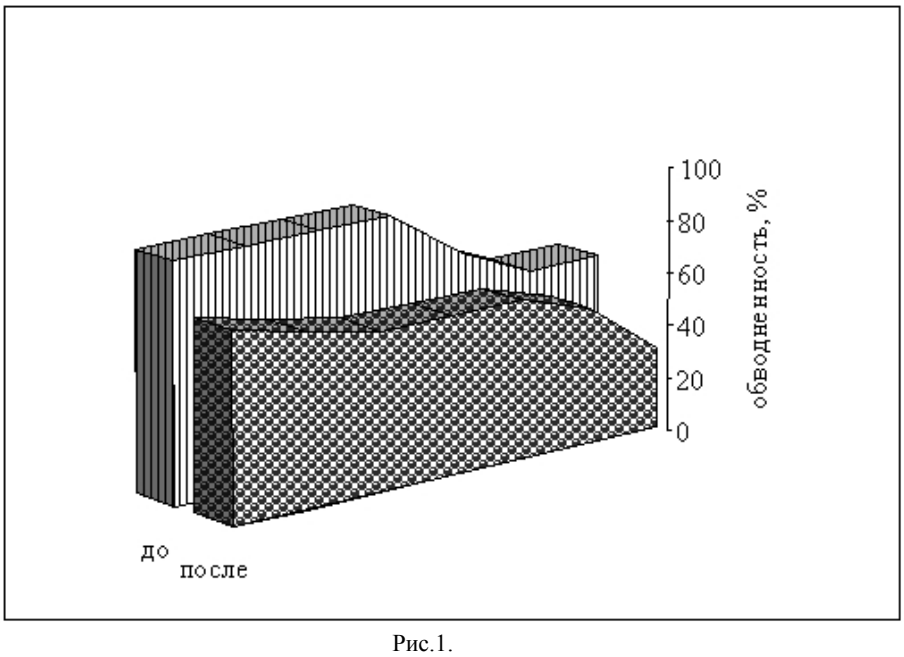


Рис.1.
Динамика обводненности по скв. № 4705 до и после применения СНПХ-9800.

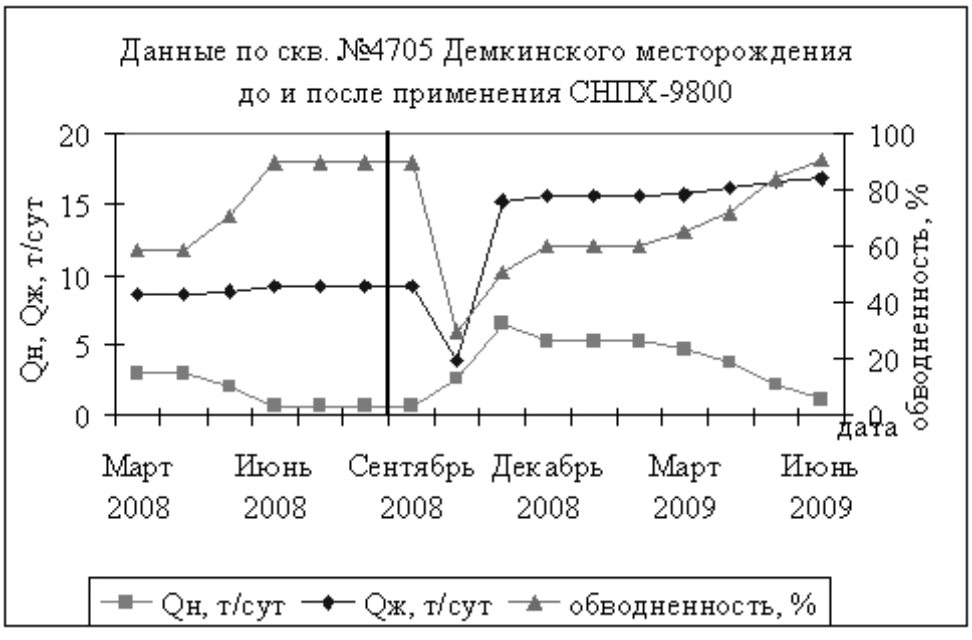


Рис.2.
Данные по скв. №4705 Демкинского месторождения до и после применения СНПХ-9800.

Полимерный гель надежно тампонирует высокопроницаемые обводненные участки и препятствует дальнейшему поступлению воды.

В связи со сложностью и высокой стоимостью методов увеличения нефтеотдачи, внедрение их на практике необходимо осуществлять после обоснования их технологической и экономической эффективности, чтобы избежать неоправданных расходов.

Технологическая эффективность (дополнительная добыча нефти, т) применения водоизоляционной технологии СНПХ-9800 рассчитывалась несколькими методами:

1) аппроксимацией кривых падения дебита;

2) прямым «крестьянским» счетом;

3) методикой ОАО «Татнефть».

Использование разных методов подсчета эффективности производится для получения более объективной оценки успешности применения данного физико-химического МУН.

Таблица 2

Расчет технологической и экономической эффективности применения СНПХ-9800

№ скважины	Технологическая эффективность			Экономическая эффективность		
	аппроксимация кривых падения дебита	прямой «крестьянский» счет	метод ОАО «Татнефть»	NPV	PI	$П_{ок}$
4705	1383	888	926	1977,327	1,514109	0,660454
4612	1392	613	1502	2251,362	1,544495	0,647461
4624	2292	1402	2430	4571,346	1,694899	0,590006
1177	541	488	613	596,511	1,249409	0,800378

Результаты, полученные при проведении расчетов дополнительной добычи нефти тремя разными методиками, отличаются дуг от друга. Метод прямого «крестьянского» счета дает заниженный эффект, т.к. падение месячного дебита принимается только на период предыстории, а на период аппроксимации он условно берется постоянным. Метод кривых падения дебита и методика ОАО «Татнефть» дают практически одинаковые результаты и могут применяться для подсчета технологической эффективности применения водоизоляционной технологии СНПХ-9800.

Однако расчет эффективности должен производиться также и по экономическим показателям, так как технологическая эффективность свидетельствует только об увеличении темпов добычи нефти и нефтеотдачи пластов. А прибыль влияет не только на увеличение дебита после применения СНПХ-9800, но и на стоимость проведения мероприятия.

Для экономической оценки использовались следующие основные показатели:

1) дисконтированный поток денежной наличности (NPV) или чистый дисконтированный доход (ЧДД), тыс. руб.;

2) индекс доходности (PI);

3) период окупаемости вложенных средств ($П_{ок}$) [3].

Анализируя расчеты для четырех скважин, на которых проводилась обработка с помощью водоизоляционной технологии СНПХ-9800, можно сделать вывод о том, что три скважины дали положительный как технологический, так и экономический эффект. Продолжительность технологического эффекта в среднем составляет 11 месяцев. Экономически проведение мероприятия с помощью водоизоляционной технологии СНПХ-9800 на изучаемых скважинах является эффективным, так как индекс доходности больше единицы и срок окупаемости вложенных средств составил в среднем семь месяцев. Только на одной скважине технологический эффект составил 5 месяцев и в настоящее время она находится в бездействии из-за высокой обводненности продукции (99%). В экономическом отношении проведение мероприятия с помощью СНПХ-9800 оказалось нерентабельным, так как индекс доходности мал и срок окупаемости вложенных средств составляет 9,5 месяцев, а скважина проработала после обработки только 5 месяцев.

Таким образом, по данным результатов обработок скважин было показано, что технология СНПХ-9800 хорошо работает в условиях повышенной неоднородности продуктивного разреза, высоких значениях вязкости нефти и критической обводненности продукции, а также эффективно справляется с изоляцией подошвенных вод и с ограничением прорыва пластовых вод.

Литература

1. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. Том 2 / Р.Х. Муслимов и др. – Казань: Фэн, 2007. – 523 с.

2. Шавалиев А.М. Дополнение к проекту пробной эксплуатации Демкинского нефтяного месторождения. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2000.

3. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань: Фэн, 2005. – 688 с.

ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ВОСТОЧНОГО УЧАСТКА УРНЯКСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Г.Баранова[1], М.П.Круглов[2],

[1]ГБУ ИПЭН АН РТ, г. Казань, E-mail Anna.Baranova@tatar.ru

[2]ЗАО «Предприятие Кара Алтын»

Разрез осадочной толщи восточного участка Урнякского месторождения принципиально не отличается от сводного геологического разреза, типичного для восточного борта Мелекесской впадины. Промышленная нефтеносность связана с отложениями верейского горизонта и башкирского яруса среднекаменноугольного отдела, а также бобриковского горизонта и турнейского яруса нижнекаменноугольного отдела.

На площади Урнякского месторождения в отложениях верейского горизонта выделяются 6 карбонатных пластов-коллекторов, индексируемых снизу-вверх Свр-1, Свр-2, Свр-3, Свр-4, Свр-5, Свр-6. Нефтенасыщенными на месторождении по геофизическим исследованиям скважин и опробованию являются четыре пласта-коллектора от Свр-2 до Свр-5 включительно. Однако доля их в формировании запасов не равнозначна. На соседних месторождениях, а также западном участке Урнякского месторождения наиболее выдержанными по площади и разрезу являются пласты Свр-3 и Свр-2 и основные запасы связаны с пластом Свр-3. На восточном же участке наиболее выдержанным и основным нефтесодержащим является пласт Свр-2, особенности строения которого сложились при благоприятных палеогеографических и палеотектонических условиях осадконакопления данного участка. Пласт Свр-3 сложен в большинстве скважин уплотненными глинистыми породами, и лишь в нескольких скважинах выделяются маломощные слабо нефтенасыщенные прослои.

Строение башкирского нефтесодержащего резервуара на месторождении характерно для ловушек с амплитудами, не превышающими 30 м: эффективные нефтенасыщенные прослои толщиной 0,4–7,6 м переслаиваются с плотными разностями известняков и доломитов различной толщины – от 0,4 до нескольких метров. Количество эффективных прослоев (от 1 до 19) и их толщина от скважины к скважине меняются за счет неравномерно протекавших процессов вторичной перекристаллизации, создавших локальные литологические экраны. Водонефтяной контакт выявленной на восточном участке Урнякского месторождения залежи скважинами не вскрыт и проводится условно по соотношению подошвы нефтенасыщенных и кровли водонасыщенных прослоев по всем скважинам, вскрывшим залежь. По данным геофизических исследований скважин, в разрезе всех скважин между подошвой гипсометрически нижнего нефтенасыщенного прослоя и кровлей верхнего водоносного прослоя залегает пачка плотных пород различной толщины и/или породы с неясной характеристикой. Общепринятым является отнесение

залежей в башкирских отложениях к массивному типу. В этом случае строение башкирского резервуара на восточном участке Урнякского месторождения такое, как представлено на рис. 1, и выделенные ниже принятой подошвы залежи нефтенасыщенные и слабо нефтенасыщенные по данным геофизических исследований скважин прослои попадают в водонасыщенную зону. Достоверно установить характер насыщения этих прослоев можно лишь при испытании в колонне. Если испытание подтвердит нефтяной характер их насыщения, то залежь на восточном участке Урнякского месторождения окажется структурно-литологического типа, как представлено на рис. 2. В этой связи считаем, что наиболее адекватной геологической моделью является вторая.

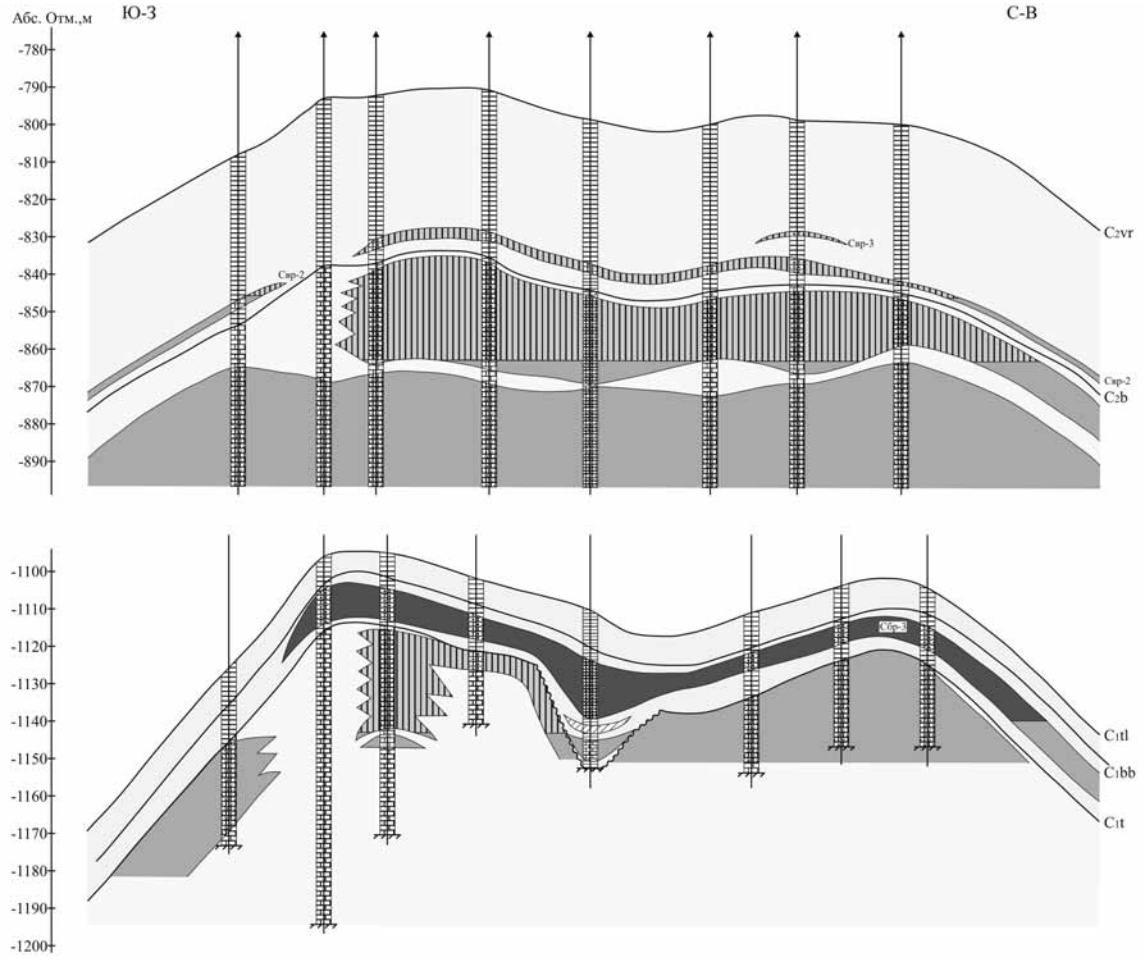


Рис. 1. Урнякское месторождение (восточный участок).
Схематический геологический профиль каменноугольных отложений.
Массивный тип залежи в отложениях башкирского яруса.

Тот факт, что залежь в башкирском ярусе структурно-литологического типа подтверждает и то обстоятельство, что одна из скважин восточного участка Урнякского месторождения вскрыла зону ухудшенных коллекторских свойств в отложениях верейского горизонта и башкирского яруса. Примечательным является то, что и отложения турнейского яруса, вскрытые этой скважиной, также оказались плотными, так как при опробовании выделенного, по данным геофизических исследований скважины, нефтенасыщенного прослоя притока не получили. Отложения терригенного бобриковского горизонта в этой скважине нефтенасыщены, что подтверждено опробованием в колонне. Таким образом, скважина вскрыла зону уплотнения именно карбонатных коллекторов внутри выявленных залежей в верейских, башкирских и турнейских отложениях. Очевидно, что в данной зоне, местонахождение которой определяется юго-западной присводовой и крыльевой частями Южно-Мухалевского поднятия восточного участка Урнякского месторождения, осадконакопление карбонатных комплексов происходило в менее благоприятных условиях, чем на всем участке.

Итак, строение залежи в карбонатных коллекторах башкирского яруса на восточном участке Урнякского месторождения отличается от общепринятого представления об их массивности. Не все залежи в этих отложениях apriori следует относить к массивным, не принимая во внимание литолого-петрофизическую характеристику пород, разделяющих нефте- и водонасыщенные интервалы в скважинах. Выявление типа конкретной башкирской залежи имеет огромное значение для заложения реального представления о залежи при составлении технологической схемы разработки месторождения, получения истинных объемов ее запасов и, как следствие, планирования реальных объемов добычи нефти и выбора более рационального способа разработки.

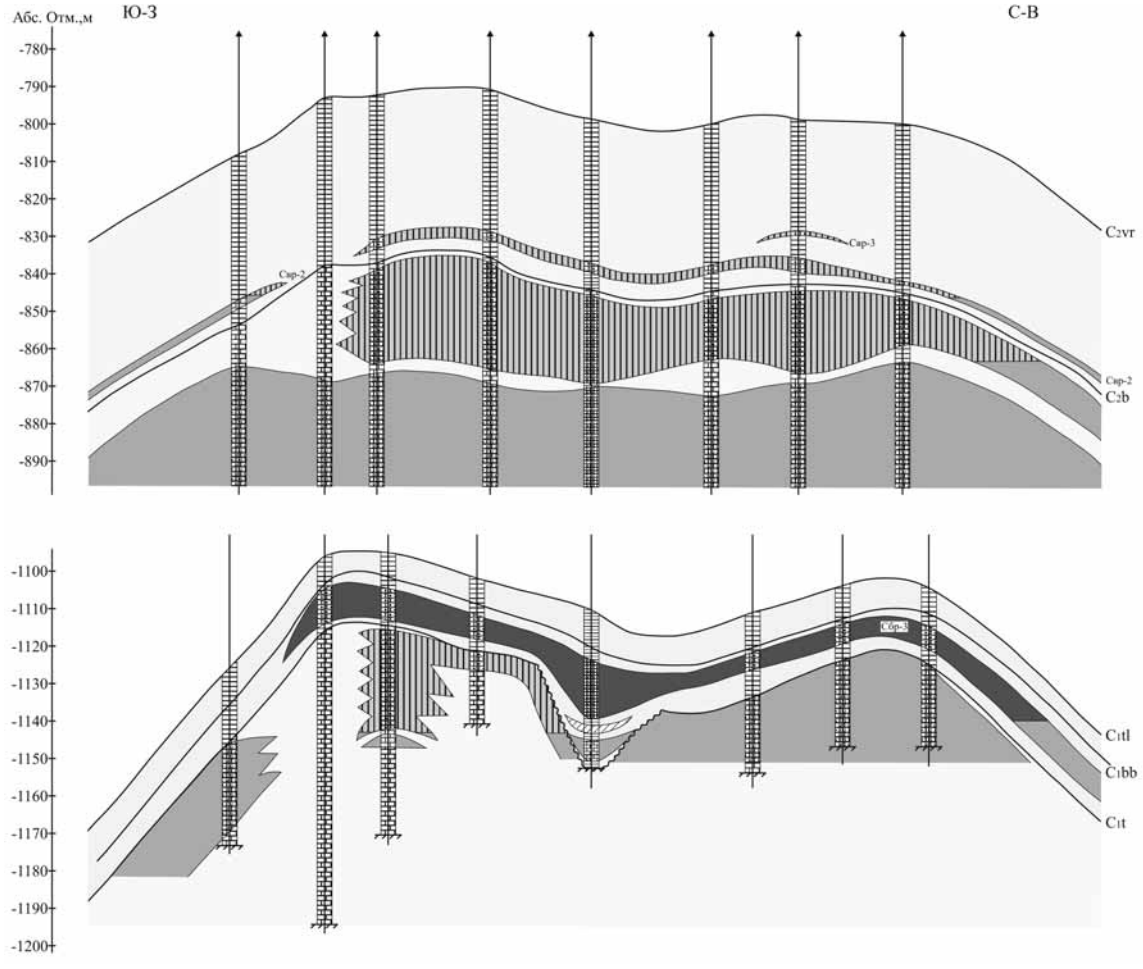


Рис. 2. Урнякское месторождение (восточный участок)
Схематический геологический профиль каменноугольных отложений
Структурно-литологический тип залежи в отложениях башкирского яруса.

Литература

1. *Ларочкина И.А.* Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. – Казань, 2008.

2. *Муслимов Р.Х.* Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. – Казань, 2007.

ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА ВРЕД, ПРИЧИНЕННЫЙ ПОЛЬЗОВАТЕЛЮ НЕДР

А.Х. Баширова

Управление Росприроднадзора по Тюменской области

Статья 51 ФЗ РФ “О недрах” предусматривает гражданско-правовую ответственность за вред, причиненный пользователю недр в результате деятельности предприятий, учреждений, организаций, органов государственной власти, должностных лиц и граждан, виновных в нарушении естественных свойств недр или создании условий, частично или полностью исключающих возможность дальнейшего пользования недрами.

Рассмотрим основания и условия гражданско-правовой ответственности органов государственной власти и их должностных лиц.

Часть первая статьи 51 ФЗ РФ “О недрах” закрепляет норму, устанавливающую государственные гарантии защиты экономических интересов пользователей недр. Вред, причиненный недропользователю в результате виновной деятельности органов государственной власти соответствующего уровня и их должностных лиц, подлежит возмещению за счет средств соответствующих бюджетов.

Статья 45 Конституции РФ закрепляет государственные гарантии защиты прав и свобод (часть 1) и право каждого защищать свои права всеми не запрещенными законом способами (часть 2). Статья 53 Конституции РФ декларирует: «Каждый имеет право на возмещение государством вреда, причиненного незаконными действиями

(или бездействием) органов государственной власти или их должностных лиц». На основании ст. 46 Конституции и ст. 13 ГК РФ предоставляется право каждого обжаловать в суд решения и действия (или бездействие) органов государственной власти, органов местного самоуправления, общественных объединений и должностных лиц.

В статье 1069 ГК Российской Федерации предусмотрено, что вред, причиненный гражданину или юридическому лицу в результате незаконных действий (бездействия) государственных органов, органов местного самоуправления либо должностных лиц этих органов, в том числе в результате издания не соответствующего закону или иному правовому акту акта государственного органа или органа местного самоуправления, подлежит возмещению за счет соответственно казны Российской Федерации, казны субъекта Российской Федерации или казны муниципального образования. Таким образом, гражданским законодательством установлены дополнительные гарантии для защиты прав граждан и юридических лиц от незаконных действий (бездействия) органов государственной власти, направленные на реализацию положений статей 52 и 53 Конституции Российской Федерации, согласно которым каждый имеет право на возмещение государством вреда, причиненного незаконными действиями (или бездействием) органов государственной власти или их должностных лиц, в том числе злоупотреблением властью.

Юридико-фактическим основанием возникновения рассматриваемых правоотношений в рамках ст. 1069 ГК РФ является вредоносная противоправная виновная деятельность органов власти и их должностных лиц, направленная на реализацию функций федеральной государственной власти. При этом имеет значение, в какой объективированной форме выражено противоправное поведение, поскольку законодатель связывает наличие вреда с фактом нарушения естественных свойств недр либо с созданием условий, частично или полностью исключающих возможность для недропользователей пользования недрами.

Принцип возмещения государством вреда, причиненного незаконными действиями (бездействием) органов государственной власти и их должностных лиц, на сегодняшний день один из важнейших, его реализация является условием развития общества. Если во всех иных случаях причинения вреда стороны (причинитель и потерпевший) характеризуются взаимным равенством, то в этом случае наблюдается противоположное. Равенство сторон здесь исключается в силу того, что административное управление – это государственно-властная деятельность, осуществляемая посредством односторонних властных предписаний, исходящих от государственного органа или его отдельных должностных лиц.

Возложение обязанности возмещения вреда производится по нормам Гражданского кодекса РФ.

Ответственность за вред, причиненный пользователям недр, несут государственные органы – распорядители государственным фондом недр, государственные органы, осуществляющие государственный геологический контроль и государственный горный надзор.

Предоставление участков недр федерального значения в пользование осуществляется на основании решения Федерального агентства по недропользованию (Роснедра), которое является федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по оказанию государственных услуг и управлению государственным имуществом в сфере недропользования. Руководитель Роснедра организует работу Роснедра и несет персональную ответственность за выполнение возложенных на Роснедра функций, а также за реализацию государственной политики в установленной сфере деятельности, представляет Роснедра в отношениях с другими органами государственной власти, гражданами и организациями, подписывает от имени Роснедра договоры и другие документы гражданско-правового характера, а также осуществляет иные полномочия, установленные законодательством Российской Федерации. Полномочия иных представителей Роснедра определяются в доверенности, подготавливаемой соответствующим управлением, визируемой начальником юридического отдела Управления делами Роснедра и подписываемой Руководителем Роснедра. Участки недр регионального значения представляются в пользование решением органов власти субъектов Российской Федерации, в Тюменской области, например, Департаментом недропользования и экологии Тюменской области.

Соответственно, согласно Постановлению Правительства РФ от 12 мая 2005 г. №293 “Об утверждении Положения о государственном контроле за геологическим изучением, рациональным использованием и охраной недр” должностные лица, осуществляющие государственный геологический контроль, несут ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Органом, осуществляющим государственный геологический контроль является Федеральная служба по надзору в сфере природопользования. Задачей государственного геологического контроля является обеспечение соблюдения всеми пользователями недр установленного порядка пользования недрами, требований законодательства Российской Федерации и утвержденных в установленном порядке стандартов (норм, правил) в области геологического изучения, использования и охраны недр, правил ведения государственного учета и отчетности.

Органы государственной власти субъектов Российской Федерации осуществляют государственный геологический контроль по следующим вопросам:

а) соблюдение требований законов и иных нормативных правовых актов субъектов Российской Федерации, принятых ими в пределах полномочий по регулированию отношений недропользования на своих территориях;

б) геологическое изучение участков недр, содержащих месторождения общераспространенных полезных ископаемых, а также участков недр местного значения;

в) достоверность геологической информации, полученной за счет средств бюджетов субъектов Российской Федерации, а также материалов, положенных в основу подсчета запасов общераспространенных полезных

ископаемых и учета участков недр местного значения, используемых для строительства подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;

г) выполнение условий лицензий на пользование участками недр, содержащих месторождения общераспространенных полезных ископаемых, а также участками недр местного значения.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 2 февраля 2010 г. №39 "Об утверждении положения о государственном надзоре за безопасным ведением работ, связанных с пользованием недрами, и о внесении изменений в положение о государственном контроле за геологическим изучением, рациональным использованием и охраной недр" должностные лица, осуществляющие государственный горный надзор, несут ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации. Государственный горный надзор в Российской Федерации осуществляется Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору. Задачей государственного горного надзора является обеспечение соблюдения всеми пользователями недр требований законодательства Российской Федерации и утвержденных в установленном порядке стандартов (норм, правил) по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недрами, предупреждению и устранению их вредного влияния на население, окружающую среду, здания и сооружения, а также по охране недр. Кроме того, Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору осуществляет также государственный геологический контроль по следующим вопросам:

а) безопасное состояние горных выработок, скважин и иных подземных сооружений;

б) соблюдение требований законодательства Российской Федерации и утвержденных в установленном порядке стандартов (норм, правил) при ликвидации и консервации предприятий по добыче полезных ископаемых и подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых.

В качестве примера можно привести обращение Общества с ограниченной ответственностью «Долерит» в Арбитражный суд Приморского края с иском к Администрации муниципального образования Партизанский район Приморского края о взыскании 23588940 рублей в возмещение убытков, причиненных незаконным аннулированием лицензии, выданной истцу на право пользования недрами Врангелевского месторождения гранодиоритов, а также незаконным изъятием земельного и горного участков.

В качестве основания иска ООО «Долерит» сослалось на статьи 15, 16, 1064, 1069 ГК РФ, статьи 21, 51 Закона РФ «О недрах», статьи 61 п. 2, статьи 62 п. 1 Земельного кодекса РФ. В обоснование жалобы заявитель приводит доводы о том, что возможности распоряжения земельным участком, переданным ему под разработку карьера гранодиоритов, он не имел, поскольку этот участок был изъят у ООО «Долерит» и постановлением № 96 от 15.03.2001 и по договору аренды передан третьему лицу – ООО "Гранит Восточный" сроком на 20 лет.

Указывает на то, что ООО "Долерит" в результате принятия незаконных постановлений № 381, 386, 96, 19 с 16.10.2000 по настоящее время лишено возможности пользования недрами, что в силу статьи 51 ФЗ "О недрах" и ст. 1069 ГК РФ влечет обязанность возмещения вреда органами государственной власти и местного самоуправления.

Настаивает на том, что причиненные ему убытки выразились в утрате имущества, состоящего из затрат по вскрытию месторождения, по подготовке поверхности, пионерных котлованов, образованию отвалов пород, строительству транспортных коммуникаций, и требуемые им к возмещению убытки направлены на восстановление этого имущества. На основании изложенного, руководствуясь статьями 286-289 Арбитражного процессуального кодекса Российской Федерации, Федеральный арбитражный суд Дальневосточного округа постановил: решение от 03.07.2003 и постановление апелляционной инстанции от 12.09.2003 Арбитражного суда Приморского края по делу N А51-10649/2002-2-444/10 отменить, дело направить на новое рассмотрение в тот же суд в первую инстанцию.

ИННОВАЦИОННАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРИ ПОИСКАХ И РАЗВЕДКЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

М.Я.Боровский *(ЗАО НПО «РЕПЕР),*
В.П.Носко, Д.В.Мельников *(ЗАО «Р-ВНЕДРЕНИЕ),*
А.Д.Сурков, В.А.Большов, В.И.Богатов,
А.А.Ефимов, Р.А.Лутфуллин, Л.Р.Хазигалеева *(ЗАО НПО «РЕПЕР)*

В условиях регионального самоуправления, самофинансирования и установления рыночных отношений приобретает особую актуальность применение технологий, для которых характерны высокая мобильность, экологическая приемлемость, незначительные экономические и технические затраты.

Оперативными, и в то же время позволяющими получить представительную информацию об особенностях геологического разреза, являются методы прикладной геофизики. Сущность инновационной технологии заключается в совмещении поискового и разведочного этапов, т.е. при выполнении геофизических работ производится не только выявление, но и подготовка нефтеперспективных объектов к эксплуатации. Такой подход предполагает применение плотных систем геофизических наблюдений. При этом исключается неоднократный возврат на одни и те же площади.

Значительными информационными возможностями обладает гравиметрическая разведка. Для центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции на основе результатов геофизических измерений на территории сочленения Мелекесской впадины и Южно-Татарского свода М.Я.Боровским, Р.З.Мухаметшиным, Б.В.Успенским в 1991 году было рекомендовано [3,9] использование высокоточной гравиразведки в качестве одного из ведущих методов подготовки месторождений углеводородного сырья к разработке. Признано целесообразным [2,3,5,6,8,9] проведение гравиметрических наблюдений по сети, соответствующей нормативным показателям съемки масштаба 1:10 000 и крупнее.

Новые принципы интерпретации данных гравиразведки на базе гравитационного моделирования [11] и методики гравиметрического обнаружения нефти и газа [4,7] позволяют существенно повысить эффективность локального прогноза нефтегазоносности.

При анализе материалов высокоточной гравиразведки на известных месторождениях нефти и газа установлено [7]:

- отображение залежей в гравитационном поле не зависит от сложности геологической ситуации, от типов ловушек и коллекторов;
- всем месторождениям и залежам УВ в гравитационном поле соответствуют характерные локальные отрицательные аномалии;
- контуры локальных аномалий соответствуют контурам залежей УВ, а в случае многопластового месторождения – внешнему контуру залежей;
- величина амплитуды локальных аномалий является индикатором прогнозных запасов углеводородов.

Использование высокоточной гравиразведки на заключительных стадиях освоения месторождений горючих полезных ископаемых, где значительный интерес представляют зоны повышенной тектонической трещиноватости, базируется [2,3,9] на следующих положениях:

• Тектоническая природа гравитационных аномалий над зонами развитий трещиноватости осадочной толщи подтверждается данными других геолого-геофизических методов и результатами математического моделирования;

• Наличие узких зон повышенной трещиноватости надфундаментного разреза требует применения плотных систем наблюдений (гравиразведка 3Д): 50×50, 50×100, 50×150 м. Оптимальный вариант – регулярная квадратная сеть измерений;

• Интенсивность аномалий силы тяжести, обусловленных зонами повышенной тектонической трещиноватости, достигает значительных величин;

• Методика полевых наблюдений предполагает измерения на прямолинейных и протяженных профилях, что способствует повышению достоверности геологических результатов;

• Интерпретация гравиметрических данных выполняется по методике изучения «тонкой» структуры геофизического поля;

• Интегральный характер поля силы тяжести позволяет подготавливать многоэтажные (в том числе и в верхних битумоносных горизонтах) месторождения углеводородного сырья к освоению;

• Получение информации в сложных поверхностных условиях: застроенность местности, присутствие металлических и энергопроводящих сооружений;

• Экологическая приемлемость: отсутствие негативного воздействия на окружающую среду;

• Подготовка геолого-геофизической основы для последующего геофизического мониторинга (гравиразведка 4Д) при контроле добычи углеводородного сырья и эксплуатации подземных газовых хранилищ.

Выявление и трассирование тектонических нарушений (разломы, зоны повышенной трещиноватости) по геофизическим данным базируется (Б.С.Вольвовский, Н.Я.Кунин, Е.И.Терехин, 1977; В.П.Степанов и др., 2005) на следующих критериях:

- протяженные зоны гравитационных, реже магнитных ступеней;
- цепочки узких линейных положительных и отрицательных аномалий ΔT_a и Δg, смещения линейно вытянутых аномалий в плане, изгибы изоаномал, секущие основные простирания;
- крутые и резкие ограничения аномалий, пересечение аномалий различного простирания, торцовые сочленения неодинаково ориентированных аномалий и др.

Для оценки нефтеперспектив Анзиркинского сейсмического поднятия на Танайском участке Республики Татарстан выполнены комплексные геофизико-геохимические исследования, набор методов – высокоточная гравиразведка, гамма-спектрометрия, литогеохимия. Результаты радиогеохимических наблюдений приведены в статье [10]. Гравиметрическая съемка осуществлена согласно следующим требованиям [7]:

- прямолинейность и параллельность профилей;
- ортогональная сеть профилей;
- соответствие масштаба съемки размерам поисковых объектов;
- выход гравиметрического профиля в нормальное поле силы тяжести (т.е. за пределы аномалеобразующего объекта).

Гравиметрические исследования проведены на площади 50 км^2 по сети 100×100 м. Наблюдения выполнены высокоточными компьютеризированными гравиметрами AUTOGRAV CG-3M и CG-5 фирмы SCINTREX (Канада). Обработка данных высокоточной гравиразведки включала несколько этапов.

Определение плотности промежуточного слоя

Анализ гравиметрических материалов по профилям (способ Неттлетона /11/) фиксирует отсутствие корреляции между рельефом дневной поверхности и кривой $\Delta g_б$, рассчитанной при плотности пород промежуточного слоя, равной 2,20 г/см^3.

Определение поправок за влияние рельефа местности

Поправки в гравитационное поле в каждой точке наблюдения рассчитывались с использованием программы TopWin, разработанной в лаборатории геопотенциальных полей Горного института УрО РАН.

Оценка точности полученных аномалий силы тяжести

Среднеквадратическая погрешность определения аномалии силы тяжести в редукции Буге, вычисленная согласно требованиям «Инструкции по гравиразведке» (1980г.), составляет $\pm$ 0,017 мГал.

В результате обработки полевых гравиметрических измерений построена (в условном уровне) карта гравитационного поля с плотностью промежуточного слоя 2,2 г/см^3, масштаба 1:10 000, сечение изоаномал 0,1 мГал. Важным является составление карт графиков аномалий силы тяжести в редукции Буге по широтным и меридиональным профилям (масштаб горизонтальный 1:10 000, вертикальный – в 1 см 0,2 мГал).

Различные методы трансформации позволяют выделять лишь максимум $\Delta g_б$, обусловленный в основном структурным фактором. Это заставило обратиться к анализу аномалий с позиции методики поисков и оконтуривания залежей нефти и газа, разработанной И.Н.Михайловым (методика ГОНГ) [4,7]. Такой подход реализует возможность обнаружения и выявления аномалий непосредственно от залежи. При анализе изучаются графики $\Delta g_б$ по профилю с целью нахождения нарушений закономерного изменения поля, т.е. резкой смены градиента. Положительные аномалии считаются обусловленными структурным фактором, а отрицательные – возможным нефтегазосодержанием коллектора. Наиболее перспективным областям соответствуют положительные аномалии, осложненные локальными минимумами. «Вторичные минимумы» являются признаком (индикатором) улучшения коллекторских свойств и, в том числе, критерием возможного наличия нефти и газа. Выделенные перспективные участки подвергаются последующему анализу: отбраковка аномалий, связанных с рельефом местности; исключение незначительных по размерам областей как не представляющих промышленного интереса и др.

Район Анзиркинского сейсмоподнятия характеризуется (Р.С.Хисамов и др., 2006; И.Ф.Валеева, 2007 [1]) сложным геологическим строением. Приурочен к области сочленения и наложения разновозрастных элементов Северо-Татарского свода и внутриформационного Нижнекамского прогиба Камско-Кинельской системы. Основные перспективы нефтеносности связаны с терригенными отложениями девона. Скопления углеводородов контролируются малоразмерными (0,1-1,5 км^2) и малоамплитудными (5-15 м) локальными поднятиями, большинство которых являются структурами облекания выступов кристаллического фундамента.

Территории свойственна низкая изученность глубоким бурением (1скв. на 17,3 км^2) и сейсморазведкой МОГТ (менее 1,5 км/км^2). Имеется три скважины глубокого бурения. В скв. 655 получен промышленный приток нефти из отложений терригенного девона [1].

По результатам высокоточной гравиметрической съемки получена информация о характере распределения геофизического поля. Кривым аномалий силы тяжести свойственна относительно слабая дифференциация: наблюдаются незначительные изменения гравитационного поля на расстояниях, равных горизонтальным размерам объектов, представляющих нефтепоисковый интерес. Амплитуда аномалий не превышает 0.2-0.3 мГал, что свидетельствует о том, что ожидать высокоамплитудных структурных осложнений на исследованной территории маловероятно. Данный вывод согласуется, как отмечено выше, с результатами анализа геологической ситуации Танайского участка.

С целью выделения объектов, перспективных с точки зрения поисков углеводородов, составлены и проанализированы графики изменения поля силы тяжести с помощью технологии ГОНГ. Для повышения достоверности результатов гравиметрических исследований геологическому истолкованию были подвержены карты графиков силы тяжести, построенные как в субширотном, так и в субмеридиональном направлениях.

Данный методический прием (примененный впервые) позволяет изучить распределение геофизического поля, как по простиранию, так и в крест простирания предполагаемого объекта. Такая возможность обеспечена высоким качеством (прямолинейность профилей, незначительная погрешность измерения аномальных значений, высокая, 10 пог. км на 1 км^2, плотность сети измерений) выполненной гравиметрической съемки.

Анализ «тонкой» структуры гравитационного поля показывает, что на профилях регистрируются локальные максимумы, осложненные отрицательными возмущениями геофизического поля. Амплитуда положительных аномалий до 0,3 мГал, протяженность достигает 2,5 км (Анзиркинское поднятие). Интенсивность локальных минимумов варьирует от -0,05 до -0,20 мГал, длина интервала пониженных значений величин $\Delta g_б$ варьирует от 0,25 км до 2,2 км. В целом вырисовывается картина распределения аномалий силы тяжести, показывющая, что на фоне положительных аномалий, как правило в их центральной части, наблюдаются локальные «вторичные» минимумы. Таким образом, фиксируются элементы гравитационного поля, предполагающие присутствие скоплений углеводородов.

Характер поведения геофизического поля по различным азимутам проложения гравиметрических профилей свидетельствует о том, что проявление аномальных эффектов существенно зависит от пространственной ориентировки профилей.

Полученные материалы на базе геологического истолкования карт графиков $\Delta g_б$, построенные по широтным и меридиональным профилям, объединены в карту результатов интерпретации данных высокоточной гравиразведки. В плане представлены предполагаемые поднятия в осадочной толще и прогнозные контуры нефтеносности.

Картирование в пределах интересующих объектов аномалий типа залежь АТЗ (аномалии «ГОНГ») по двум направлениям (в широтном и меридиональном) позволяет в зависимости от их проявления в геофизическом поле произвести ранжирование территории по степени нефтеперспективности.

Принята следующая градация:

• Высокоперспективными считаются участки, выявленные по аномалиям силы тяжести как в широтном, так и в меридиональном направлениях. Представлены областью совпадения аномальных эффектов (АТЗ, «ГОНГ»), выделенных по ортогональной системе профилей;

• Перспективными являются участки, выделенные по изменению характера гравитационного поля лишь в одном направлении (широтном или меридиональном) ;

• Малоперспективные участки характеризуются отсутствием аномалий типа залежь «ГОНГ», либо незначительным их проявлением.

Общая площадь высокоперспективных участков составляет 4,92 км^2 (9,8% от площади работ), перспективных участков – 6,51 км^2 (13%).

Результаты интерпретации гравиметрической съемки сопоставлены с имеющимися материалами бурения, сейсморазведки МОГТ, ВСП, «Нейросейсм», радиогеохимии.

Окончательным итогом геофизических исследований является геолого-геофизическая основа масштаба 1:10 000, основными элементами которой являются:

• Карта результатов комплексной интерпретации геофизических материалов;

• Карта нефтеперспектив по данным высокоточной гравиразведки;

• Схема тектонических нарушений по данным высокоточной гравиразведки.

Полученные данные могут быть использованы как на поисковом, так и на заключительных этапах освоения нефтяных месторождений.

Литература

1. *Ананьев В.В., Носко В.П., Мельников Д.В.* О прогнозе нефтенасыщенности пластов терригенного девона в пределах Северо-Татарского свода /Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтедобывающих регионов: Материалы междунар. научно-практич. конф. – Казань: Изд-во «Фән», 2008. – С. 41–45.
2. *Боровский М.Я., Волков Ю.В., Сулейманов А.К.* и др. Применение мобильной геофизики – основа создания новых методических приемов подготовки месторождений к разработке // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №12. – С.88–90.
3. *Боровский М.Я., Мухаметшин Р.З., Успенский Б.В*. О необходимости применения геофизических методов при освоении залежей высоковязких нефтей и природных битумов // Тезисы докладов Всесоюзной конференции по проблемам комплексного освоения природных битумов и высоковязких нефтей (извлечение и переработка). – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1991. – С.78–79.
4. *Боронин В.П., Степанов В.П., Богатов В.И.* Высокоточная гравиразведка при поисках залежей нефти на Гайдаровской структуре в Куйбышевской области // Геофизические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа: Межвузовский сб-к научн. тр. – Пермь: Изд-во Пермского ун-та, 1987. – С. 85–89.
5. Выявление и оконтуривание зон трещиноватости по комплексу геолого-геофизических данных/В.А.Трофимов, Р.З.Мухаметшин, М.Я.Боровский, Б.В. Успенский //Итоги геологоразведочных работ на территории Татарстана и пути повышения их эффективности на 1991–1995 г.: Тезисы науч.-техн. конф. – Альметьевск: ПО «Татнефть», 1991. – С. 48–49.
6. Использование крупномасштабной гравиметрической съемки для оптимизации систем разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах / Р.З Мухаметшин, В.И. Богатов, Ю.В. Волков, В.М.Лучников // Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов – теория и практика их применения: Тр науч.-практич. конфер. VIII междунар. выставки «Нефть, газ. Нефтехимия-2001». – Т.1. – Казань: Арт-дизайн, 2002. – С.411–417.
7. *Михайлов И.Н., Чертовских К.А.* Гравиразведка на нефть и газ // Разведка и охрана недр. – 2001. – №4. – С.19–22.
8. *Мухаметшин Р.З., Богатов В.И., Боровский М.Я*. Мобильные геофизические методы на заключительном этапе геологоразведочных работ// Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы Северо-Западного экономического района Российской Федерации: Докл. второй международ. конф. – Спб: НИГРИ, 2000. – С. 126–130.
9. *Мухаметшин Р.З., Боровский М.Я., Успенский Б.В.* О целесообразности применения высокоточной гравиразведки при доразведке и проектировании разработки залежей нефти и природных битумов//Вопросы геологии и нефтебитумоносности центральных районов Волго-Уральской области. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1992. – С. 43–57.
10. Радиогеохимическая оценка нефтеносности перспективных объектов / В.П.Носко, Д.В.Мельников, В.А.Большов, М.Я.Боровский, А.А.Ефимов // Нефть. Газ. Новации. – 2010. – №1. – С. 15–22.
11. *Слепак З.М.* Гравиразведка в нефтяной геологии. – Казань: Изд-во Казан.ун-та, 2005. – 224 с.

СВЕРХГЛУБОКИЕ СКВАЖИНЫ – ОСНОВА СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

М.Я.Боровский *(ЗАО НПО «Репер)*

Ранее нами предложено использовать природные резервуары кристаллического фундамента как объекты для подземного хранения газа и захоронения отходов промышленного производства [1].

Создание подземных хранилищ газа, т.е. искусственной газовой залежи, – сложная геологическая и техническая задача. Практика показывает, что каждая скважина, вскрывшая подземную емкость, выбранную в качестве объекта закачки, может оказаться причиной утечки газа. Чем больше скважин на территории ПХГ, тем больше существует вероятность негативных последствий антропогенного воздействия на геологическую среду. Уменьшить степень риска возможно за счет формирования ПХГ в теле кристаллического основания на значительных глубинах, поскольку большинство поисковых и разведочных скважин остановлены в интервалах от единиц до десятков метров, редко около 100 м ниже поверхности фундамента.

В Республике Татарстан пробурены две сверхглубокие скважины и более 2000 скважин, вскрывших кристаллический фундамент, в том числе около 500 из них на глубину более 20 м (рис.1). На юго-восточной окраине Южно-Татарского свода ранее пробурена Туймазинская скважина 2000 до глубины 4042 м, а в ее центральной части завершено бурение Миннибаевской скважины 20000 до глубины 5099 м. Выполнены работы по испытанию перспективных объектов по разрезу уникальной сверхглубокой скважины 20009 - Ново-Елховская (забой около 6000 м).

Как правило, при заложении скважин на фундамент учитываются (И.Х.Кавеев, Р.Х.Муслимов, Н.С.Гатиятуллин и др., 2000) следующие неоднородности земной коры:

- Глубинные зоны разуплотнения
- Локальные выступы и кольцевые структуры фундамента
- Зоны разуплотнения на глубинах 150 – 200 м в фундаменте
- Коры выветривания и близповерхностные коллекторы на глубинах около 50 м ниже кровли фундамента.

При оценке возможностей строительства ПХГ на базе свехглубоких скважин особое внимание привлекает то, что скважины располагаются на землях уникального Ромашкинского и крупного Ново-Елховского нефтяных месторождений. Создание ПХГ предполагает наличие над природным резервуаром мощного экрана в виде одного или нескольких контрольных водоносных горизонтов. Присутствие такого экрана позволяет осуществлять гидрогеологический контроль за эксплуатацией объекта хранения и исключает вероятность негативных последствий утечек флюида в окружающую природную среду. Скопления нефти в девонских и каменноугольных отложениях, по-видимому, могут служить аналогичным экраном для объектов закачки района сверхглубокой скважины 20009.

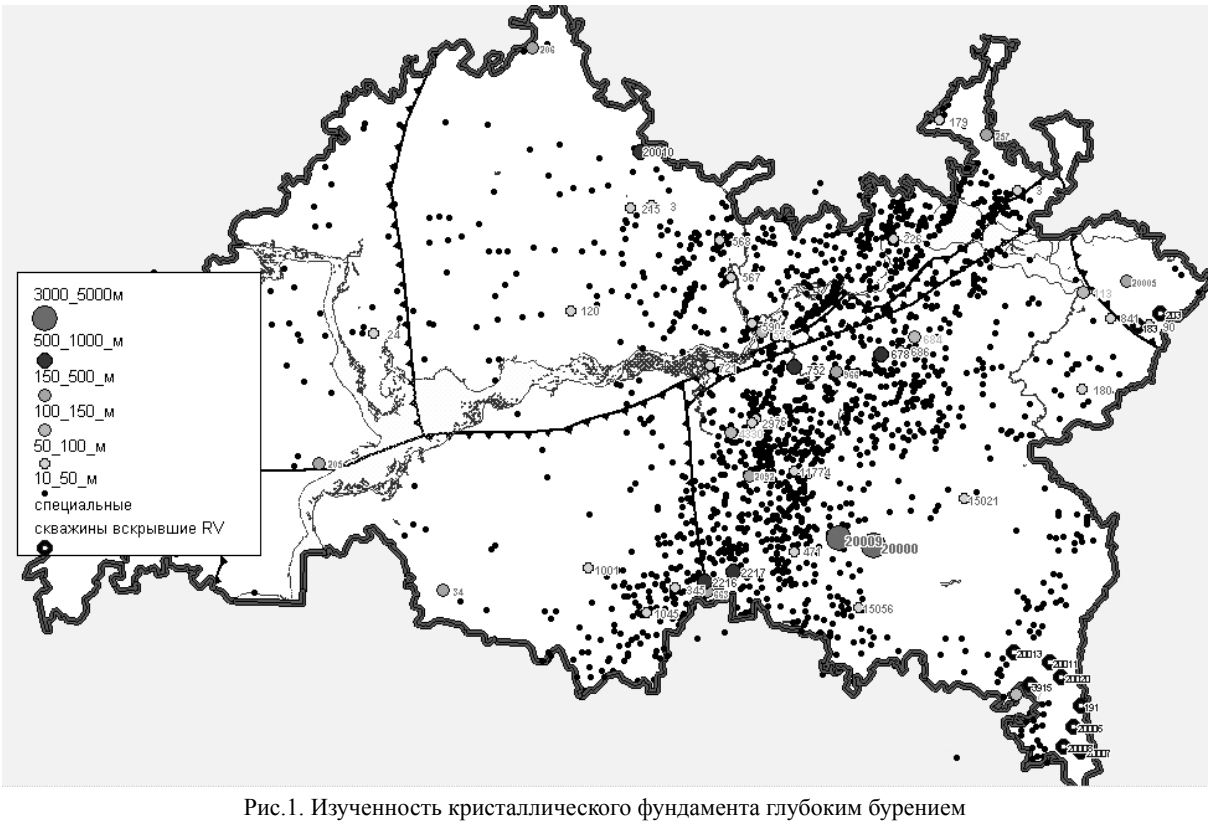


Рис.1. Изученность кристаллического фундамента глубоким бурением (по Н.С.Гатиятуллину, В.Б.Либерману).

Р.Х. Муслимовым (2003) в стратегии обеспечения ресурсами углеводородного сырья старых нефтедобывающих регионов особая роль отводится изучению нефтегазоносности кристаллического основания. Здесь выделяются три основных положения:

■ Тесная связь месторождений осадочного чехла со строением кристаллического фундамента

■ Нефтегенерирующая роль фундамента

■ Постоянная «подпитка» нефтяных месторождений осадочного чехла новыми ресурсами за счет притока углеводородов по скрытым трещинам и разрывам из глубин.

Подземное хранение газа в толще пород кристаллического фундамента оставляет место предположению о восполнении запасов природных резервуаров при миграции углеводородов из недр консолидированной коры и мантии.

Изучение околоскважинного пространства производится путем проведения вертикального сейсмического профилирования ВСП. Имеется опыт (Р.Х.Муслимов, Р.С.Хисамов, 1998; Р.С.Хисамов, 1996, 2004) выделения разуплотненных трещиноватых и уплотненных зон в кристаллическом фундаменте методом сейсмической локации бокового обзора СЛБО. На Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения выявлены разуплотненные (трещиноватые) зоны в фундаменте, которые могут являться зонами миграции или вместилищем нефти и газа.

Сверхглубокие скважины – сложные инженерные сооружения. Современный уровень науки и техники позволяет, по-видимому, реализовать подход, при котором одна и та же скважина используется как при закачке, так и при отборе газа.

Изложенное выше служит предпосылкой для вероятного обсуждения строительства ПХГ на базе сверхглубоких скважин, при выполнении их целевого назначения.

Литература

1. *Боровский М.Я.* Природные резервуары кристаллического фундамента – объект для подземного хранения газа и захоронения отходов промышленного производства // Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ: Перспективы нефтегазоносности фундамента и оценка его роли в формировании и переформировании нефтяных и газовых месторождений: Материалы междунар. науч. конф. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2006. – С.44–45.

ЛИТОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ КАРТИРОВАНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ СРЕДНЕ-ОБСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Л.Н. Бружес*, В.Г. Изотов, Л.М. Ситдикова**, А.Р. Садрлиманов****

** ОАО «КогалымНИПИнефть»*

*** Казанский федеральный университет*

Эффективная разработка месторождений нефти Западной Сибири, в частности Тевлинско-Русскинского месторождения, возможна при оптимальном применении методов активного воздействия на пласт с использованием комплекса физических и химических методов. С одной стороны, это методы направлены на изменение физических и химических параметров извлекаемой нефти, в первую очередь, на понижение вязкости, плотности и изменения поверхностных свойств, с другой стороны, это комплекс методов воздействия на пласт с целью улучшения его фильтрационных параметров. Эффективное воздействие на пласт тесно связано с его структурно-литологической характеристикой и ее изменчивостью в пространстве. Однако в практике эксплуатации месторождений эта характеристика учитывается слабо, хотя использование химических реагентов и физическое воздействие на нефть часто приводит к обратному эффекту вследствие снижения фильтрационных характеристик пласта. Для оптимального использования активных методов воздействия на пласт, с целью увеличения нефтеотдачи, нами предлагается проведение литолого-технологического картирования Тевлинско-Русскинского месторождения.

Тевлинско-Русскинское месторождение, входящее в комплекс Средне-Обской группы месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, является одним из наиболее сложных многоэтажных месторождений этого региона. Проведенные разведочные работы свидетельствуют, что эта сложность связана с высокой литолого-фациальной неоднородностью нефтеносных горизонтов, приуроченных как к меловому, так и к юрскому комплексам отложений. При этом неоднородность проявляется как в региональном плане размещения залежей в пределах площади месторождения, так и в неоднородности строения самих продуктивных горизонтов. В настоящее время рациональная разработка месторождения невозможна без детальной характеристики факторов неоднородности, контролирующих особенности строения и потенциальной нефтеносности продуктивных горизонтов на различных уровнях как в масштабе площади месторождения, так и в масштабе отдельных тел, локализованных в пределах продуктивных горизонтов. Одним из перспективных объектов как в пределах Средне-Обской группы месторождений, так и в пределах контура Тевлинско-Русскинского месторождения, точнее группы залежей, локализованных в пределах этого

контура, является юрский комплекс отложений и, в первую очередь, горизонт $Ю_1$ (васюганская свита), в котором на площади месторождения локализовано 17 перспективных залежей [3].

Сущность литолого-технологического картирования заключается в выявлении структурно-литологических факторов, определяющих фильтрационные характеристики пласта с выделением структурно-литологических типов коллектора в пределах конкретного пласта.

В первую очередь, при реализации литолого-технологического картирования залежей необходимо определить закономерности пространственного распределения фильтрационно-емкостных свойств характеристик пласта и, в частности, его проницаемость. Как показывает опыт исследования месторождений других регионов, например Ромашкинского нефтяного поля [5], эти характеристики крайне неравномерно распределены в пределах нефтяных залежей. Нами предлагается, и было опробовано на ряде месторождений нефти Волго-Уральской провинции проведение литолого-технологического картирования [5], учитывающего распределение по площади пласта не только его фильтрационно-емкостных параметров, но и распределение активных наноминеральных фаз и особенностей их локализации. При этом степень изменчивости этих характеристик возрастает в пределах месторождений сателлитов Ромашкинского месторождения, что объясняется комплексным влиянием седиментогенных, диагенетических и катагенетических факторов, неравномерно проявляющихся в пределах залежи.

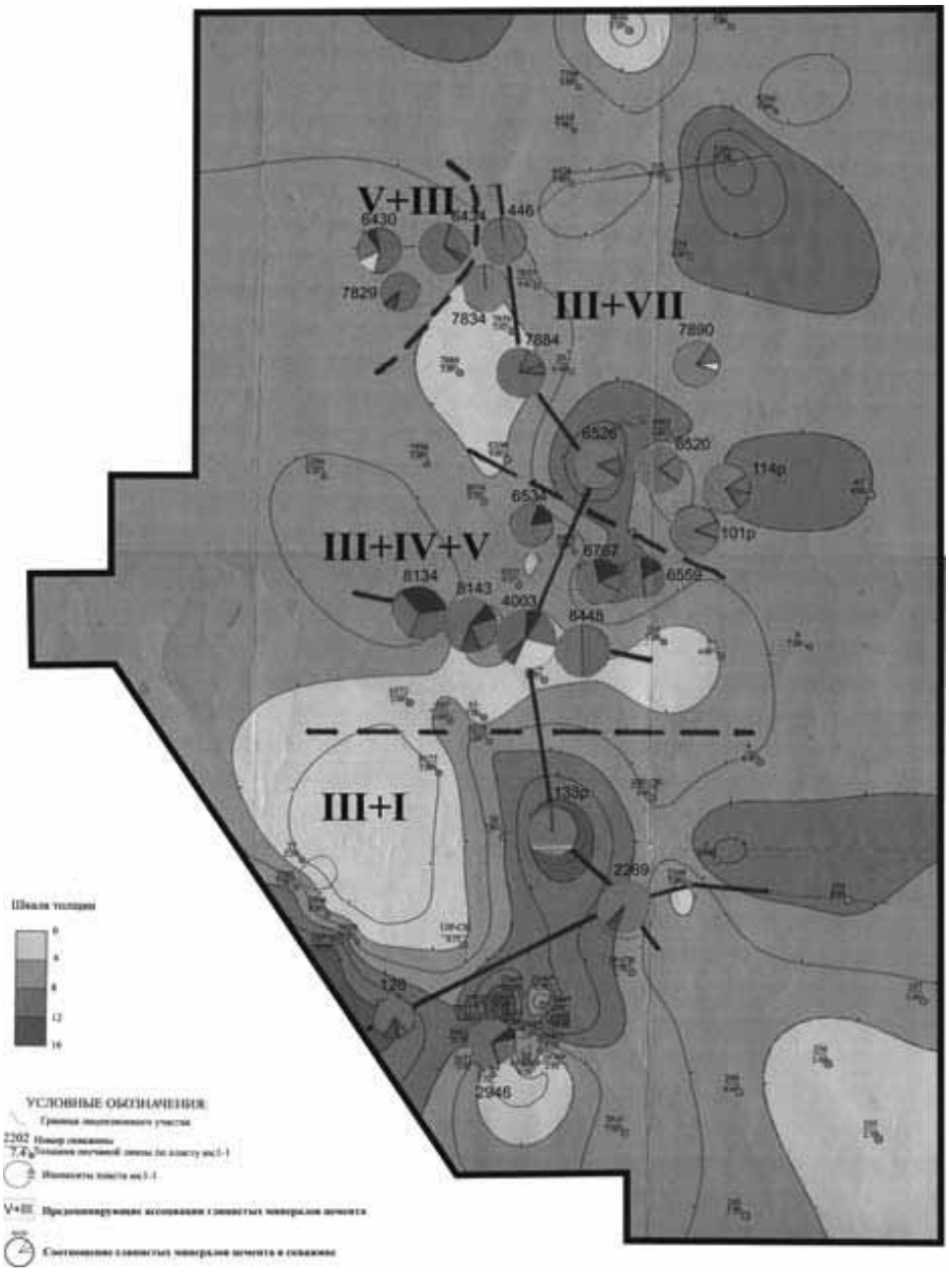


Рис. 1. Литологическая схема районирования Тевлинско-Русскинского месторождения горизонта $Ю_1$ (по минералогическим ассоциациям глинистой составляющей цемента пород-коллекторов).

С целью учета перечисленных факторов при разработке Тевлинско-Русскинского месторождения целесообразно вынесение групп их количественной оценки на планы разработки с использованием соответствующей легенды. Во-первых, следует выносить данные по литолого-фациальной характеристике пласта в пределах контура его разработки и отражающей особенности структуры пустотно-порового пространства коллектора. Во-вторых, наносятся данные по фильтрационно-емкостным характеристикам коллектора в виде точек, а при достаточном количестве данных – в виде изолиний пористости и проницаемости. Одновременно в виде соответствующих условных обозначений наносятся данные о структурно-литологическом типе коллектора – гранулярный, гранулярно-регенерационный, кластерный [2]. В-третьих, на литолого-технологические планы выносятся данные о тонкодисперсной составляющей коллектора, в частности ассоциации глинистых минералов, и количественные соотношения тонкодисперсной массы. При наличии данных по характеру трещиноватости на план залежи наносятся также зоны повышенной трещиноватости коллектора.

Полученные данные позволяют проводить технологическое прогнозирование воздействия на пласт в ходе разработки. В частности, распределение параметров фильтрационно-емкостных свойств пласта позволяет прогнозировать особенности распределения давления в пределах пласта и предусматривать нежелательные перетоки нагнетаемых жидкостей. Информация об особенностях цементации и типе коллектора позволяет выбирать оптимальный режим воздействия на пласт, в том числе предусматривать и выделять перспективные области для физического воздействия на пласт.

Наличие таких литолого-технологических карт-схем Тевлинско-Русскинского месторождения позволят рекомендовать переход к более оптимальным, селективным методам воздействия на пласт и его отдельных участков, учитывая литолого-минералогическую характеристику этих участков и их реакцию на используемые методы воздействия на пласт.

Проведенный комплекс литолого-минералогических исследований состава и структурных особенностей горизонта $Ю_1$ по территории Тевлинско-Русскинского месторождения дает возможность также проследить литолого-фациальную эволюцию этого горизонта в пределах площади месторождения. Результаты исследований подтверждают факт выделения в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения трех площадей, на которых горизонт $Ю_1$ характеризуется различным видом фациального представления, что выражается в составе и строении обломочной и цементной массы песчаников этого горизонта, и в свою очередь, определяет его фильтрационно-емкостные особенности (ФЕС), их изменчивость и, как следствие, позволяет прогнозировать в дальнейшем реакцию пласта на применяемые методы разработки.

В данной работе рассмотрены особенности эволюции минералов цементной массы коллектора в плане Тевлинско-Русскинского месторождения и по его отдельным площадям. Состав цементной массы месторождения нанесен на план в виде круговых диаграмм ведущих ассоциаций глинистых минералов (рис. 1).

Проведенные исследования распределения выделенных ассоциаций глинистых минералов в пределах изученных площадей свидетельствуют, что на их основе можно сделать вывод о постепенном выпадении каолинитовых составляющих цемента в северном направлении по площади залежей Тевлинско-Русскинского месторождения и возрастания роли гидрослюдисто-смешанослойных фаз.

Исследования соотношений тонкодисперсных фаз в цементе песчаников [1] горизонта $Ю_1$, представляющих комплекс клиноформенных тел [4, 6], позволяют утверждать, что эти изменения связаны с фациально-палеогеографическими условиями формирования месторождения, локализованного на северном склоне регионально-выраженного Сургутского сводового поднятия.

В пределах Южной площади Тевлинско-Русскинского месторождения в верхнеюрское время существовали относительно глубоководные условия высокого шельфа с активным привносом каолинитового и в меньшей степени гидрослюдистого материала. В пределах Центральной площади существовали более мелководные условия, что способствовало уменьшению в изучаемых породах глинистой составляющей с компенсацией ее содержания карбонатным материалом.

Этим и объясняется более широкое распространение в цементе пород-коллекторов как тонкодисперсного, так и кристаллически зернистого кальцита (рис. 2).

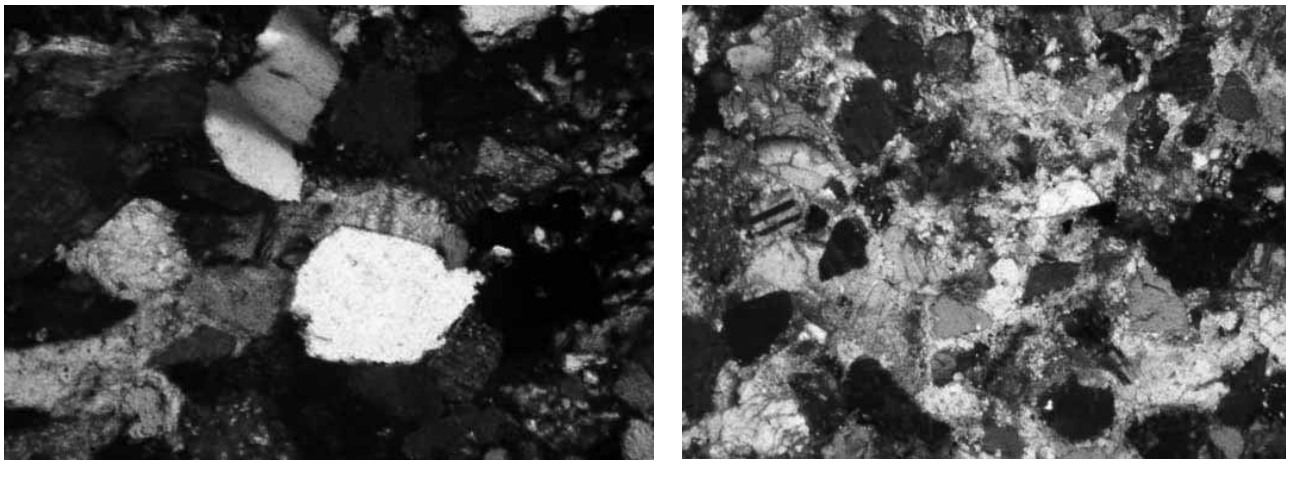


Рис. 2. Карбонатный поровый и базальный тип цементной массы коллекторов.

Можно предположить, что в пределах центральной площади Тевлинско-Русскинского месторождения в палеогеографическом плане существовала своеобразная «седловина» – мелководная зона, разделяющая площадь на более глубоководную Северную и Южную площади. Далее в Северной части Тевлинско-Русскинского месторождения снова начинают предоминировать более глубоководные режимы. Однако при этом более широкое развитие получают гидрослюдисто-хлоритовые фазы тонкодисперсной составляющей. Преобладание гидрослюдисто-хлоритовых фаз в

цементе песчаников горизонта $Ю_1$ этой площади свидетельствует об ограничении привноса каолинитового материала (рис. 3).

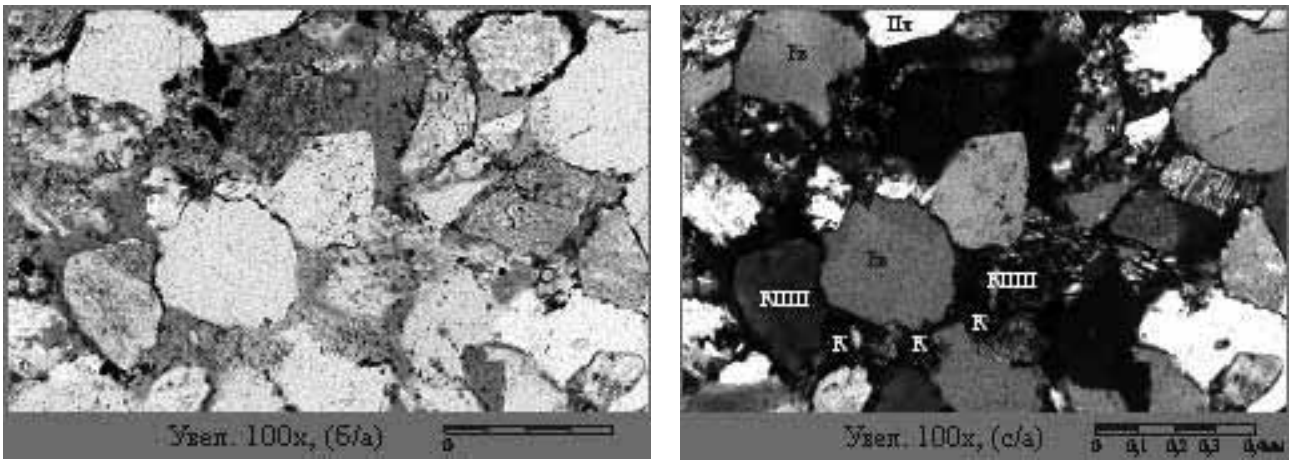


Рис. 3. Коллекторы с поровым каолинитовым цементом.

Наличие гидрослюдисто-хлоритовых фаз в цементе песчаников так же свидетельствует о развитии более застойных глубоководных условий седиментации осадочного материала, а в дальнейшем и о развитии сложных диагенетических процессов в условиях восстановительной среды, с чем связана повышенная пиритизация песчаников в пределах этой площади. Об этом свидетельствует широкое развитие фрамбоидальных и тонкодисперсных выделений пирита, возникновение которых связано с появлением сульфатредуцирующих бактериальных форм в условиях сероводородного заражения, что подтверждает наличие более застойных относительно глубоководных условий (рис. 4).

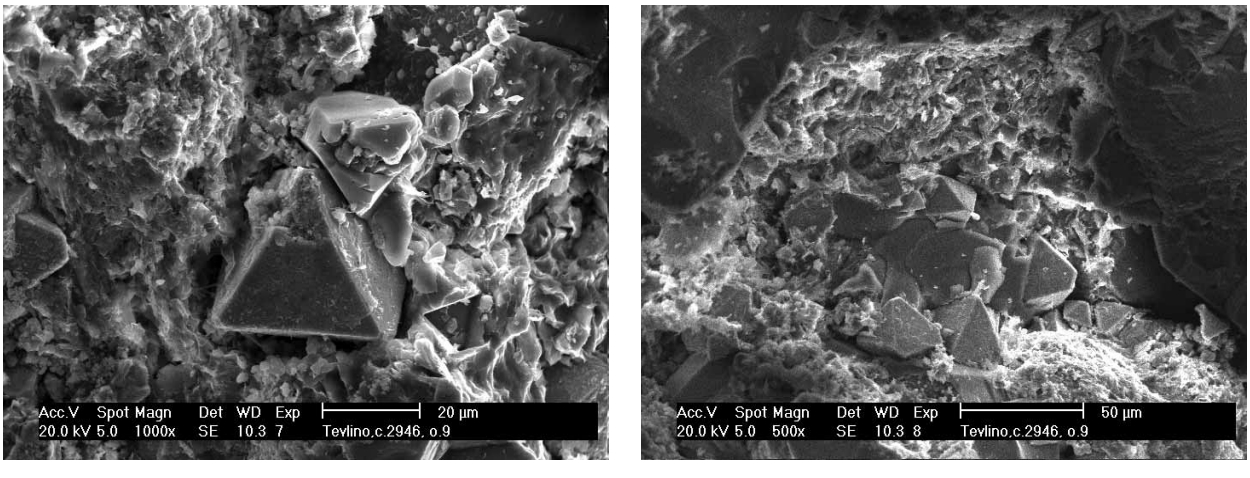


Рис. 4. Тевлинско-Русскинское месторождение. Скв.2946. Выделения октаэдрических кристаллов пирита в структуре пустотно-порового пространства в глинистой цементной массе.

Полученные данные хорошо согласуются с данными по особенностям размещения залежей нефти в горизонтах $Ю_1$ и $Ю_2$ васюганской свиты. Так, на плане размещения залежей в пределах изученных горизонтов четко прослеживается наибольшая приуроченность залежей к Южной и Центральной площадям Тевлинско-Русскинского месторождения – 11 залежей и всего 7 залежей в пределах Северной площади. Это свидетельствует о четком проявлении фациально-палеогеографического контроля в размещении залежей нефти в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения.

Проведенный анализ литолого-фациальных условий седиментации и постседиментационного преобразования алеврито-песчаных пород, а также дифференциация глинистых и распределение карбонатных минералов являются основой для составления литолого-технологической схемы месторождения.

На основании построенных разрезов и геолого-технологической схемы появляется возможность дифференцированно использовать геолого-технологические мероприятия по увеличению нефтеотдачи пласта в зависимости от реакции активной составляющей коллектора на методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

Результаты исследований позволят в короткие сроки ввести в разработку невовлекаемые запасы верхнеюрских отложений с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и повысить эффективность нефтеотдачи, что, в свою очередь, позволит увеличить экономическую эффективность разработки.

Литература

1. Дриц В.А., Сахаров Б.А. Рентгеноструктурный анализ смешанослойных минералов. – М.: Наука, 1976. – 255 с.

2. Изотов В.Г. Технологическая минералогия нефтяного пласта. // Современные методы минералого-геохимических исследований как основа выявления новых типов руд и технологии их комплексного освоения. Сб. – СПб: РМО, 2006. – С.140–142.

3. Изотов В.Г., Манапов Р.А. Роль наноминеральных комплексов при разработке месторождений УВ-сырья / Сб. От наноструктур, наноматериалов и нанотехнологий к наноиндустрии. – Ижевск: ИПМ Уро РАН, 2007. – С.47–48.

4. Изотов В.Г., Аухатов Я.Г., Бружес Л.Н., Сайфутдинов А.Р. Литолого-геодинамический анализ деформации продуктивных пластов и покрышек Тевлинско-Русскинского месторождения (Среднее Приобъе, Западная Сибирь) // Материалы V-го Всероссийского литологического совещания «Типы седиментогенеза и литогенеза и их эволюция в истории земли». Т.1. Екатеринбург, 2008. – С.273–276.

5. Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Литолого-технологическое картирование нефтяных залежей – основа выбора стратегии воздействия на пласт с целью оптимизации КИН // Материалы Повышение нефтеотдачи пластов. – Казань, 2003. – С.558–560.

6. Izotov, V. G., Sitdikova, L. M., Bruzhes, L. N., Aukhatov, Y. G. The clay component of the Jurassic oil reservoirs of the Middle Ob group of fields (Western Siberia) // European Geosciences Union. General Assembly. Geophysical Reserearch Abstracts. Vol.10. EGU2008-A-04611.Vienn. Austria. 2008.

ЦЕЛЬНОЛИТЫЕ ЕМКОСТИ ИЗ ЛЕГКИХ СПЛАВОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗОВ ПОД ВЫСОКИМ ДАВЛЕНИЕМ И ЖИДКОСТЕЙ

Р.И.Булатов

Российский экологический Центр, Академия информатизации Республики Татарстан

• Известна экономическая выгода применения газа в качестве автомобильного топлива взамен бензинового.

• Применение сжатого газа в виде топлива требует специальной оснастки, в том числе и баллонов высокого давления.

• В настоящее время в отечественной практике применяются стальные баллоны, которые имеют значительный вес.

• Предлагается рассмотреть возможность массового производства и замены стальных баллонов на более легкие, из легких сплавов высокой прочности, что позволит иметь экономическую выгоду за счет уменьшения веса автомобиля с известными, в этом случае, экономическими эффектами.

• Предложение защищено авторской заявкой на изобретение.

• Также в докладе рассматривается новый метод литья, позволяющий отливать цельнолитые емкости, пустотелые детали машин, скорлупы.

В настоящее время, как отмечает ряд авторов обзорных публикаций по данному вопросу, в частности, в статье в №44(174).1997. Москва и наука. «Танковая броня народному хозяйству», выпущенной под эгидой Комитета по телекоммуникациям и средствам массовой информации Правительства Москвы и Московского Комитета по науке и технологиям», основным баллоном, используемым в отечественном народном хозяйстве (в промышленности, автотранспорте, быту) является стальной баллон емкостью 50 литров, изготавливаемый в двух вариантах из углеродистой и легированной стали.

В первом случае вес его достигает 90-100 кг, а во втором – 60 кг.

Однако заготовкой, используемой во втором варианте, служила труба, импортируемая из-за рубежа, поставка которой в настоящее время полностью прекращена. Таким образом, единственным баллоном, выпускаемым промышленностью, является тяжелый стальной баллон, и именно это обстоятельство (большой вес баллона) является основным сдерживающим фактором решения одной из актуальнейших проблем экономики страны – перевод автотранспорта с нефтяных топлив на газ.

Именно по этим причинам, Ваш покорный слуга и ряд ученых, среди которых и авторы вышеуказанных социологических опросов, обратили свое внимание на высокопрочные алюминиевые сплавы (с пределом прочности до 45 кг/мм²), достаточно хорошей пластичностью (до 10%) и ударной вязкостью, и что особенно ценно, высокой пространственной однородностью (изотропностью) свойств.

Таким образом, в центр проблем была выдвинута разработка конструкции и технологии производства баллона высокопрочных сплавов, например, системы Al-Zn-Mq.

Применяемая при производстве стальных баллонов технология свободной обкатки с закалкой для алюминия не приемлема из-за специфики термоупрочнения (прочность обретается не сразу с закалкой, а лишь в результате последующего старения).

Группой ученых, в составе которых был и автор доклада, в инициативном порядке были предложены несколько конструктивных вариантов изготовления баллонов, и в частности:

1. Разнотвердый резьбовой самоуплотняющийся.
2. Обкатной с закладными элементами.
3. Необратимосборный с клиновым замком.
4. Вариант 2 с последующей обмоткой углеводородными волокнами.

Теоретические расчеты подтвердили возможность снижения массы баллона на 30-50% и реальность предложений, а также их готовность к детальной обработке и промышленного пробирования.

Так, на основании известных формул расчета объемно нагруженных цилиндрических оболочек получим, что при давлении 200 атм и внутреннем диаметре оболочки 200 мм требуется толщина стенки 12 мм.

Таким образом, с учетом дополнительного резерва прочности (на прочность разъемов) к изготовлению в цельноалюминиевом варианте принимается труба диаметром 220/190 толщ.=12 мм.

В варианте алюминиевоволоконном с весовой структурой 50/50% к изготовлению принимается труба диам.200/188 толщ.=6 мм.

Сравнивая рассмотренный расчетный вариант с серийным стальным, где для нашего случая (диам.220 мм, давл=200 атм.) при изготовлении из углеродистой стали толщина стенки баллона должна быть не меньше, чем приблизительно 9 мм с учетом соотношения удельных весов стали и алюминия 7,8/2,8=2,8; 8,9х2,8=25 мм; 15/25=3/5, можно говорить о 40% весовом выйгрыше.

Таким образом, было показано, что определяющим показателем эффективности предлагаемых вариантов конструкции баллонов является их низкая масса, что для автотранспорта сразу переходит в характеристики грузоподъемности и экономичности, и тем самым служит подтверждением отраслевой заинтересованности и соответственно безграничной широты рынка сбыта баллонов.

Тем не менее, автор доклада продвинул решение проблемы более глубоко, по отношению к своим работам с коллегами, соавторами предложенных выше 4-х вариантов.

В новом направлении нами предлагается принять к изготовлению и применению в серийном производстве цельнолитой баллон из высокопрочных, в том числе и литейных сплавов, который, обладая большей технологичностью в изготовлении, имеет те же самые расчетные показатели по весовым и прочностным критериям, как и описанные выше баллоны, что приведет, в конечном счете, к значительному экономическому эффекту при крупносерийном производстве. Технология производства цельнолитых баллонов из легких сплавов такова, что предполагает применение действующего отечественного оборудования, без изменения конструкции литейных машин.

В сущности, предлагается новый метод литья пустотелых деталей, конструкционных элементов, корпусов и скорлуп, способ использования которого дает возможность, как отмечалось выше, проводить работы по корпусному производству машин и механизмов, выпуску баллонов и емкостей для транспортировки газов и жидкостей.

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН (НА ПРИМЕРЕ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ)

Р.Д. Валеева, Р.Ф. Вафин

Казанский федеральный университет

В пермских отложениях Республики Татарстан (РТ) широко распространены природные битумы (ПБ), которые по своему составу и физико-химическим свойствам существенно отличаются от нефтей карбона и девона, залегающих в недрах в твердом, вязком и вязкопластичном состоянии. В РТ выявлено более 450 скоплений ПБ, все они связаны с продуктивными терригенными и карбонатными отложениями казанского, уфимского и нижнепермского комплексов, залегающими на глубинах до 300–400 м. Наиболее исследованными районами РТ являются территории Южно-Татарского свода и восточного борта Мелекесской впадины [1].

Целью работы является обобщение результатов литолого-петрофизического изучения пород-коллекторов ПБ уфимского терригенного комплекса группы месторождений, расположенных в пределах юго-западного склона Южно-Татарского свода и относящихся к центральной (Ашальчинской) группе месторождений ПБ [2,3].

По кровле уфимского яруса месторождения имеют неправильную, вытянутую в различном направлении форму, промышленные запасы ПБ приурочены к глинисто-песчаной толще шешминской свиты, где продуктивный битумный пласт образует несколько, как правило, линзовидных тел пластово-сводового типа. Перекрывающими отложениями служат так называемые «лингуловые глины», по описанию керна скважин, представленные глинами, часто известковистыми, серыми, дымчато- и голубовато-серыми, плотными, аргиллитоподобными, крепкими, иногда хрупкими, с раковистым изломом, слоистыми и тонкослоистыми с плитчатой отдельностью, ходами илоядов, мелкой вкрапленностью и агрегатами пирита, а на отдельных интервалах по плоскостям отдельности с многочисленными белыми и желтовато-зелеными раковинами брахиопод *Lingula orientalis*.

Виды исследований и их результаты

Изучение свойств коллекторов основывалось на лабораторных изучениях образцов керна. По отобранному керну выполнены макро- и микроскопическое описание, гранулометрический анализ, определение открытой пористости, проницаемости, битумонасыщенности объемной и весовой, карбонатности, минералогической плотности.

По макро- и микроскопическому описанию керна разрез глинисто-песчаной толщи сложен песчаниками с редкими маломощными прослоями и линзами алевролитов и глин. Песчаники известковистые, реже – глинистые, серые, буровато- и темно-серые, темно-коричневые, зеленовато-черные, черные мелко- и тонкозернистые косо- и волнисто-слоистые в различной степени битумонасыщенные. Отдельные разности иногда включают обугленные растительные остатки. Песчаники сложены преимущественно обломками кремнистых и эффузивных пород; в заметных количествах встречаются кварц и полевой шпат; присутствуют магнетит, пирит, пироксен, амфибол, сфен. Преобладают рыхлые породы, значительно реже отмечаются крепко сцементированные разности.

По данным гранулометрического анализа, в составе песчаников доминирует фракция с размером зерен 0.25–0.1 мм, содержание ее в породе составляет 75%, что позволяет отнести битумосодержащие породы глинисто-песчаной толщи к классу песчаников мелкозернистых.

Коллекторские свойства пород изменяются в широких пределах: открытая пористость от 3.5 до 50.5% (в среднем 39%), карбонатность от 0.4 до 32% (в среднем 7%), плотность минералогическая от 2.4 до 3.6% (в среднем 2.4%), битумонасыщенность от 0.1 до 17% к весу породы (в среднем 9.8% масс. или 43% объема). По данным Р.Х. Муслимова, Е.Д. Войтовича, Н.С. Гатиятуллина и др. [1,4], к достоверной части нефтеносного (битумоносного) потенциала следует относить ресурсы и запасы с содержанием ПБ в породе, по результатам лабораторных анализов, не менее 4% к весу (массе) породы, в связи с чем в настоящей работе используется битумонасыщенность весовая.

Используя массив табличных данных коллекторских свойств были изучены зависимости между различными параметрами коллекторов глинисто-песчаной толщи группы месторождений: открытая пористость – проницаемость по газу, карбонатность – пористость, пористость-битумонасыщенность. В результате установлена хорошая прямая корреляционная зависимость (коэффициент корреляции равен 0.7461) между пористостью и проницаемостью по газу (параллельной напластованию), а также четкая обратная зависимость между карбонатностью и пористостью (коэффициент корреляции равен 0.7862). Наиболее тесная положительная корреляционная связь устанавливается в паре пористость – битумонасыщенность массовая (коэффициент корреляции равен 0.894). Данная корреляционная связь свидетельствует о приуроченности концентраций битума к высоко пористым и проницаемым породам.

По степени битумонасыщенности выделяются песчаники сильно битумонасыщенные с содержанием битума более 7 вес. %, средне битумонасыщенные – 3–7% и слабо битумонасыщенные – менее 3%. Различная степень пропитки пород битумом обусловила образование различных текстур, таких как грубо слоистых, полосчатых, пятнистых, пятнисто-полосчатых, линзовидных, вкрапленных и других.

В вертикальном разрезе продуктивной части месторождений прослеживается закономерность. Так, в верхней части развиты слабо и средне сцементированные пористые (40–45%) породы. Средняя часть пласта представлена уплотненными (пористость 15–25%) известковистыми песчаниками. Нижние его части обычно сложены крепко и средне сцементированными слабо пористыми (7–11%) часто водонасыщенными песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Наиболее мощные тела сильно битумонасыщенных песчаников вскрыты в сводовых частях месторождений. К подошвенной части продуктивность и фильтрационно-емкостные свойства пород, как правило, значительно снижаются, а карбонатность и глинистость – возрастает. Наибольшая толщина битумных залежей совпадает с сильно битумонасыщенными породами, которые в некоторых скважинах слагают однородные и мощные пласты. Характерной особенностью, которая присуща всем изученным месторождениям является высокая битумонасыщенность однородных разрозненных участков с толщиной продуктивного горизонта более 10 м по сравнению с участками, состоящими из нескольких продуктивных слоев. Песчаники, залегающие между продуктивными слоями, более плотные и крепкие, с пористостью до 10%. Исключением являются песчаники в подошве песчаной пачки, которые являются пористыми водоносными с открытой пористостью до 35%.

В заключение можно отметить следующее:

- породы-коллекторы ПБ изученных месторождений представлены песчаниками, преимущественно мелкозернистыми;
- коллекторские свойства пород и битумонасыщенность изменяются в широких пределах, невыдержанны по площади и разрезу и между ними устанавливается четкая корреляционная зависимость;
- различные фильтрационно-емкостные свойства коллекторов определили характер и степень пропитки ПБ от слабой неравномерной до интенсивной равномерной;
- как правило, верхняя часть продуктивного разреза сложена породами высокопористыми, слабо сцементированными, нижняя же часть – плотными, крепко сцементированными и соответственно малопористыми породами.

Литература

1. *Вафин Р.Ф., Кальчева А.В.* Битумоносность отложений уфимского яруса в пределах Енорускино-Кутушской и Черемуховско-Кадеевской структурных зон Мелекесской впадины Республики Татарстан // Актуальные проблемы

поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов: Материалы междунар. науч. конф. –Казань: Изд-во «Фән» АН РТ, 2008. – С. 86–91.

2. *Виноградова О.А*. Второй шанс // Нефтегазовая вертикаль. – 2003. – № 12. – С. 96–99.

3. Минерально-сырьевая база Республики Татарстан / Под ред. Р.С. Хисамова. – Казань: Фән, 2006. – 320 с.

4. *Муслимов Р.Х., Смелков В.М., Успенский Б.В*. Состояние ресурсной базы природных битумов Татарстана и перспективы ее освоения // Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений: Тр. науч.-практ. конф. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1999. – С. 4–12.

ВЛИЯНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НА РАЗРАБОТКУ ЗАЛЕЖИ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.Ф Гадельшина, М.З.Гарифуллин (ТатНИПИнефть), А.Асклу (ТНГ «Групп»)

razrgeo@tatnipi.ru

Результаты опытно-промышленной разработки залежи сверхвязких нефтей Ашальчинского месторождения с применением парогравитационного дренажа при помощи горизонтальных пар скважин [1] показали, как по-разному повлияли на технологические показатели разработки геологические особенности строения участков эксплуатации.

Одним из важнейших условий успешного применения технологии парогравитационного дренажа является строго параллельное размещение парных горизонтальных скважин, как относительно друг друга, так и условно принятой подошвы нефтенасыщенного пласта.

«Рассеянное» размещение повышенной нефтенасыщенности к подошве залежи осложняет проектирование горизонтальных участков ствола, поэтому выделение в объеме залежи продуктивной части и изучение геологических особенностей строения нефтенасыщенного интервала пласта является основополагающими как в оценке запасов, так и в проектировании разработки.

Изучение распределения нефтенасыщенности продуктивной части пласта по материалам лабораторных исследований керна на Ащальчинской залежи позволили выделение сверху вниз три интервала: верхняя-переходная, основная, нижняя-переходная.

Верхняя зона характеризуется средней сплошной пропиткой нефтью, к подошве выделенного слоя интенсивность пропитки увеличивается. Толщина этого слоя достигает трех метров. Пористость коллекторов этой части изменяется от 12 до 33 %, весовая нефтенасыщенность от 4,5 до менее 7,5 % мас.

Основная зона характеризуется высокими значения нефтенасыщенности – от 7,5 до 15,3 % мас. Пропитка нефтью сплошная, интенсивная. Толщина основной зоны изменяется от 1 м до 31,8 м.

Ниже основной зоны продуктивного интервала выделена переходная зона, толщина ее достигает 21 м. Насыщенность нефтью пониженная, прослоями слабая. Нефтенасыщенность изменяется от 7,5 до 4,5 % мас., пористость от 11 до 33 %.

Подошва интервалов нижней переходной зоны нефтенасыщения является переходом от скоплений нефти к водонасыщенным коллекторам.

По данным электрокаротажа, переход от интенсивно нефтенасыщенных к слабонефтенасыщенным коллекторам фиксируется резким снижением сопротивления (рис. 1, 2).

По данным кернового материала, построена карта по подошве залежи (рис. 3). Согласно построениям, в скважинах, пробуренных на склонах поднятия, условный уровень контакта нефть–вода вскрыт примерно на близких абсолютных отметках (от 2,1 м до 3,7 м). В ряде присводовых скважин подошва близка к горизонтальной, со средней абсолютной отметкой минус 2,5 м. По материалам сводовых скважин и близ сводовых песчаная пачка полностью интесивно нефтенасыщена. От полностью нефтенасыщенных песчаников поверхность ВНК повышается до абсолютных отметок 21,5 м, 21,1 м в сводовых скважинах 15183, 15187 (рис. 3).

Таким образом, поверхность ВНК в гипсометрическом положении имеет сложное строение: в северо-западной и юго- восточной частях она близка к горизонтальной, в сводовой части она выгнутая.

В рамках технологической схемы разработки Ашальчинской залежи предусмотрено строительство горизонтальных скважин с опережающим бурением вертикальных оценочных скважин с отбором керна из продуктивных интервалов.

Геофизические материалы, пробуренных на месторождении 22 оценочных скважин, показали, что абсолютные отметки нижней границы нефтенасыщенности изменяются по скважинам от 1,2 м (скв.243) до 25,8 м (скв.15187) (рис. 3).

По данным кернового материала, отобранного из продуктивных интервалов оценочных скважин, изменения абсолютных отметок нижней границы нефтенасыщения по скважинам составили от минус 0,1 м (скв.277) до 21,4 м (скв.15183). Высокие значения абсолютных отметок подошвы эффективной нефтенасыщенной части пласта (от 17,5 м до 21,5 м) отмечаются в сводовых скважинах 15187, 15188,15185, 15182, 15183.

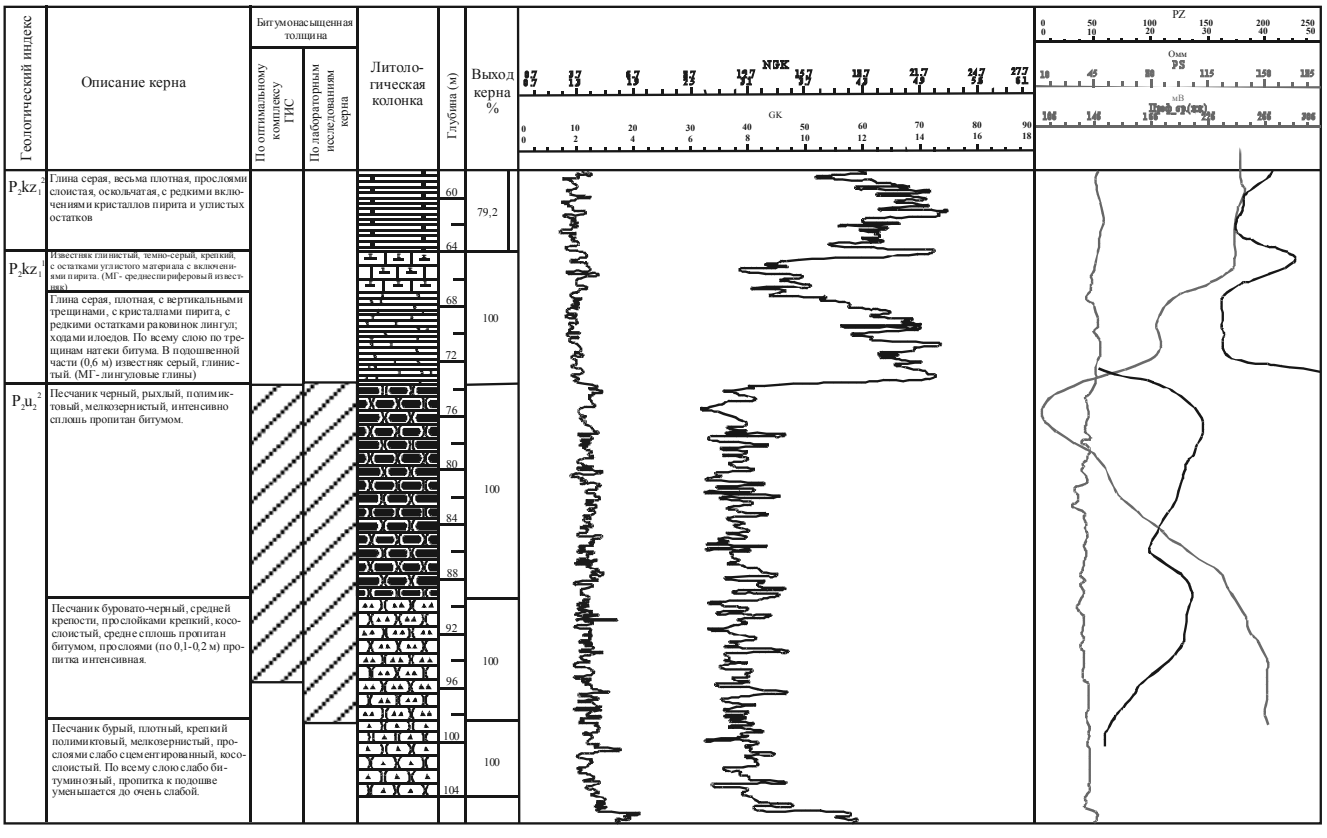


Рис.1. Геолого-геофизический разрез скв.15182.

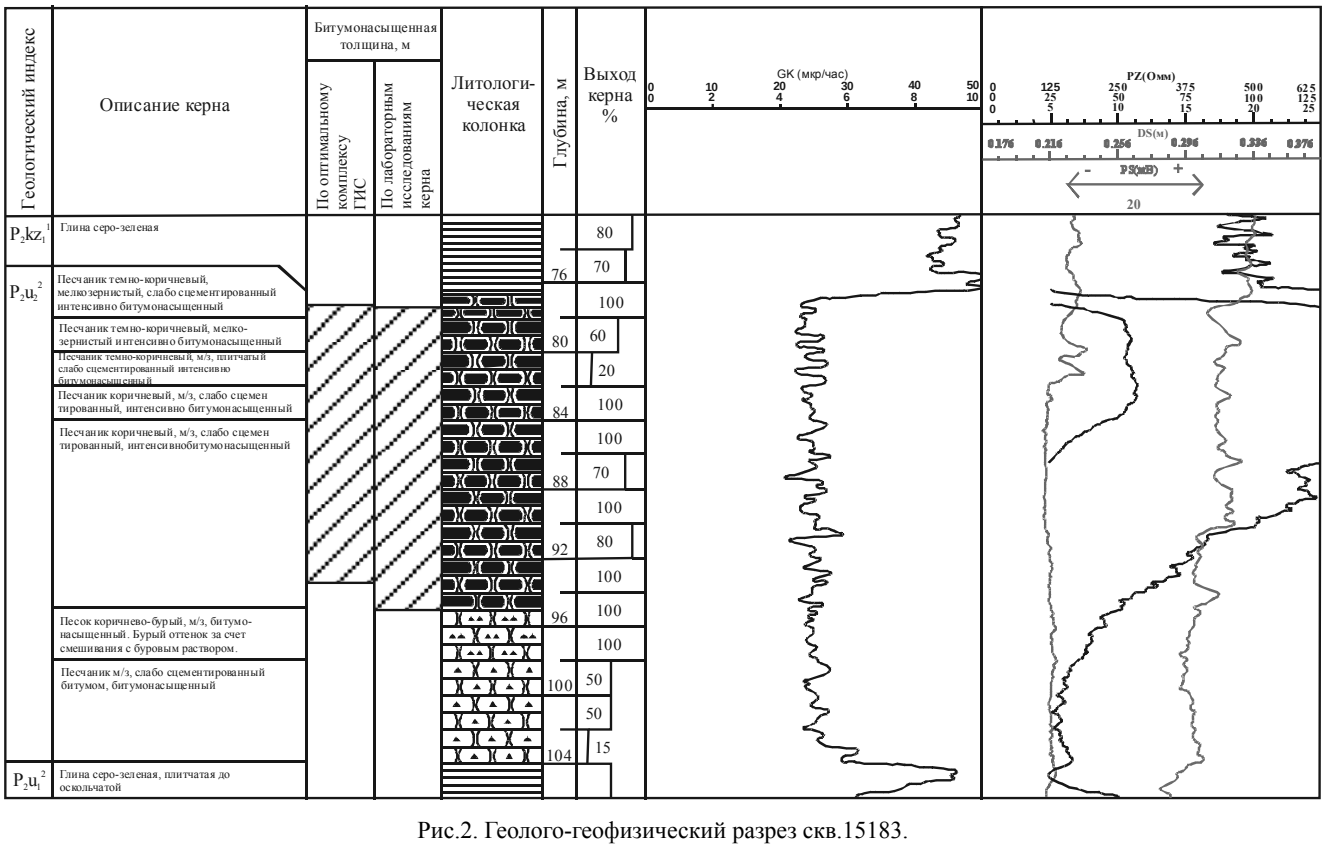


Рис.2. Геолого-геофизический разрез скв.15183.

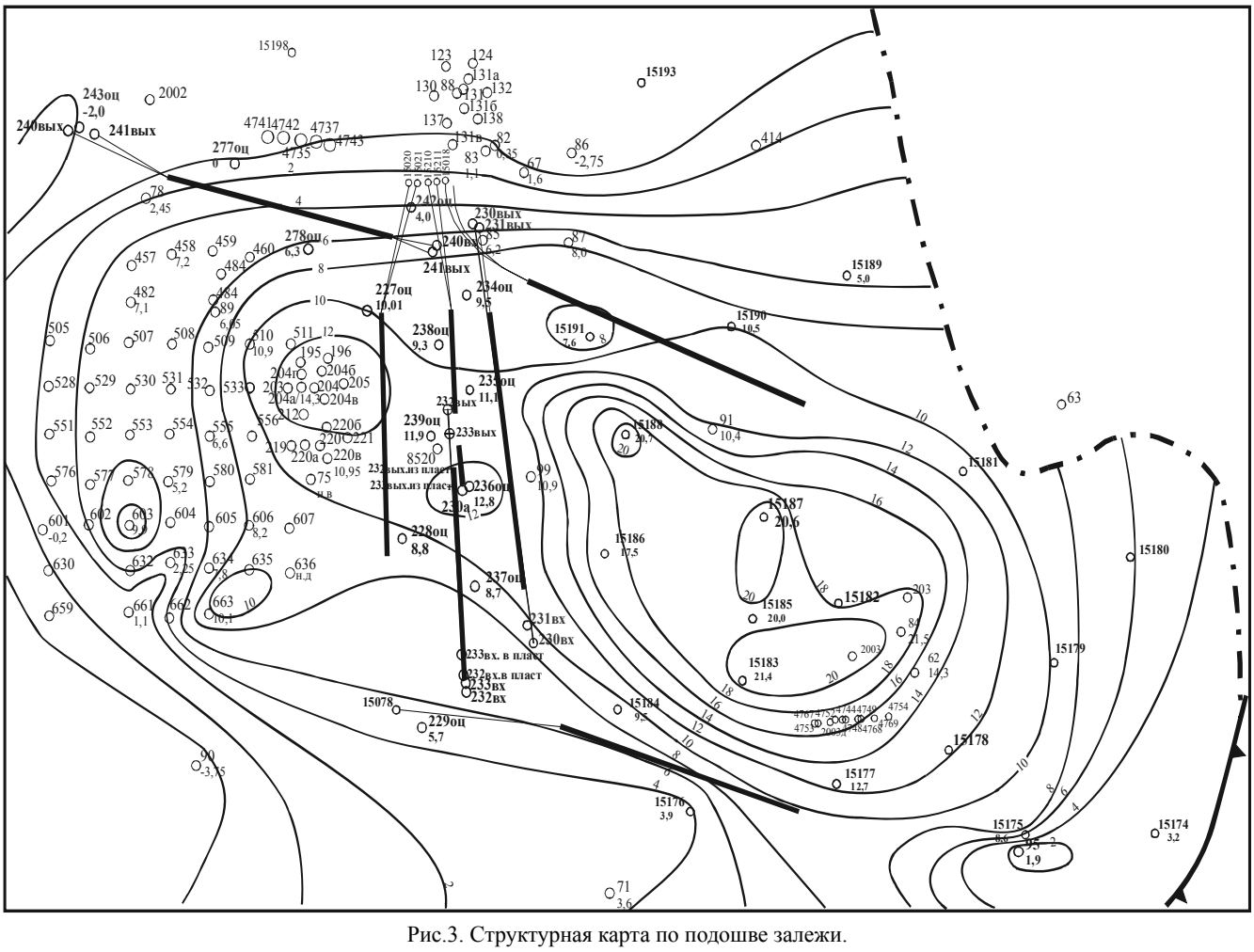


Рис.3. Структурная карта по подошве залежи.

Разница в отметках положения нижней границы нефтенасыщения по скважинам, определенным по материалам интерпретации геофизических исследований скважин и лабораторных исследований керна 12-ти из 22-х пробуренных на месторождении вертикальных оценочных скважин, достигает 14,6 м (скв.228) (табл. 1).

По материалам оценочных скважин района разрабатываемой первой пары, подошва эффективного нефтенасыщенного пласта отбивается на абсолютных отметках от 4,2 до 24,2 м, а по данным кернового материала – от 5,7 до 12, 8 м. Изменения в отметках положения подошвы по ГИС и керну составила от 1,1 до 14,6 м (табл. 1).

Таблица 1

Выделение нижней границы нефтенасыщения

Скв.	Участок	Положение нижней границы нефтенасыщения				Отличие ГИС-керн ,м
		по ГИС		по керну		
		глубина, м	абс.отм.,м	глубина, м	абс.отм.,м	
236	1 пара	88,0	24,2	99,4	12,8	11,4
228		88,0	23,4	102,6	8,8	14,6
237		105,4	7,6	104,3	8,7	-1,1
229		100,2	4,2	106,0	5,7	5,8
236	2 пара	88,0	24,2	99,4	12,8	11,4
237		105,4	7,6	104,3	8,7	-1,1
234		98,0	10,9	99,4	9,5	1,4
242	3пара	102,0	4,2	102,2	4	0,2
277		103,2	2,2	105,5	-0,1	2,3
243		103,4	1,2	106,5	1,9	3,1

Глубина залегания продуктивного пласта района второй пары по материалам оценочных скважин изменяется от 70,0 м до 75,7 м. Толщина эффективной нефтенасыщенной части изменяется от 24,9 м до 30,4 м. Подошва эффективного нефтенасыщенного пласта по ГИС отбивается на абсолютных отметках от 7,6 до 24,2 м, а по данным

кернового материала от 8,7 до 12, 8 м. Разница в отметках положения подошвы, определенных по ГИС и керну составила от 1,1 до 11,4 м. Необходимо отметить, что положение подошвы продуктивного пласта, выделенного по результатам лабораторных исследований керна оценочных скважин, на участке пробуренной второй пары имеет практически горизонтальную поверхность.

Участок бурения третьей пары горизонтальной скважины находится в северо-западной сводовой части Ашальчинского поднятия в направлении простирания пласта. По материалам ГИС оценочных скважин, пробуренных в районе разрабатываемой третьей пары, подошва эффективного нефтенасыщенного пласта по ГИС отбивается на абсолютных отметках от 1,2 м до 4,2 м, а по данным кернового материала от минус 0,1 до 4,0 м. Разница в отметках положения подошвы, определенных по ГИС и керну, составила от 0,2 до 3,1 м.

После предварительного прогрева скважин самый быстрый приток нефти был получен в первый же день эксплуатации второй пары. По сравнению с результатами эксплуатации первой пары, дебит второй рос стремительнее по причине отсутствия непроизводительных потерь тепла. Наряду с этим паронефтяное отношение по первой паре скважин имело тенденцию более медленного снижения.

Лучшие результаты технологических показателей по второй паре получены за счет меньших тепловых потерь по причине отсутствия ухода вносимого в пласт тепла. Бурение практически горизонтального ствола второй пары в нижней части толщи продуктивного пласта с насыщением нефть-вода обеспечило ускоренный прогрев прискважинной зоны, повышение площади дренирования и быстрый рост дебита нефти.

Из изложенного выше можно сделать выводы:

1. Результаты опытно-промышленных работ показали обнадеживающие перспективы применения технологии с использованием горизонтальных скважин на месторождениях СВН для определенных условий.

2. Различие технологических показателей эксплуатации горизонтальных пар скважин, зависящих от условий проводки и размещения горизонтального участка, требуют дальнейшего доизучения геологического строения пласта.

3. Учитывая высокий вынос керна из оценочных скважин (более 70-100 %) при его отборе через каждые 10-20 см разреза, предпочтение в выделении эффективной нефтенасыщенной части пласта должно отдаваться данным лабораторных исследований керна.

4. В будущем, чтобы отказаться от трудоемких и дорогостоящих работ по извлечению и обработке керна, необходимы дополнительные работы по усовершенствованию методики интерпретации материалов ГИС в пермских отложениях.

5. В принятой технологической схеме разработки Ашальчинской залежи бурение парных скважин с горизонтальным участком ствола предлагается в пределах эффективной нефтенасыщенной толщины не менее 15 м, одиночных – не менее 6 м по направлению простирания продуктивного пласта, параллельно друг другу на минимальном расстоянии 100 м. Пошаговое кустование предлагается с опережающим бурением оценочных скважин участками по принципу «от известного».

Скважины оценочного фонда предлагается бурить участками в районе предварительно выбранного для размещения горизонтальных скважин. Разбуривание оценочных скважин участками позволит детально доизучить геологическое строение пласта и его литоло-физические характеристики в районе последующего бурения скважин с горизонтальным участком ствола.

Преждевременное разбуривание всего месторождения оценочными скважинами может сильно повлиять на необходимые в будущем изменения расстановки скважин, в силу возникающих изменений из полученной новой геологической информации.

Литература

1. «Нефтяное хозяйство». – 2009. – № 7. – С. 34.

КОМПЛЕКСНОЕ ОБОБЩЕНИЕ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РТ НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ И ГИС-ТЕХНОЛОГИЙ

А.Р.Ганеева, В.Б.Либерман, З.Н.Ахметова

ТГРУ ОАО «Татнефть», г.Казань

К настоящему времени на территории Республики Татарстан открыто более 170 месторождений нефти (137 из них разрабатывает ОАО «Татнефть»), объединяющих около 3000 залежей нефти, характеризующихся различными размерами и стратиграфической приуроченностью.

В опубликованной литературе наиболее полная характеристика месторождений нефти РТ приведена в работе «Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений» под ред. проф. Р.Х. Муслимова [1], в которой по конкретным месторождениям приведены геолого-физические характеристики продуктивных отложений, характеристики нефтей и попутных газов. Статистическая обработка приводимых данных позволяет оценивать вариацию этих параметров для конкретных нефтеносных горизонтов, определять средние величины.

Основные сведения о геолого-геофизических параметрах месторождений и залежей нефти приведены в Балансе запасов. Данный документ обеспечивает федеральное государственное статистическое наблюдение за запасами полезных ископаемых и их рациональным использованием (форма 6-ГР).

Для Республики Татарстан в окончательном виде баланс запасов нефти выполняется в институте ТатНИПИнефть, при этом используется разработанная в ТГРУ программа [2]. Важно, что по заданию ОАО «Татнефть» в данной программе предусмотрено использование современных ГИС технологий, обеспечивающих создание специализированной картографической базы данных, где контуры залежей согласно подсчету и пересчету запасов увязаны с данными Баланса запасов. В настоящей работе показана одна из возможностей созданного программного комплекса для оценки геолого-геофизических параметров залежей нефти в плане. Рассмотрено пространственное распространение таких параметров, как пористость, нефтенасыщенность, проницаемость, плотность и вязкость нефти по залежам каширского, верейского, башкирского, алексинского, тульского, бобриковского, турнейского, кизеловского, заволжского, данково-лебедянского, кыновского, пашийского, старооскольского, воробьевского горизонтов.

Для каждого конкретного горизонта выбиралось свое значениye диапазонов вышеуказанных параметров нефти и пород-коллекторов. После обработки данных по вышеуказанным параметрам были составлены гистограммы распределения их значений по каждому горизонту, где можно выделить минимальные, максимальные, средние значения, величину дисперсии, а также общее количество значений, участвующих в анализе. Эти данные приведены на гистограмме распределения пористости и проницаемости пород-коллекторов пашийского горизонта (рис. 1).

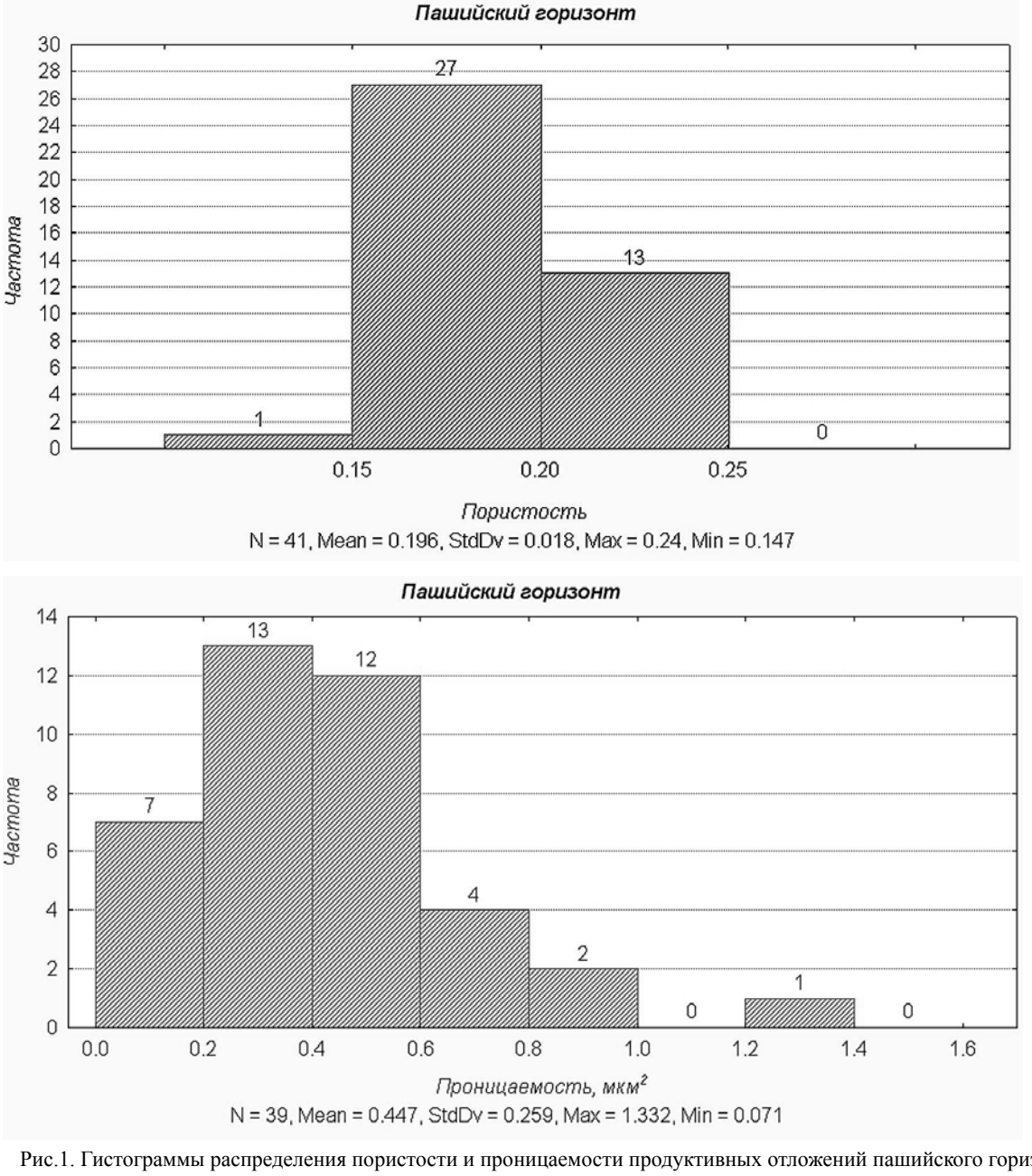


Рис.1. Гистограммы распределения пористости и проницаемости продуктивных отложений пашийского горизонта.

По выделенным диапазонам значений геолого-физических параметров месторождений можно проследить, проанализировать характер распределения данных параметров на месторождениях Республики Татарстан.

В качестве примера рассмотрим распределение нефтенасыщенности пород-коллекторов и плотности нефти по бобриковскому горизонту, а также распределение пористости пород-коллекторов по турнейскому ярусу.

Нефтенасыщенность по бобриковскому горизонту в основном принимает значения – 0,8 – 0,85 д.ед. Минимальные значения нефтенасыщенности соответствуют залежам Юсуповского месторождения (0,45 д.ед.), максимальные значения – Ново-Суксинскому месторождению (0,95 д.ед.). В целом по горизонту выделены 4 диапазона значений нефтенасыщенности (рис.2.):

- меньше 0,8 д.ед.;
- 0,8 – 0,85 д.ед.;
- 0,85 – 0,9 д.ед.;
- 0,9 – 0,95 д.ед.;

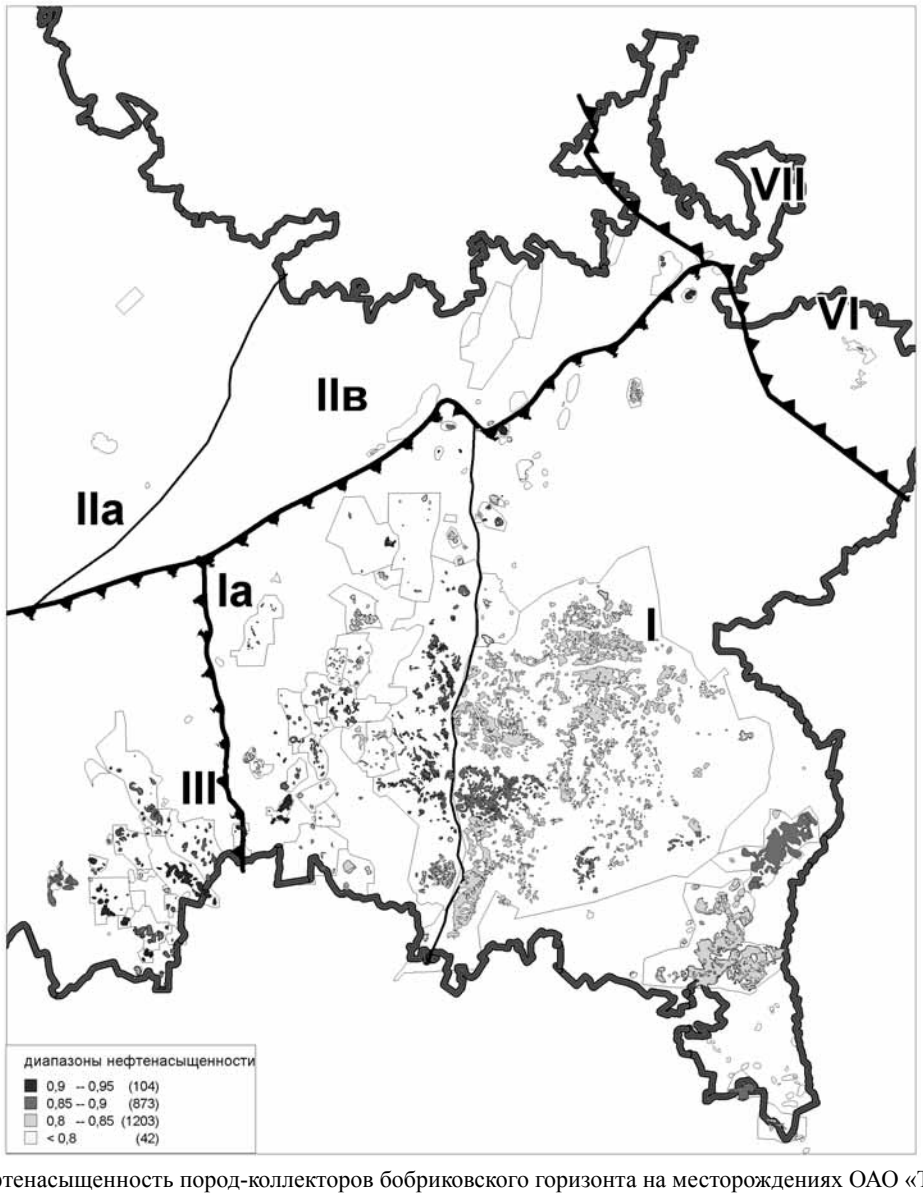


Рис.2. Нефтенасыщенность пород-коллекторов бобриковского горизонта на месторождениях ОАО «Татнефть».

Плотность нефти по бобриковскому горизонту отмечается минимальными значениями на Тат-Кандызском месторождении (0,855 г/см^3), максимальными – на Южносунчелеевском месторождении (0,95 г/см^3). Большинство значений плотности по данному горизонту попадает в диапазон значений 0,903 – 0,95 г/см^3. По бобриковскому горизонту выделяются 4 диапазона значений плотности нефти (рис.3.):

- 0,855 – 0,891 г/см^3;
- 0,891 – 0,899 г/см^3;
- 0,899 – 0,903 г/см^3;
- 0,903 – 0,95 г/см^3;

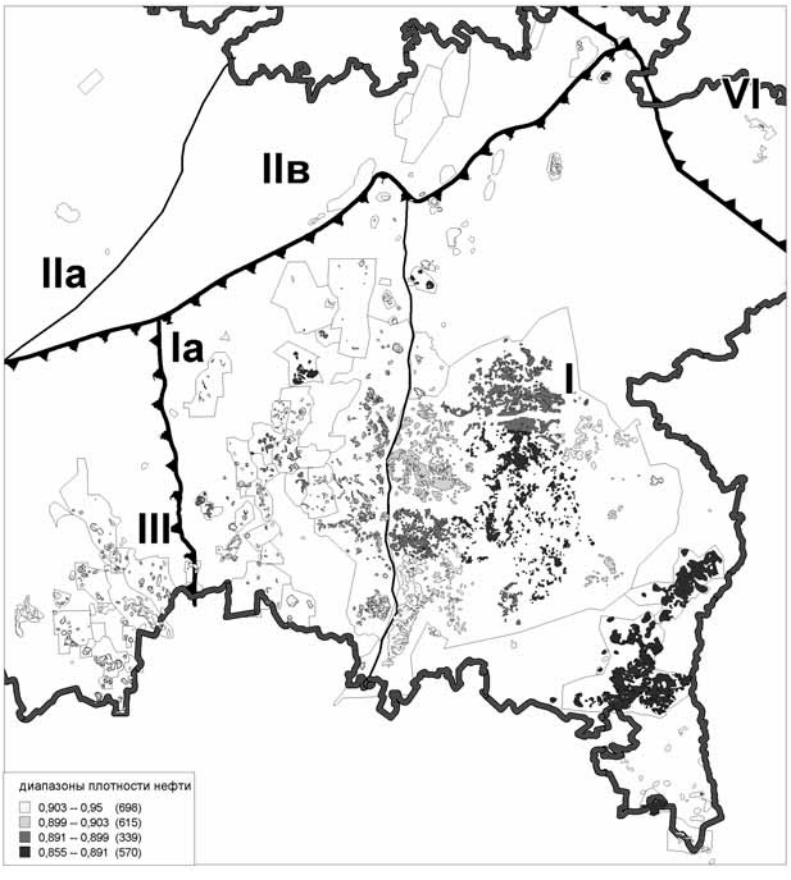


Рис.3. Изменение плотности нефти бобриковского горизонта на месторождениях ОАО «Татнефть».

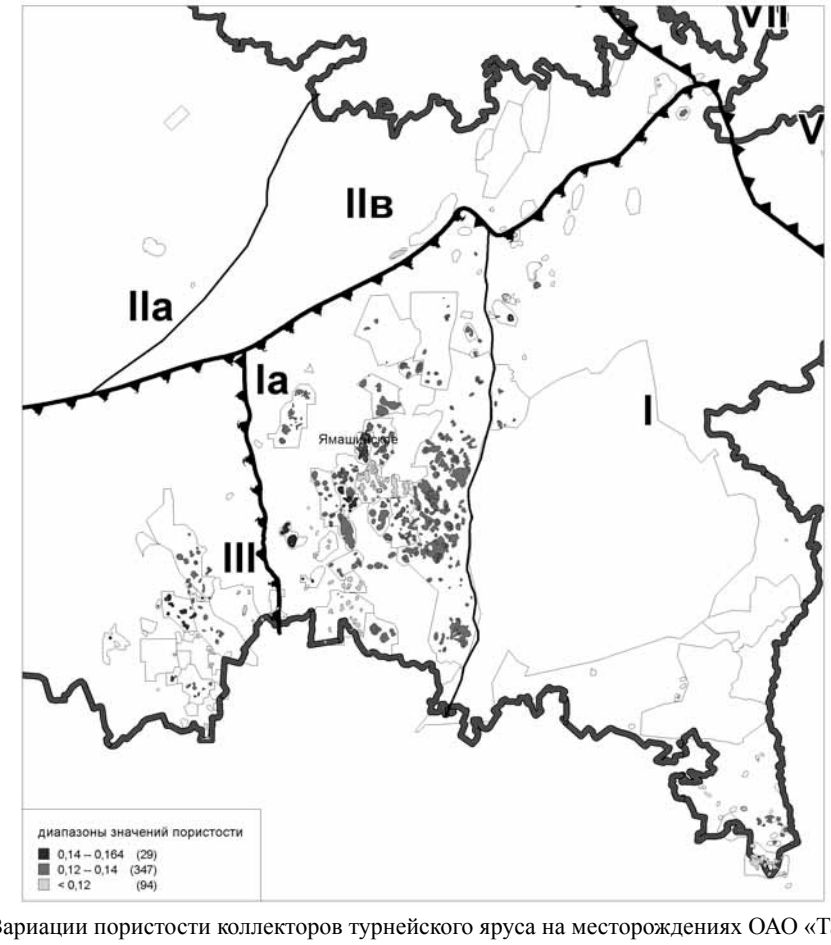


Рис.4. Вариации пористости коллекторов турнейского яруса на месторождениях ОАО «Татнефть».

Пористость пород-коллекторов по турнейскому ярусу в основном представляется значениями 0,12 – 0,14 д.ед. Минимальные значения пористости наблюдаются на Вишнево-Полянском месторождении – 0,1 д.ед., максимальные – на Заветном месторождении 0,164 д.ед. Диапазоны пористости по турнейскому ярусу выглядят следующим образом (рис.4.):

- менее 0,12 д.ед.;
- 0,12 – 0,14 д.ед.;
- 0,14 – 0,164 д.ед.;

Как видно из приведенных данных, залежи нефти характеризуются достаточно высокой степенью неоднородности по величинам пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и др.

Использование ГИС-технологий позволяет выполнять группирование месторождений по изучаемым показателям в плане, прогнозировать характеристики вновь открываемых залежей и месторождений, планировать технологии повышения нефтеотдачи.

Литература

1. *Муслимов Р.Х.* Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и Разработка нефтяных месторождений. Т.2. – Казань: Изд-во «Фән» Академии наук РТ, 2007. – 524 с.

2. *Хисамов Р.С., Хадиуллина Р.Н., Стрелков О.Н., Либерман В.Б. и др*. Информационно-аналитическая система «Баланс запасов нефти». Реализация и перспективы развития // Эффективность геологоразведочных работ и результаты опытно-промышленных работ по использованию новых технологий поиска залежей углеводородов. – Лениногорск, 2003.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ СУСПЕНЗИИ СИЛИКАТНОГО ГЕЛЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО «ТАТНЕФТЬ»

З.М. Ганеева, М.Р. Хисаметдинов, Р.З. Ризванов, Т.Ю. Елизарова

«ТатНИПИнефть

Неоднородность продуктивных пластов, связанная с наличием в них высокопроницаемых пропластков, является причиной быстрого прорыва закачиваемой воды в добывающие скважины и, как следствие, ухудшения технико-экономических показателей разработки месторождений и снижения нефтеотдачи пластов. В связи с этим представляют интерес экологически безопасные методы увеличения охвата пластов заводнением, основанные на использовании неорганических гелей кремниевой кислоты, получаемых при смешивании растворов силиката натрия и неорганических кислот. Известные технологии данной группы основаны на последовательной закачке двух оторочек (растворов силиката натрия и неорганической кислоты). Существенным недостатком таких технологий является невозможность управления процессом гелеобразования в пластовых условиях из-за того, что в пористой среде сильно затруднено перемешивание реагирующих растворов и отсутствие контроля за pH среды. Вследствие этого закачиваемые растворы силиката натрия и кислоты могут реагировать неполностью (гелеобразование происходит в узком промежутке контактных зон реагирующих оторочек), а непрореагировавшие растворы могут представлять коррозионную опасность.

Институтом «ТатНИПИнефть» проводится работа по совершенствованию метода увеличения нефтеотдачи на основе силикатов путем использования суспензии силикатного геля.

Преимуществом данной технологии является возможность контроля процесса гелеобразования, начиная от момента смешивания реагирующих компонентов и поддержания стабильности pH среды в наземных условиях. Это обеспечивает гарантированное образование геля с высокими прочностными свойствами. Предварительная подготовка в заданном объеме мелкодисперсной суспензии, состоящей из кремнекислого геля с размерами частиц от долей микрометров до сотен микрометров, увеличивает надежность глубокого проникновения потокоотклоняющего состава в пласт.

Получение суспензии с заданным размером частиц достигается путем использования установки для приготовления силикатного геля. Для приготовления силикатного геля используются разбавленные растворы силиката натрия и соляной кислоты, поступающие в установку приготовления силикатного геля. Выбор концентрации компонентов силикатного геля в разбавленных растворах и их соотношение осуществляется с учетом условия мгновенного гелеобразования при смешении. Получение силикатного геля в широком диапазоне структурно-механических показателей путем изменения концентрации компонентов (рис.1) и регулирование содержания геля в водной суспензии при дозировании обеспечивает технологичность приготовления и закачки суспензии силикатного геля в промысловых условиях и ее использование в различных геолого-физических условиях. Объемное соотношение разбавленных растворов силиката натрия и соляной кислоты составляет 1:1, pH образующегося геля от 6,5 до 9,0. При смешивании указанных реагентов в шнековом транспортере (4) происходит мгновенное гелеобразование. В струйный насос (3) подаются силикатный гель и закачиваемая вода от водовода (9), где происходит диспергирование

силикатного геля до образования частиц с размерами от 0,1 мкм и более. Полученная суспензия силикатного геля закачивается в скважину (10).

Схема обвязки наземного оборудования при реализации технологии показана на рис. 2.

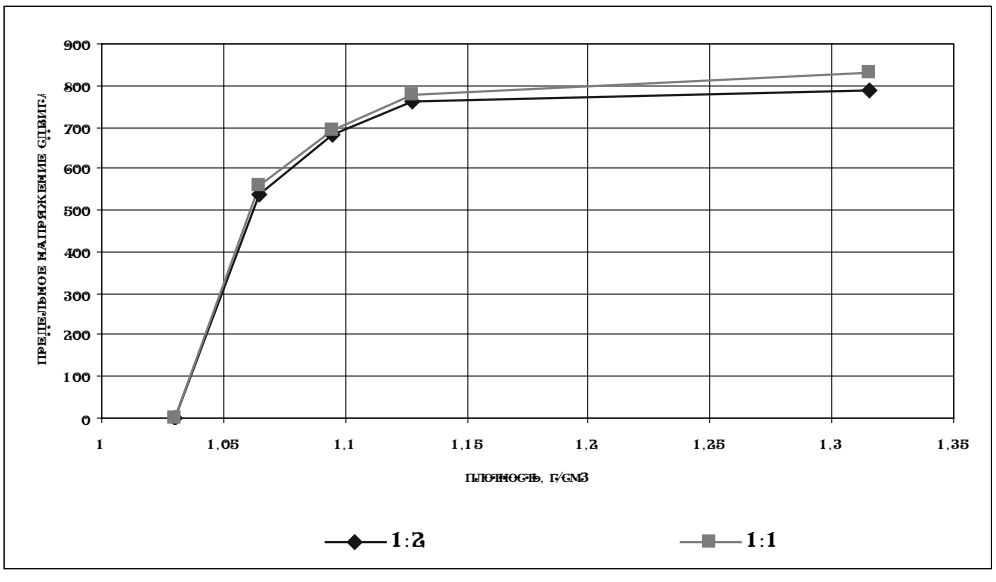
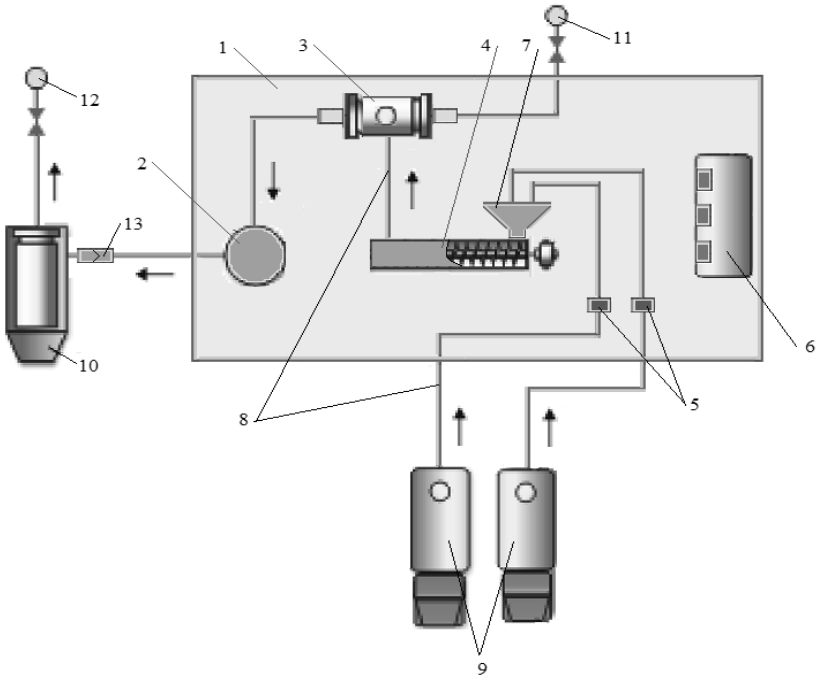


Рис. 1. Зависимость предельного напряжения сдвига силикатного геля от плотности раствора силиката натрия при различных объемных соотношениях растворов соляной кислоты и силиката натрия (скорость сдвига 0,167 $с^{-1}$).



1 – транспортный прицеп;
2 – промежуточная емкость;
3 – струйный насос;
4 – шнековый транспортер;
5 – насос-дозатор;
6 – частотный преобразователь;
7 – узел загрузки;
8 – трубопровод (шланг);
9 – водовод;
10 – скважина;
11 – задвижка;
12 – обратный клапан;
13 – расходомер;
14 – тройник;
15 – насосные агрегаты (один резервный);
16 – емкости для реагентов (соляной кислоты и жидкого стекла);

Рис. 2. Схема обвязки наземного оборудования при реализации технологии.

Технология испытана на месторождениях ОАО «Татнефть» и принята к промышленному внедрению. К настоящему времени по рассматриваемой технологии проведено 158 скважино-обработок на объектах различных НГДУ ОАО «Татнефть» (таб. 1). Эффективность технологии характеризовалась величиной дополнительной добычи нефти.

Таблица 1

Результаты применения технологии с применением суспензии силикатного геля (по состоянию на 01.08.2010.)

НГДУ	Период обработки, год	Количество скважино-обработок	Дополнительная добыча нефти, т	Дополнительная добыча нефти на одну скважино-обработку, т
Бавлынефть	2001-2010	40	92919	2323
Альметьевнефть	2002-2007	7	11450	1636
Джалильнефть	2003-2009	25	54907	2196
Прикамнефть	2004-2008	9	50863	5651
Елховнефть	2005-2010	22	62239	2829
Азнакаевскнефть	2005-2010	50	103576	2072
Ямашнефть	2006-2007	5	10652	2130
Всего:	2001-2007	158	386599	2447

Продолжительность технологического эффекта в среднем составляет 2,0-2,5 года, дополнительная добыча, в среднем, 2447 т. За период применения технологии дополнительно добыто более 380 тысяч тонн нефти. Экономический эффект от применения технологии составляет 3,3 млн. рублей на одну скважино-обработку.

Распределение текущей технологической эффективности от применения технологии по горизонтам и месторождениям приведено на рис. 3, 4.

Наиболее эффективным оказалось применение суспензии силикатного геля на участках НГДУ «Прикамнефть» (5651 т), «Елховнефть» (2829 т), «Бавлынефть» (2323 т) (таблица 1). Эффективность от закачек 2007-2009 годов по многим участкам продолжается.

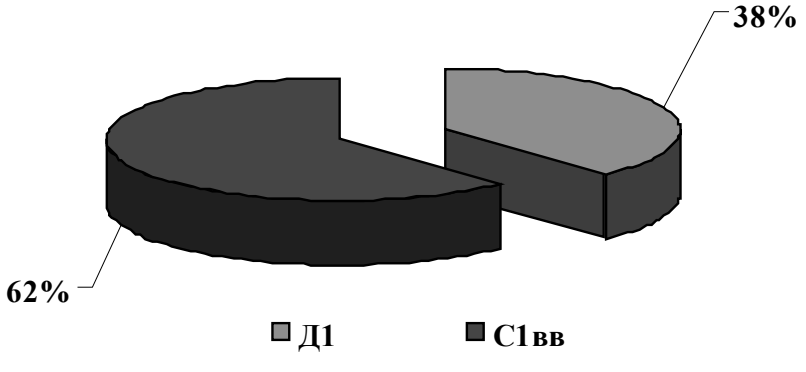


Рис. 3. Распределение текущей технологической эффективности по горизонтам.

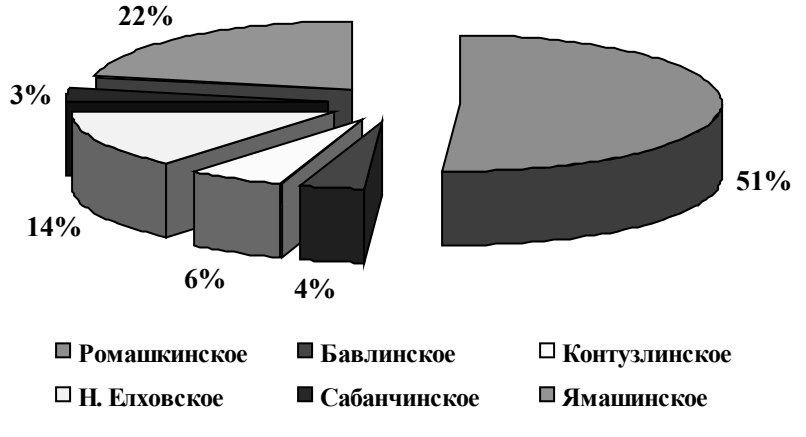


Рис. 4. Распределение дополнительной добычи нефти по месторождениям.

Наибольший технологический эффект получен на участках бобриковского горизонта. Текущий технологический эффект на участках, представленных девонскими отложениями (68 скважино-обработок) составил 147921 т дополнительно добытой нефти, а на участках бобриковского горизонта (90 скважино-обработок) - 238678 т нефти. Удельная текущая технологическая эффективность на одну скважино-операцию по девонскому горизонту составила 2175 т, по бобриковскому – 2623 т (рис. 3).

Для более полного представления об эффективности результаты закачки суспензии силикатного геля сопоставлены с результатами применения осадкообразующих технологий увеличения нефтеотдачи пластов. С целью сопоставления были рассмотрены результаты применения технологий для увеличения нефтеотдачи пластов, разработанных институтом «ТатНИПИнефть» – технологии с использованием силикатсолевых композиций (ССК) и силикатно-полимерных композиций (СПК). Основным компонентом в композициях ССК и СПК является щелочной реагент – силикат натрия, в качестве источника создания осадкообразующей композиции используется минерализованная вода. При взаимодействии щелочных реагентов с поливалентными катионами металлов, входящих в состав минерализованных вод, происходит образование объемного осадка гидроокисей металлов.

Внедрение технологического процесса ССК на объектах ОАО «Татнефть» начато в 2007 году. Технологический процесс закачки ССК включает разбавление силиката натрия пресной водой. Затем жидкое стекло дозируется в эжектор в минерализованную воду, которая подается с большой скоростью и полученная суспензия подается в промежуточную емкость. Из промежуточной емкости состав в виде суспензии насосным агрегатом закачивается в скважину и продавливается в пласт. На дату анализа по результатам 84 обработок композицией ССК продолжительность эффекта составляет в среднем 18 месяцев, дополнительная добыча нефти в среднем 1392 т.

Технология СПК основана на последовательной закачке двух оторочек растворов (силиката натрия и кислого агента), которые при смешении в пласте образуют гель. На дату анализа проведено всего 16 скважино-обработок композицией СПК. Дополнительная добыча нефти составляет в среднем 913 т.

Общие результаты промысловых испытаний всех перечисленных технологий приведены в табл. 2.

Из табл. 2 видно, что технология с применением суспензии силикатного геля обладает максимальной технологической эффективностью: 2447 т дополнительно добытой нефти на одну скважино-обработку; минимальную технологическую эффективность (913 т дополнительно добытой нефти на одну скважино-обработку) имеет технология СПК.

Таблица 2

Результаты применения технологий увеличения нефтеотдачи пластов

Наименование технологии	Количество скважино-обработок	Дополнительная добыча нефти, т	Дополнительная добыча нефти на одну скважино - обработку, т
Технология с применением суспензии силикатного геля	158	386599	2447
Технология ССК	84	116911	1392
Технология СПК	16	14610	913

Таким образом, технология с применением суспензии силикатного геля оказалась более эффективной в сравнении с технологиями ССК и СПК:

- технологический эффект от внедрения технологии с применением суспензии силикатного геля в среднем составил 2447 т на одну скважино-обработку.
- в технологии применяются недорогие доступные реагенты отечественного производства – растворы силиката натрия и соляной кислоты;
- в технологии возможно регулирование процесса образования суспензии силикатного геля с определенным размером частиц.

СИСТЕМА КИА КАК НОВЫЙ УРОВЕНЬ УПРАВЛЕНИЯ АРХИВОМ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

Р.Р. Ганиев, Е.Е. Андреева, , Р.И. Гайнутдинов, О.Н. Жибрик, С.Е.Салун

ГБУ ИПЭН АН РТ , г. Казань, Evgeniya.Andreeva@tatar.ru

С развитием информационных технологий в нефтяной отрасли проблема организации доступа к разрастающимся массивам разнообразной по структуре и содержанию информации приобретает актуальный характер. Работы, связанные с изучением геологического строения территории и поиском залежей углеводородов, не являются здесь исключением. Специалистам-геологам приходится работать как с современными данными, представленными в удобном для компьютерной обработки виде, так и с архивами ценной информации, которую десятилетиями

кропотливо собирали, анализировали и обрабатывали ученые разных поколений. Как правило, архивные документы хранятся на бумаге, которая со временем ветшает, либо на магнитных носителях устаревших моделей, срок жизни которых также ограничен как физически, так и технически. Формат представления исторического материала разнообразен, не всегда четко регламентирован. Доступ к таким документам сильно затруднен из-за ведомственных бюрократических сложностей. Проблемным также является поиск, систематизация, сопоставление и получение необходимых данных из архивов организаций владельцев информации.

Задачи оптимизации работы с архивным материалом в той или иной мере решают компьютерные системы управления геолого-геофизической информацией. В настоящее время среди информационных технологий широко развиты программы, позволяющие работать с первичной и архивной геолого-промысловой информацией. Диапазон их широкий, от дорогостоящих многофункциональных продуктов иностранных разработчиков (LandMark, Roxar, Shlumberger) до небольших узкоспециализированных разработок заинтересованных компаний [1]. В этом диапазоне наибольший интерес представляют разработки, которые выходят за рамки «домашних» продуктов по функциональности, удобству тиражирования, возможностям программных настроек под потребности пользователей, эксплуатационным качествам. Предпочтение отдается программам, эксплуатация которых не требует наличия у пользователя специальных технических и компьютерных знаний. К этой категории программ для ЭВМ относится разработанный в Институте проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан (ГБУ ИПЭН АН РТ) Корпоративный информационный архив (КИА). Функциональной задачей КИА является обработка обширного архивного материала исходной геолого-промысловой информации, хранящейся в различных форматах. С переводом информации на одну электронную платформу под управлением системы КИА существенно оптимизируется процедура визуализации, анализа и систематизации материалов, работа с которыми в настоящее время требует наличия нескольких лицензионных программ иностранных разработчиков.

В системе КИА материалы дел скважин, каротажный материал хранятся в виде растров и одновременно в LAS формате. Результаты сейсморазведочных работ и наземной геофизики, также соответственно в SEGY -формате либо в виде растров. Результаты исследования скважин, например удобнее хранить в табличном виде. Необходимо отметить, что хранение геофизических материалов в растровом формате связано с объемом исходных данных и высоким требованием к их качеству и достоверности. В табл. 1 на примере данных сейсморазведочных работ показано разнообразие форматов электронной записи геолого-промысловой информации, которые можно обрабатывать и записывать в базу данных КИА. Структура таблицы является в программе КИА деревом иерархии для хранения информации. Аналогичные таблицы составлены по форматам электронной записи материалов геофизических исследований скважин (ГИС) и различных проектных документов начиная с проекта геолого-разведочных работ, проекта пробной эксплуатации месторождения до проектов разработки и технико-экономического обоснования коэффициента извлечения нефти.

Манипулирование данными, загруженными в КИА, производится с использованием как встроенного функционала системы, так и при помощи подключаемых модулей сторонних разработчиков. Использование в КИА подключаемых внешних модулей, но при этом свободно распространяемых, т.е. имеющих свободную лицензию, позволяет программе КИА иметь конкурентные преимущества перед другими аналогичными программными продуктами.

Например, для прорисовки сейсмических материалов (формат SEGY) к системе КИА подключена программа визуализации временных сейсмических разрезов SegyViewer, распространяемая в Интернет-ресурсах под свободной лицензией.

Данные каротажа хранятся в пределах одной системы как в цифровом виде, так и в растровом, что позволяет пользователю оперативно получать доступ к визуальной информации и при необходимости уточнения интерпретационных параметров провести более детальный анализ цифрового материала.

Для хранения данных инклинометрии выбран формат ASCII, что обусловлено необходимостью обеспечения гибкости использования информации при последующей обработке или визуализации.

В системе КИА реализована возможность подключения к программному комплексу широко известной геоинформационной системы MapInfo. Геоинформационная система MapInfo, разработчиком которой является Pitney Bowes Software Inc., достаточно удобна в использовании и получила широкое распространение среди специалистов-геологов.

Для компьютерных систем, функциональное назначение которых – хранение и обработка информации, необходимым условием является возможность обмена информацией из внешних источников. Наличие такой функции позволяет максимально упростить процедуру подготовки информации для импорта в систему КИА, выборки загруженных данных по заданным критериям, экспорта выбранных данных в стандартные обменные форматы. Одним из наиболее подходящих в данном случае форматов является формат XLS, который в отличие, например, от формата DBF имеет ряд несомненных преимуществ. Во-первых, практически на любом компьютере имеется средство работы с XLS (Microsoft Office под Windows, OpenOffice под ОС семейства Linux и пр.). Во-вторых, умение работать с таблицами Excel входит в базовый минимум компьютерной грамотности любого специалиста. Работа с данными не требует изучения языка запросов SQL или других специальных знаний, кроме, конечно, знания предметной области. Для подготовки данных не обязательно наличие доступа к базе данных и даже сетевого соединения, заполненные файлы могут быть переданы оператору системы любым удобным способом: по локальной сети, по электронной

почте, на любых носителях. Кроме всего этого, данные, подготовленные разными специалистами, легко могут быть сведены воедино и при необходимости проверены перед импортом в систему.

Важной задачей является также реализация функции, которая позволит импортировать не только структурно идентичную информацию, но и производить гибкую настройку соответствия полей загружаемых документов полям документов базы данных системы КИА.

С технической точки зрения система КИА состоит из двух программных модулей. Первое, это база данных, устанавливаемая на корпоративном сервере общего доступа [2,3]. Второе, клиентский модуль, который устанавливается на рабочее место пользователя и подключается к базе данных по локальной сети.

Клиентских модулей может быть свободное количество. Программа позволяет вводить разграничения прав доступа пользователей к тем или иным данным на уровне таблиц базы данных.

С целью обеспечения режима конфиденциальности информации в архиве реализована подсистема управления заявками на просмотр геологических материалов, хранящихся в графическом виде. Подсистема разворачивается на сервере – том же, что и основная база данных, или другом – имеет собственную базу данных для хранения имен пользователей, их заявок и разрешений на доступ. Необходимым условием является возможность подключения к основной базе данных системы по локальной сети. Подсистема представляет собой web-интерфейс, который для доступа требует наличия на рабочем месте любого браузера и регистрации в компьютерной сети [3]. Пользователю предоставляется только разрешенная информация и строго в указанные в заявке сроки. Минимальной единицей предоставляемой информации является один документ (изображение), что позволяет максимально гибко управлять выдачей информации.

С целью обеспечения отказоустойчивости работы архива в качестве платформы выбран язык программирования Java. Кроссплатформенность позволяет системе успешно функционировать под любыми ОС, поддерживающими Java – Windows 2000/XP/Vista/7, ОС семейства Linux и др.

Внутренняя база данных в системе КИА назначается пользователем. Это может быть СУБД Oracle – устойчивая, надежная коммерческая система управления базами данных, что, с одной стороны, является ее плюсом. Но с другой стороны, программа имеет сложные условия настройки и администрирования, и что еще более важно, имеет высокую стоимость как при приобретении, так и в эксплуатации. Для решения этой проблемы в системе КИА может быть выбрана одна из свободно (бесплатно) распространяемых баз данных. Например, MySQL, PostgreSQL или Firebird. Наиболее привлекательным в этом ряду, по мнению авторов, выглядит программный продукт для управления базой данных PostgreSQL со свободной лицензией на право пользования и имеющий открытый исходный код программы.

Литература

1. *Андреева Е.Е, Баранова А.Г., Ганиев Р.Р., Гайнутдинов Р.И., Жибрик О.Н.* Хранение и архивация геолого-геофизической информации/ Георесурсы. – 2008. – №2 (25). – С.10.

2. *Карпова Т.С.* Базы данных: модели, разработка, реализация. —СПб.: Питер, 2002. — 303 с.

3. *Дейт К. Дж.* Введение в системы баз данных. К.-М.: Диалектика, 1998. – 784 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЛАКСАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ПРИ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИИ

Л.И. Гарипова

Альметьевский государственный нефтяной институт

Для интерпретации результатов гидродинамических исследований, гидродинамического моделирования залежей и решения ряда задач, связанных с неустановившейся фильтрацией жидкости, широко используется уравнение пьезопроводности, основанное на модели Щелкачева В.Н. [6]. Достаточно часто применяется уравнение Баренблатта Г.И. – Желтова Ю.П. [1,7] для описания фильтрации в трещинно-поровых коллекторах. Получают распространение модели для описания движения жидкости в деформируемых коллекторах, когда проницаемость является функцией от давления [2]. В частных случаях при движении коллоидно-дисперсных систем в поровом коллекторе применяется модель Мирзаджанзаде А.Х. [4] с начальным градиентом давления. Практически не используется модель Христиановича А.С. [5], в которой учитывается конечная скорость распространения возмущений за счет сжатия и расширения жидкости в каналах с переменным сечением.

Решения прямой гидродинамической задачи для радиуса скважины рассматривались ранее в работе [3], что соответствует классической постановке снятия КВД, КПД. Представляет интерес использование релаксационных моделей при проведении гидропрослушивания. В связи с этим, рассмотрено изменение давления на удалении от скважины.

Первоначально можно было бы предположить, что для гидропрослушивания учет конечной скорости возмущений приведет к большей точности интерпретации результатов, т. к. по моделям Щелкачева В.Н. и Баренблатта Г.И. давление мгновенно изменяется в любой точке пласта.

Расчет давления производился по модели Христиановича А.С. и по модели Молоковича Ю.М.

При этом обнаружились следующие тенденции: при использовании функции Бесселя из библиотек фортрана наблюдались существенные скачки давления при малых значениях времени. В случае же использования алгоритмов расчета функции Бесселя в программных продуктах фирмы KAPPA Ing были получены гладкие кривые давления. Поэтому в дальнейшем для изучения релаксационных процессов на удалении от скважины использовались алгоритмы KAPPA Ing .

Результаты расчетов свидетельствуют о следующих тенденциях.

Для модели Щелкачева В.Н. влияние расстояния от скважины на изменение давления и производную представлено на рисунках 1, 2. Отмечается запаздывание изменения давления. При этом происходит уменьшение и полное исчезновение максимума давления на больших расстояниях от скважины. Другими словами, влияние послепритока жидкости практически исчезает при удалении от скважины.

Для модели Христиановича А.С., т. е. при учете конечной скорости распространения возмущений, наблюдаются иные тенденции. На всех кривых давления локальный максимум, вызванный запаздыванием изменения скорости, существует, но уменьшается с удалением от скважины. При этом в логарифмических координатах наблюдается даже возрастание этого максимума с удалением расстояния от скважины (рис. 3). Производная давления содержит максимальные отклонения на расстоянии, равным радиусу скважины. По мере удаления от скважины экстремумы уменьшаются (рис. 4). Это свидетельствует о том, что влияние релаксационных процессов на удалении от скважины ослабевает. В частности, сопоставление рис. 1 и 3 свидетельствует, что на расстоянии 100 м при времени 10 часов давление в обоих случаях одинаково и равно величине около 0,1 МПа.

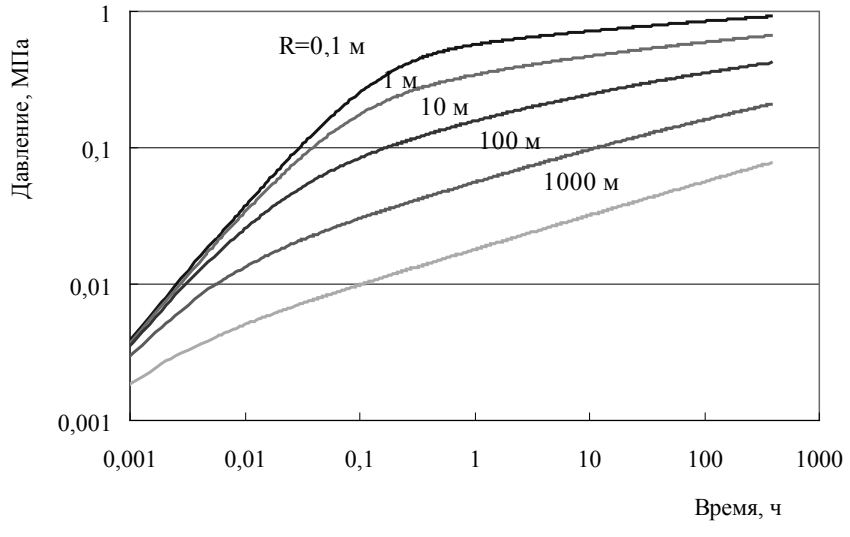


Рис. 1. Влияние расстояния от скважины на изменение давления для модели Щелкачева В.Н.

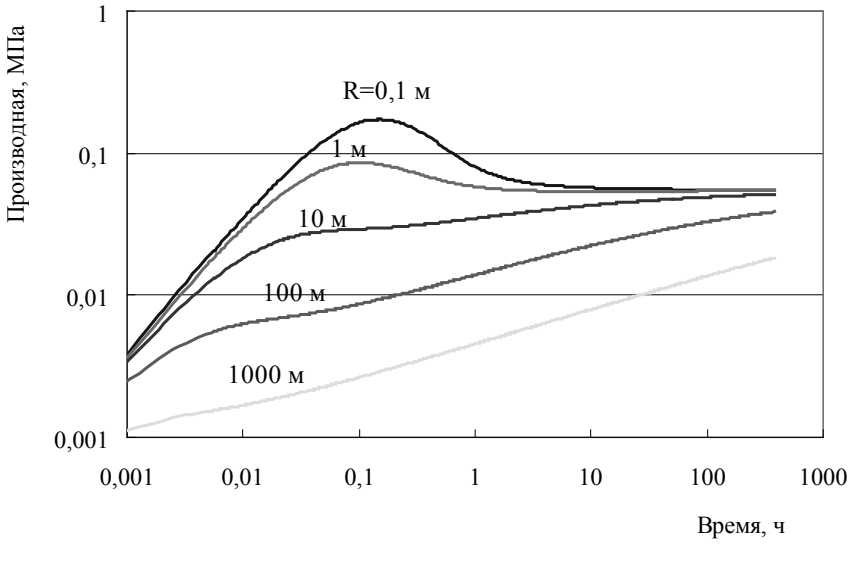


Рис. 2. Влияние расстояния от скважины на изменение производной для модели Щелкачева В.Н.

В частности, сопоставление рисунков 1 и 3 свидетельствует, что на расстоянии 100 м при времени 10 часов давление в обоих случаях одинаково и равно величине около 0,1 МПа.

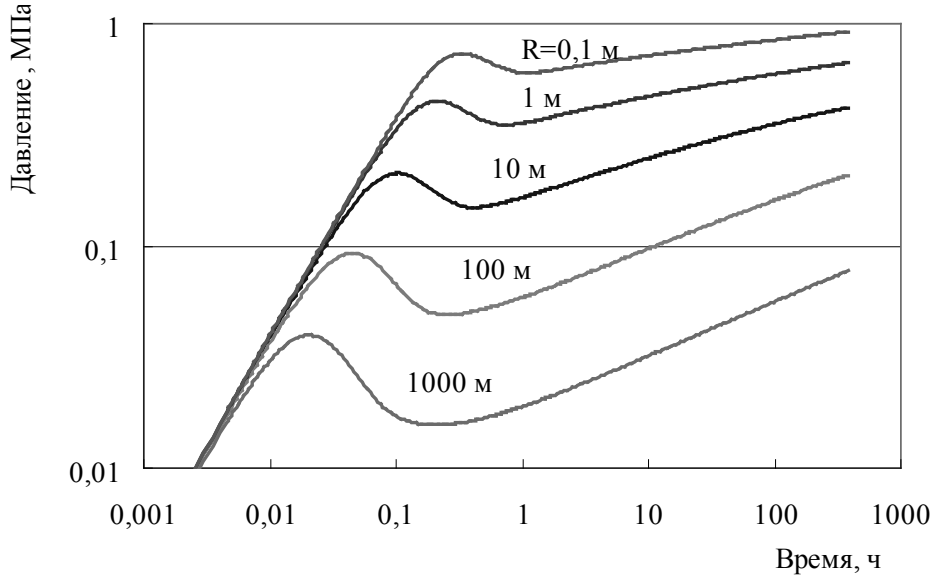


Рис.3. Влияние расстояния от скважины на изменение давления для модели Христиановича А.С.

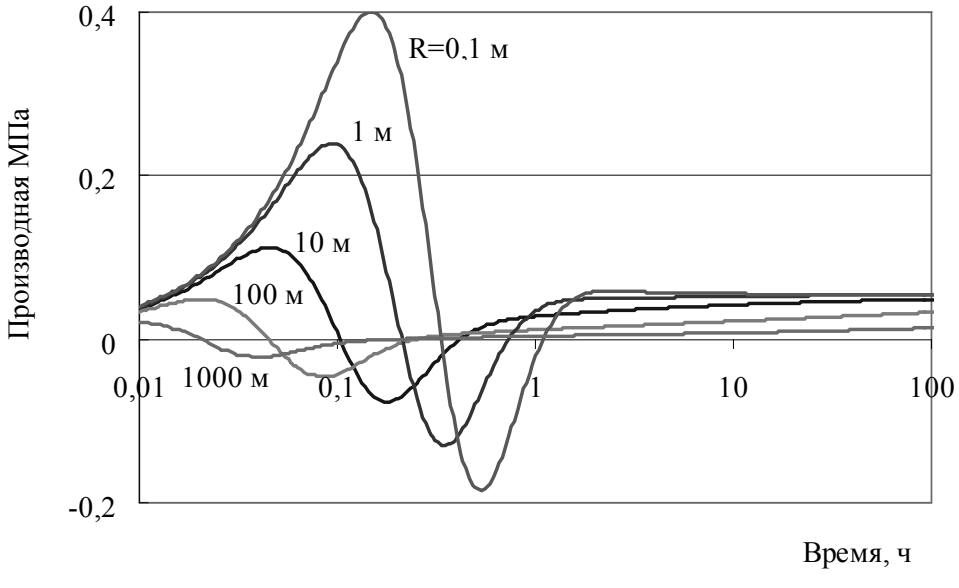


Рис. 4. Влияние расстояния от скважины на изменение производной для модели Христиановича А.С.

Тем не менее, релаксационные процессы вносят свой вклад при малых значениях времени и в общем случае их необходимо учитывать. Аналогичные тенденции наблюдаются и при использовании релаксационной модели Молоковича Ю.М. (рис. 5, 6). Только в рассматриваем случае при условии Tp/Tv=5 наблюдается запаздывание установления давления. При больших значениях времени давления совпадают со значениями давления по другим моделям.

Наиболее точно изменение давления характеризует рис. 7, на котором представлены результаты расчетов по всем трем сравниваемым моделям. Независимо от радиуса характер изменения давления совпадает при больших значениях времени (более 10 часов в данном примере). При меньших значениях времени происходит влияние релаксационных процессов. При этом для R=0,1 м влияние релаксационных процессов происходит в большей степени по сравнению с влиянием этих процессов при R=100 м (рис. 8).

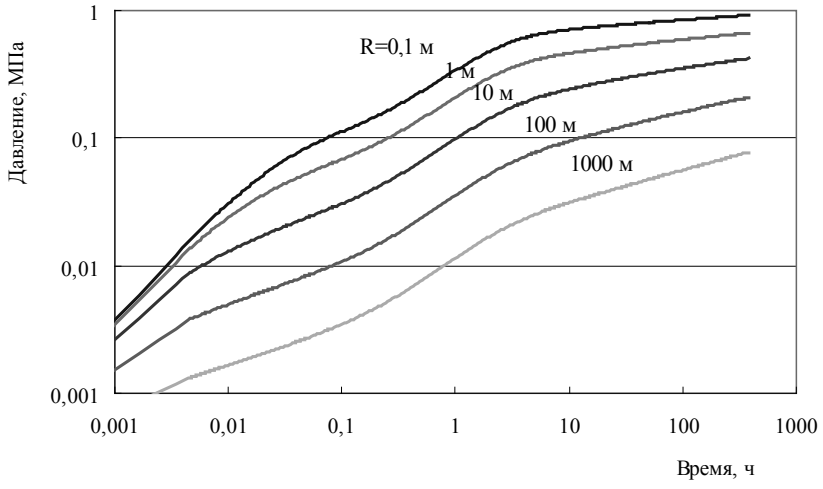


Рис. 5. Влияние расстояния от скважины на изменение давления для модели Молоковича Ю.М. при Tp/Tv=5.

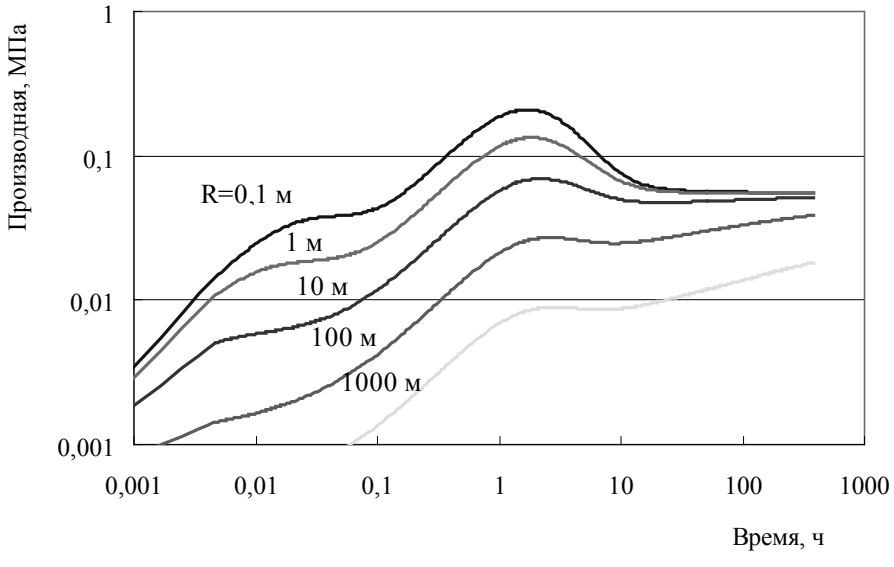
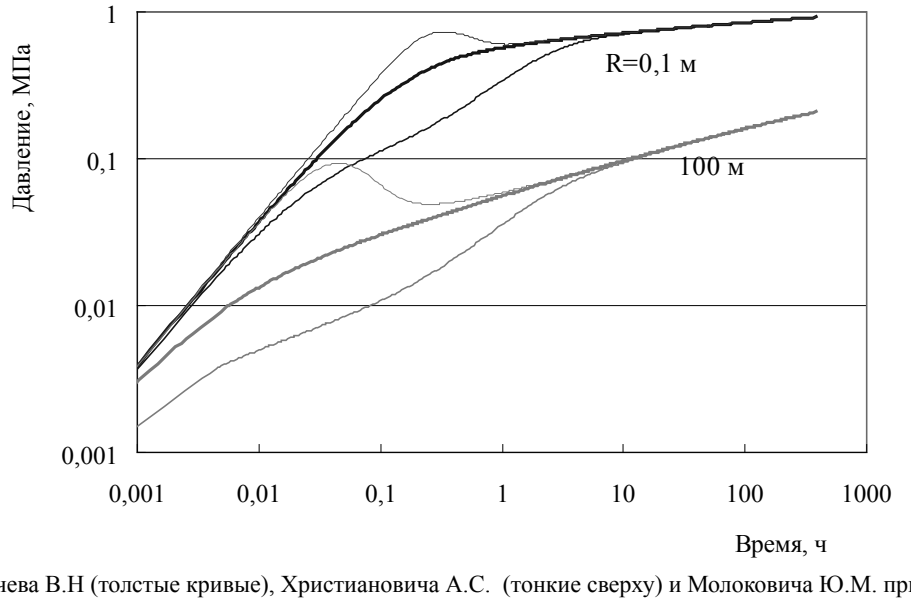
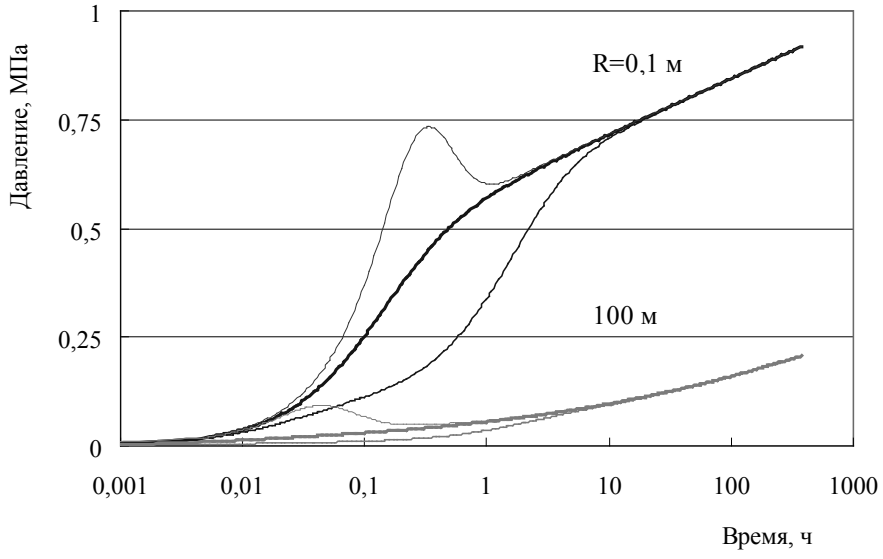


Рис. 6. Влияние расстояния от скважины на изменение производной для модели Молоковича Ю.М. при Tp/Tv=5.



по модели Щелкачева В.Н (толстые кривые), Христиановича А.С. (тонкие сверху) и Молоковича Ю.М. при Tp/Tv=5 (тонкие снизу)

Рис. 7. Изменение давления при принятии различных моделей на стенке скважины 0,1 м и на удалении 100 м в билогарифмических координатах.



по модели Щелкачева В.Н (толстые кривые), Христиановича А.С. (тонкие сверху) и Молоковича Ю.М. при Tp/Tv=5 (тонкие снизу)

Рис. 8. Изменение давления при принятии различных моделей на стенке скважины 0,1 м и на удалении 100 м в полулогарифмических координатах.

Таким образом, результаты исследования влияния радиуса на характер изменения давления, рассчитанного по различным моделям, свидетельствует о следующих тенденциях.

Влияние релаксационных процессов на удалении от скважины ослабевает с увеличением времени, так же как и для забойного давления на стенке скважины. При этом отклонение давления по абсолютной величине от давления, рассчитанного по модели Щелкачева В.Н., уменьшается по мере удаления от скважины. Все это приводит к тому, что в случае большого времени исследования при гидропрослушивании нет необходимости использовать релаксационные модели. При исследовании коллекторов с высокими фильтрационными параметрами использование релаксационных моделей может повысить достоверность интерпретации результатов гидропрослушивания.

Литература

1. Баренблатт Г. И., Желтов Ю.П. Об основных уравнениях фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах // ДАН СССР. – 1960. – Т. 132. – №3. – С. 545-548.

2. Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 212 с.

3. Иктисанов В.А., Байгушев А.В., Гарипова Л.И. Учет конечной скорости распространения возмущений при неустановившейся фильтрации жидкости// Нефтяное хозяйство. – 2010. - №2. – С. 78–80.

4. Мирзаджанзаде А.Х., Ковалев А.Г., Зайцев Ю.В. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей. – М.: Недра, 1972. – 200 с.

5. Пьезометрия окрестности скважины. Теоретические основы / Ю.М. Молокович, А.И. Марков. А.А. Давлетшин и др. – Казань: Изд-во ДАС, 203 с.

6. Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации: Монография: В 2 ч. - М.: Нефть и газ, 1995. –Ч. 2. – 493 с.

7. Allain O., Tauzin E. et al. Dynamic Flow Analysis // KAPPA 2007

Horne R.N. Modern well test analysis. A computer-aided approach. - Petroway, Inc., 2000. – 257 p.

ГРАВИМЕТРИЧЕСКИЕ И ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА СТАДИИ ЗОНАЛЬНО-РЕГИОНАЛЬНЫХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ПЕРМСКОГО КРАЯ

И.В.Геник, Г.В.Простолупов, А.А.Борисов

Учреждение Российской академии наук Горный институт Уральского отделения РАН, Пермь, Россия

В регионах России новые направления поисков и разведки углеводородного сырья связаны как с изучением новых площадей и объектов, так и с применением новых аппаратурных и интерпретационно-методических технологий. Пример такого рода исследований – зонально-региональные геологоразведочные работы на Гайнинской площади (север Пермского края), размер площади – 3420 км^2, которые включали в себя сейсморазведку, гравиразведку, аэрокосмогеологические и геохимические исследования.

В тектоническом плане территория работ расположена на северо-восточной окраине Русской плиты, имеющей беломорско-карельский складчатый фундамент, на границе с Тимано-Печорским блоком байкалид; север площади захватывает крайнюю юго-западную часть Предтиманского прогиба. По отложениям палеозойского комплекса площадь находится в пределах Камского свода. На исследуемой территории отсутствуют рифейские отложения, а на архейско-нижнепротерозойских породах залегает вендская толща мощностью от 800 м на западе до 1100 м на востоке. Палеозойский осадочный чехол имеет мощность порядка 1500 м и включает позднедевонские, каменноугольные, пермские отложения. Отдельные слои осадочного чехла выклиниваются или сокращаются по толщине в западном направлении. Основными нефтематеринскими свитами являются саргаевско-ливенские отложения верхнего девона и, по-видимому, бородулинские – верхнего венда, а для юго-востока площади – прослои тиманского горизонта верхнего девона.

Гайнинская площадь характеризуется весьма неравномерной геолого-геофизической изученностью, что выражается в нерешенности задач, характерных для регионального этапа геологоразведочного процесса. На площади пробурено шесть глубоких скважин. Скважины 3, 7, 19 вскрыли отложения верхнего венда, а остальные три – отложения верхнего девона: скв. 26 и 6 – франского яруса, а скв. 2 – фаменского яруса. Вблизи южной границы изучаемой территории пробурено около трех десятков структурных скважин. Для исследуемой территории выполнены: а) гравиразведка масштаба 1:200 000 в 1960-е гг.; б) аэромагнитная и комплексная аэрогеофизическая съемка масштаба 1: 50 000 и 1: 25 000 в 1983 – 2001 гг.; г) сейсморазведка: МОВ в 1960-е гг. и отдельные региональные профили МОГТ 1991, 2001, 2002, 2005 гг. Основной интерес из выполненных ранее работ представляли сейсмические и гравиметрические исследования 2005 г. по профилю Чернореченский-Тимшер, в результате которых выявлены особенности геологического строения изучаемой территории, построена структурная схема поверхности дорифейского фундамента и структурная карта отражающего горизонта (ОГ) II, отождествляемого с кровлей терригенных отложений визейского яруса нижнего карбона [2].

Отличительной особенностью работ на Гайнинской площади является использование новейших аппаратурных и интерпретационных геофизических технологий, позволяющих получить детальные высокоинформативные данные и результаты.

Гравиметрические исследования были выполнены высокоточными компьютеризированными гравиметрами AUTOGRAV CG-3M и CG-5 фирмы SCINTREX. Съемка выполнена по 26 профилям общей протяженностью более 750 км с шагом по профилю 200 м. Среднеквадратическая погрешность определения аномалий Буге составила ±0.042 мГал. По тем же профилям были выполнены сейсмические и геохимические работы.

Детальная интерпретация гравитационного поля, полученного в ходе работ на Гайнинской площади, а также данных аэромагнитных съемок позволила решить следующие задачи.

Во-первых, охарактеризовать плотностные свойства горных пород основных литолого-физических комплексов и выполнить оценку гравитационного эффекта антиклинальных объектов с размерами, наиболее вероятными для исследуемой территории. Наибольшие эффекты в гравитационном поле создаются гравиактивными границами, приуроченными к кровле сульфатно-карбонатных пород кунгурского яруса нижнепермских отложений и к кровле кристаллического фундамента.

Во-вторых, построены трансформанты гравитационного и магнитного полей, характеризующие площадь в целом, анализ которых показывает, что фоновые и аномальные части полей Δg и ΔT обладают значительным подобием (рис. 1). Фоновые части имеют вид субширотной седловины, которая для гравитационного поля смещена несколько к северу по сравнению с магнитным полем. Аномальные компоненты также имеют значительное сходство друг с другом (П-образный вид положительных аномальных зон). Основное различие аномалий связано с интенсивной отрицательной аномалией гравитационного поля вдоль западной части профиля Чернореченский-Тимшер.

Во-третьих, построены трансформанты, характеризующие различные интервалы глубин кристаллического фундамента (6-8 км; 2.3-3.3 км) и осадочного чехла (1.6-2.3 км – вендская толща; 0.85-1.4 км). Для фундамента установлено различие строения верхнего и нижнего этажей, предполагаемые тектонические нарушения и картина блочного строения. Для осадочного чехла в интервале глубин 0.85-1.4 км выделены положительные гравитационные аномалии, характеризующие антиклинальные объекты по ОГ $II^{П}$, приуроченного к кровле турнейского яруса нижнего карбона. Всего намечено 30 участков, перспективных на выявление локальных поднятий.

В результате аэрокосмогеологических исследований выделены региональные, зональные и локальные прямолинейные линеаменты, отобразившие предполагаемые трещинно-разрывные структуры в осадочном чехле и фундаменте. Произведено неотектоническое районирование территории с выделением блоковых структур, характеризующихся различной неотектонической активностью.

При геохимических работах выполнялись две модификации газогеохимических съемок: атмогеохимические – основанные на исследовании состава подпочвенного воздуха; литогеохимические – основанные на анализе сорбированных почво-грунтами газов [1]. Атмогеохимические исследования проводились по сети гравиметрических профилей с шагом опробования 500 м. На выявляемых аномальных участках шаг опробования сгущался до 100 м, и проводился отбор проб грунтов для исследования в лабораторных условиях состава сорбированных газов. Общее количество замеров состава подпочвенного воздуха составило 1831, исследованных проб сорбированных газов – 2000.

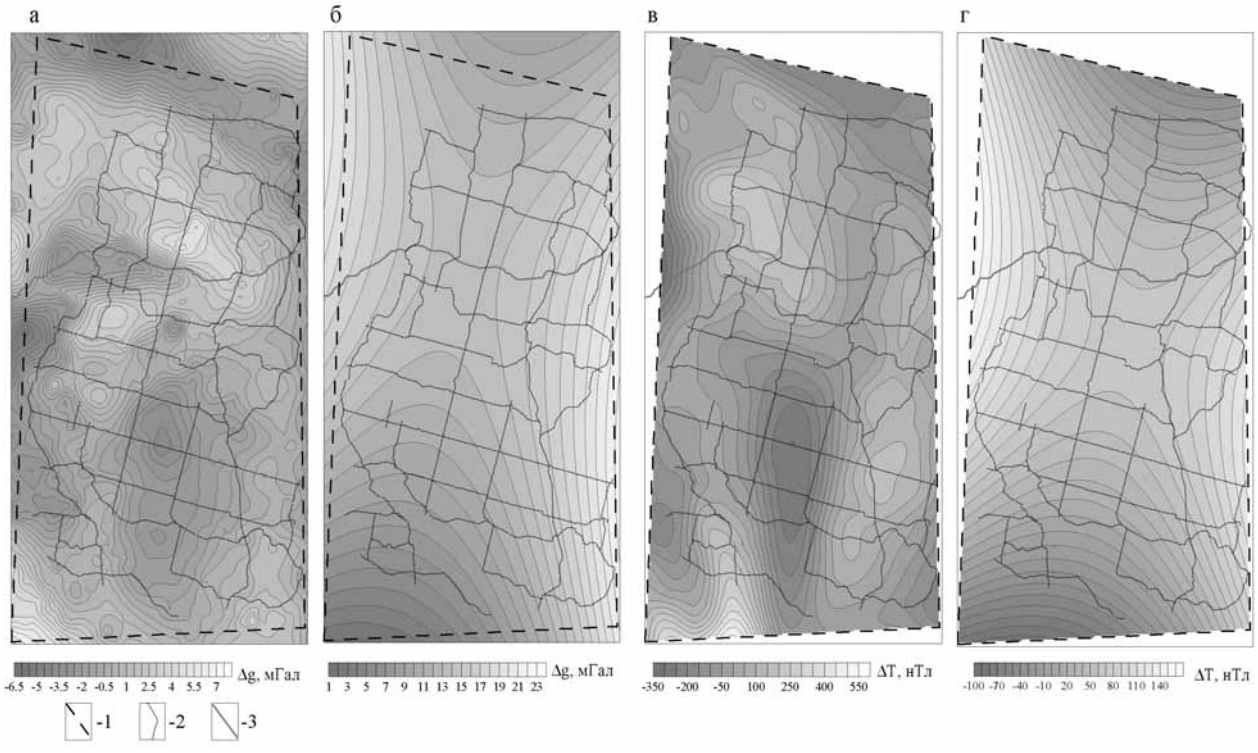


Рис. 1. Трансформанты гравитационного (а, б) и магнитного полей (в, г)
а, в – локальные составляющие; б, г – фоновые составляющие
1 – граница площади работ; 2 – пункты гравиметрических наблюдений; 3 – региональный профиль Чернореченский-Тимшер.

Для общей характеристики состава подпочвенного воздуха использован комплексный показатель контрастности атмогеохимических аномалий, представляющий аддитивную сумму превышений коэффициентов контрастности отдельных показателей (метана, углеводородных газов и летучих органических соединений) над верхним пределом фона. Наиболее интенсивные аномалии по данному параметру отмечаются, преимущественно, в зонах пониженных значений аномальной составляющей гравитационного поля (рис. 1а), расположенных вдоль профиля Чернореченский-Тимшер и в южной половине площади.

При общей характеристике сорбированных газов рассчитан комплексный показатель контрастности литогеохимических аномалий, представляющий аддитивную сумму превышений коэффициентов контрастности бутанов и пентанов над верхним пределом фона. Указанные газы характеризуют возможное проявление вертикальных ореолов залежей углеводородов. Аномалии данного параметра расположены преимущественно в северной половине площади, а для южной части находятся в основном вблизи западной и восточной границ.

С целью отражения характера распределения углеводородных компонентов в подпочвенном воздухе и сорбированных газах рассчитан комплексный показатель контрастности геохимических аномалий Zc, учитывающий значения как атмогеохимических, так и литогеохимических параметров, что позволило получить общую картину характера приповерхностного газового фона.

С учетом комплекса полученной информации о характере приповерхностного газового фона выделяемые геохимические аномалии разделены на две группы: аномалии нафтидного типа и аномалии неясного генезиса. Наиболее интенсивным источником формирования аномалий «нафтидного» типа является проявление в приповерхностной части разреза ореолов рассеяния залежей углеводородов. Вместе с тем, не исключается, что некоторые из данных аномалий могут отражать более интенсивное «дыхание недр» в зонах повышенной проницаемости осадочного чехла. В качестве основного критерия разделения аномалий принято присутствие в сорбированных газах повышенных концентраций бутанов и пентанов. Проведенная обработка газогеохимической информации позволила выделить в пределах исследованной территории 23 аномальных участка, различающихся количеством аномальных проб, площадью и степенью контрастности. В большинстве случаев выделенные аномальные зоны имеют сложную мозаичную структуру. Данное явление обусловлено, по всей видимости, различными масштабами накопления и сохранения миграционных углеводородов в зоне геохимического зондирования, зависящими как от литологического состава и сорбционных свойств опробуемых почво-грунтов, так и от влияния бактериальных и экзогенных факторов.

Результаты интерпретации данных геопотенциальных методов и геохимии представлены на рис. 2. По данным гравиметрии и магнитометрии выявлены вероятные нарушения в осадочном чехле и зоны разломов в фундаменте. Положительные аномалии, выявленные по данным гравиразведки достаточно хорошо совпадают со структурами и приподнятыми участками, выявленными сейсморазведкой, кроме того, намечены дополнительные вероятные

антиклинальные объекты. По данным газогеохимии проведена ранжировка локальных поднятий по степени перспективности на выявление залежей углеводородов.

В итоге зонально-региональных геологоразведочных работ, выполненных на Гайнинской площади, проведена комплексная интерпретация гравиметрических и магнитометрических материалов с результатами сейсморазведочных работ, аэрокосмогеологических и геохимических исследований, выделены и охарактеризованы перспективные объекты для дальнейших геолого-геофизических работ и лицензирования.

Работа выполнена при поддержке РФФИ, грант 10-05-96025.

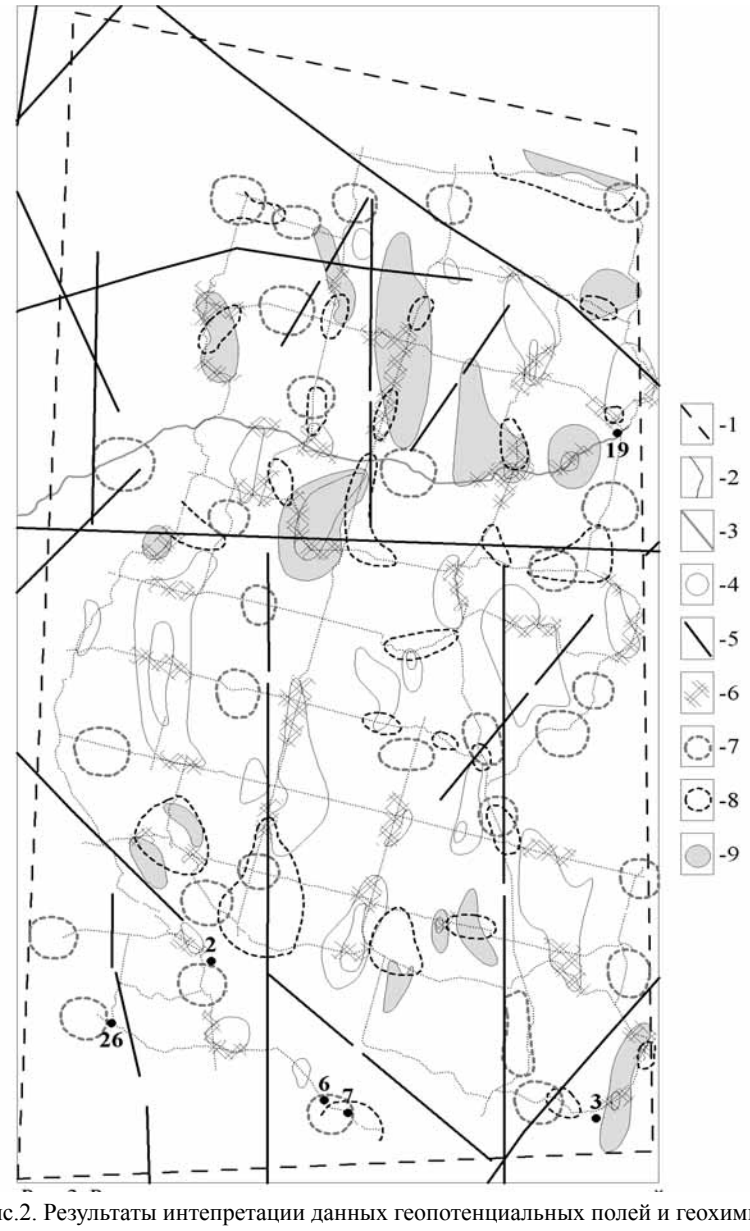


Рис.2. Результаты интепретации данных геопотенциальных полей и геохимии.
1 – граница площади работ; 2 – пункты гравиметрических наблюдений; 3 – региональный профиль Чернореченский-Тимшер; по данным сейсморазведки: 4 – структуры и приподятые участки по ОГ II^{II}; по данным гравиразведки: 5 – вероятные нарушения и зоны разломов, 6 – положительные аномалии на профилях, совпадающие со структурами и приподнятыми участками, 7 – локальные поднятия, прогнозируемые по положительным аномалиям гравитационного поля; по данным геохимических методов: 8– аномалии, 9 – поднятия ОГ II^{II}, перспективные на выявление залежей углеводородов.

Литература

1. *Бачурин Б.А., Борисов А.А.* Научно-методические подходы к проведению поисково-геохимических исследований / Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности: Материалы Всерос. конф-ции. – М: ГЕОС, 2007. – С.34–35.

2. *Геник И.В., Чадаев М.С.* Региональные гравиметрические работы на северо-западе Пермского края по профилю Чернореченский-Тимшер // Геодинамика. Глубинное строение. Тепловое поле Земли. Интерпретация геофизических полей. Пятые научные чтения памяти Ю.П.Булашевича. Материалы. – Екатеринбург: ИГф УрО РАН, 2009. – С. 92–95.

ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ИННОВАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СУБЪЕКТОВ МАЛОГО И СРЕДНЕГО ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬСТВА В НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ.

А.Р. Гиниятуллин
ЗАО «КМПЭМ»

Формирование и развитие инновационного сектора экономики рассматривается сегодня на государственном уровне как одно из основных направлений государственной политики.

Как отметил Богданов Н.А. в своей статье, в современном глобальном мире только инновационной путь развития обеспечивает прогресс.

Малое и среднее предпринимательство – питательная среда инновационного бизнеса. Для существенного роста субъектов малого и среднего предпринимательства необходимо создание благоприятных условий, в частности организация правовой, финансовой и информационной поддержки их инновационной деятельности.

Федеральный закон «О развитии малого и среднего предпринимательства» [1] предусматривает оказание поддержки субъектам малого и среднего предпринимательства в области инноваций и промышленного производства органами государственной власти и органами местного самоуправления в виде:

1) создания организаций, образующих инфраструктуру поддержки субъектов малого и среднего предпринимательства и оказывающих поддержку субъектам малого и среднего предпринимательства, в том числе технопарков, центров коммерциализации технологий, технико-внедренческих и научно-производственных зон, и обеспечения деятельности таких организаций;

2) содействия патентованию изобретений, полезных моделей, промышленных образцов и селекционных достижений, а также государственной регистрации иных результатов интеллектуальной деятельности, созданных субъектами малого и среднего предпринимательства;

3) создания условий для привлечения субъектов малого и среднего предпринимательства к заключению договоров субподряда в области инноваций и промышленного производства;

4) создания акционерных инвестиционных фондов и закрытых паевых инвестиционных фондов.

Вместе с тем, как уже неоднократно озвучивалось на всевозможных конференциях и в научной литературе действие названного закона не распространяется на субъектов малого и среднего предпринимательства в нефтяной отрасли России, так как, с одной стороны, согласно закону финансовая поддержка субъектов малого и среднего предпринимательства не может оказываться субъектам малого и среднего предпринимательства, осуществляющим добычу и реализацию полезных ископаемых, за исключением общераспространенных полезных ископаемых, с другой стороны, малые нефтяные компании и малые нефтесервисные компании не подпадают под установленные законом критерии субъектов малого и среднего предпринимательства.

Следовательно, необходимо принятие специального закона, действие которого распространить на малые и сервисные компании в нефтяной отрасли России, в том числе установить критерии их отнесения к субъектам малого предпринимательства в нефтяной отрасли России, предусмотреть формы их поддержки, в том числе в области инновации и промышленного производства.

Будущее нефтяной промышленности, ее конкурентоспособность на рынке все в большей степени определяются эффективностью применяемых в ней технологий, методов разведки, разработки и эксплуатации месторождений, уровнем технического обслуживания.

Общей сырьевой и производственной базой небольших отечественных нефтедобывающих и сервисных компаний, не входящих в вертикально интегрированные структуры, являются в основном мелкие и средние месторождения, а также трудноизвлекаемые запасы углеводородов, расположенными в сложных горно-геологических условиях. Вовлечение последних (высоковязких, высокосернистых, низкопроницаемых, высокотермальных, подгазовых, удаленных от коммуникаций и др.) в разработку связанно с активной инновационной деятельностью, с необходимостью внедрения новых дорогостоящих технологий и оборудования. Это особенно важно для нефтедобычи на истощенных месторождениях, где инновации позволяют снизить рост затрат на эксплуатацию в условиях прогрессирующей обводненности [2].

Подтверждение названные положения получили в Постановлении Правительства РФ «О федеральной целевой программе «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007–2012 годы [3], где в качестве приоритетных обозначены 6 направлений, в том числе создание научно-технологического задела в области рационального природопользования. Одним из способов повышение эффективности воспроизводства, добычи и переработки топливно-энергетических ресурсов и решения проблемы нерациональное недропользования является развитие малых предприятий в нефтяной отрасли.

Однако вторым сдерживающим фактором развития малого предпринимательства является отсутствие законодательства в области инноваций. Прежде чем предоставлять налоговые и иные льготы субъектам хозяйствования, необходимо законодательно закрепить сущностное содержание категорий «инновация», «инновационная деятельность», для того чтобы четко понимать, каким же предприятиям и за что государство намерено оказывать поддержку.

Доктрины, как экономическая, так и юридическая, не сформулировали единого понятия инновации, что также затрудняет выработку научно обоснованных системных подходов совершенствования законодательства в данной сфере.

Так, определение инновации встречается в Постановлении Правительства РФ от 24 июля 1998 г. № 832 «О концепции инновационной политики РФ на 1998–2000 годы» [4]. Согласно названному акту инновация (нововведение) – конечный результат инновационной деятельности, получивший реализацию в виде нового или усовершенствованного продукта, реализуемого на рынке, нового или усовершенствованного технологического процесса, используемого в практической деятельности. Инновацию можно также определить как продукцию инновационной деятельности – внедренные научно-технические или научно-технологические достижения, освоенные в производстве новые или усовершенствованные товары, услуги или технологические процессы [5].

Более широкое определение инновации дается в приказе Росстата от 30 октября 2009 г. № 237 «Об утверждении статистического инструментария для организации федерального статистического наблюдения за деятельностью, осуществляемой в сфере науки и инноваций» [6], в котором закреплено определение инновации как конечного результата инновационной деятельности, получившего воплощение в виде нового или усовершенствованного продукта (товара, работы, услуги), производственного процесса, нового маркетингового метода или организационного метода в ведении бизнеса, организации рабочих мест или организации внешних связей.

Анализ названных нормативных актов приводит к выводу, что инновация – это результат инновационной деятельности, что не совсем верно.

Наиболее правильным, на наш взгляд, является определение инновации, как созданное с использованием новейших научных достижений и внедренное на рынке или в практической деятельности, новшество, воплощенное в новых товарах (работах, услугах) или процессах [7]. Причем остается открытым вопрос, какими критериями следует руководствоваться при определении инновации как новшества. По нашему мнению, одним из возможных способов определения того, что предприятие осуществляет инновационную деятельность, является использование организацией на установленных законом основаниях в своей производственной деятельности инновационного продукта, что должно подтверждаться:

- иностранным патентом или свидетельством на объект интеллектуальной собственности, полученным в течение последних 5-10 лет;
- лицензионным договором, заключенным в течение последних пяти лет;
- сублицензионным договором, заключенным в течение последних пяти лет.

Также неоднозначно определяется инновационная деятельность. Например, в федеральной целевой программе «Основные направления политики Российской Федерации в области развития инновационной системы на период до 2020 года» [8] термин инновационная деятельность используется в следующем значении. Инновационная деятельность – выполнение работ и (или) оказание услуг, направленных на:

- создание и организацию производства принципиально новой или с новыми потребительскими свойствами продукции (товаров, работ, услуг);
- создание и применение новых или модернизацию существующих способов (технологий) ее производства, распространения и использования;
- применение структурных, финансово-экономических, кадровых, информационных и иных инноваций (нововведений) при выпуске и сбыте продукции (товаров, работ, услуг), обеспечивающих экономию затрат или создающих условия для такой экономии.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 24 июля 1998 г. № 832 «О концепции инновационной политики РФ на 1998-2000 годы» инновационная деятельность рассматривается как процесс, направленный на реализацию результатов законченных научных исследований и разработок либо иных научно-технических достижений в новый или усовершенствованный продукт, реализуемый на рынке, в новый или усовершенствованный технологический процесс, используемый в практической деятельности, а также в связанные с этим дополнительные научные исследования и разработки.

Более узкое определение инновационной деятельности дается в федеральном законе [9] «О защите конкуренции». В нем инновационная деятельность определена как деятельность, приводящая к созданию нового невзаимозаменяемого товара или нового взаимозаменяемого товара при снижении расходов на его производство и (или) улучшению его качества.

Нет единого подхода к определению инновационной деятельности и среди ученых экономистов и юристов. Некоторыми авторами инновационная деятельность рассматривается как научно-исследовательская деятельность, направленная на производство инновационного продукта/услуги [10] . Однако, на наш взгляд, наиболее верным представляется определение инновационной деятельности как процесса, направленного на создание и внедрение инноваций на внутренние или внешние рынки, используемые в практической деятельности. При этом отдельные авторы справедливо отмечают, что научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы могут входить в инновационную деятельность лишь как дополнительные работы постольку, поскольку они направлены на доведение уже имеющихся результатов научно-технической деятельности до стадии практического применения.

Таким образом, в целях создания инновационного и эффективного энергетического сектора страны, провозглашенного «Энергетической стратегией России» до 2030 года необходимо совершенствование действующего

законодательства, которое обеспечивало бы надежную правовую базу инновационного развития экономики, в том числе малого предпринимательства, в связи с чем в ближайшее время необходимо принятие федерального закона «Об инновационной деятельности». При этом учитывая, что малое и среднее предпринимательство в нефтяной отрасли является инновационноемким закреплением статуса малых нефтяных и нефтересурсных компаний в российском законодательстве и принятие закона «О субъектах малого и среднего предпринимательства в нефтяной отрасли» является первоочередной мерой в реализации поставленной цели.

В целях поддержки и развития инновационной деятельности малых нефтяных компаний, по нашему мнению, необходимо:

1. Отменить ввозные таможенные пошлины на приобретаемое технологическое оборудование, не имеющее российских аналогов, при реализации инновационных проектов [11].

2. Субсидировать за счет средств федерального и регионального бюджетов возмещение части затрат на уплату процентов по кредитам, полученным в российских кредитных организациях на приобретение инновационного оборудования и/или инновационных технологий.

3. Предусмотреть налоговые льготы для малых нефтяных компаний, в частности предоставить льготы по налогу на имущество малых нефтяных компаний в отношении оборудования, приобретаемого в рамках реализации инновационных и инвестиционных проектов.

4. Предусмотреть помощь при патентовании, льготы и отсрочки по оплате патентных пошлин.

5. Установить льготный режим амортизационных отчислений, что можно свести к установлению ускоренных сроков амортизации оборудования, особенно его высокотехнологической части.

6. Ускорить принятие федеральных законов «Об инновационной деятельности», «О субъектах малого и среднего предпринимательства в нефтяной отрасли».

7. Предусмотреть возможность льготного страхования имущества.

Литература

1. Федеральный закон от 24.07.2007 № 209-ФЗ «О развитии малого и среднего предпринимательства» // СЗ РФ 30.07.2007, № 31.

2. В.И. Грайфер, М.А. Даниленко «Малый и средний бизнес в нефтяной промышленности России»: – М., Издательская группа «Джет Пресс К», 2000.

3. Постановление Правительства РФ от 17.10.2006 № 613 «О федеральной целевой программе «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологческого комплекса России на 2007–2012 годы // СЗ РФ. 2006. № 44.

4. Постановление Правительства РФ от 24 июля 1998 г. № 832 “О Концепции инновационной политики Российской Федерации на 1998 - 2000 годы” // СЗ РФ. 1998. № 32. Ст. 3886.

5. Закон г. Москвы от 7 июля 2004 г. № 45 «Об инвестиционной деятельности в г. Москве».

6. Приказ Росстата от 30.10.2009 № 237 «Об утверждении статистического инструментария для организации федерального статистического наблюдения за деятельностью, осуществляемой в сфере науки и инноваций» // «Вопросы статистики». № 2. 2010.

7. Договоры в предпринимательской деятельности/О.А. Беляева, В.В. Витрянский, К.Д. Гасников и др.; отв. Ред. Е.А. Павлодский, Т.Л. Левшина. – М.: Статут, 2008. – 509 с.

8. ФЦП «Основные направления политики Российской Федерации в области развития инновационной системы на период до 2010 года». – Утверждена письмом Правительства РФ от 5 августа 2005 г. № 2473п-П7.

9. Федеральный закон от 26.07.2006 № 135-ФЗ «О защите конкуренции» // «Собрание законодательства РФ», 31.07.2006, № 31 (1 ч.).

10. Налоги как инструмент формирования инновационного сектора национальной экономики: методологический аспект // Налоги и налогообложение. 2007. № 12.

11. Лисицина В.Н. О развитии малого и среднего предпринимательства в условиях финансово-экономического кризиса // Предпринимательское право. 2009. № 7.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕНОСНОСТИ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ГРАНИЦ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКИ И ГЕОХИМИИ НА ПРИМЕРЕ СУЕЛГИНСКОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПОДНЯТИЯ

С.Н.Горохова

ООО «ТНГ-Казаньгеофизика»

Предварительная оценка перспектив нефтегазоносности объектов, выявляемых геолого-геофизическими методами, имеет первостепенное значение при заложении глубоких поисковых скважин. Поэтому проведение работ

комплексом «легких» геофизических методов для оценки нефтегазоносности выявленных структур до вскрытия их скважинами является очень важным моментом. Основанием для проведения геофизических поисков является то, что физические свойства нефтегазонасыщенных залежей, а также перекрывающих их пород различаются между собой и отличаются от свойств пород аналогичных структурных этажей тех районов, где нефти и газа нет. Присутствие углеводородов формирует дополнительные физико-геологические неоднородности как в самой залежи, так и вокруг нее и особенно над ней (вплоть до земной поверхности): разуплотнение пород; растворение некоторых минералов и окисление углеводородов, приводящее к возникновению вторичных минеральных образований в порах и трещинах, например, пирита и др.; изменение минерализации подземных вод; образование вокруг залежи субвертикальных зонально-кольцевых физико-химических и деформационных полей, а над залежью - «столбов» пород с измененными физико-химическими свойствами.

Комплекс ЭМЗ-ГХ исследований, проводимый ООО «ТНГ-Казаньгеофизика» позволяет решать следующие задачи:

методом ЗСБ (временная область) – расчленение осадочного чехла на геоэлектрические комплексы, выделение пластов-коллекторов, оценка коллекторских свойств и флюидонасыщения целевых горизонтов;

Метод ЗСБ применяется для расчленения осадочного чехла по удельному сопротивлению слагающих его относительно однородных толщ, прослеживания структурно-тектонических изменений осадочной толщи, выявления и картирования зон локальных неоднородностей в осадочной толще.

методом ВП-СГ (частотная область) – выделение аномалий ВП, связанных с залежами УВ;

Физической основой для постановки метода ВП при оценке нефтеперспективности площадей являются эпигенетические изменения пород под действием миграции углеводородов. Это в основном доломитизация карбонатов, приводящая к повышению сопротивления, и сульфидизация за счет восстановительных реакций при проникновении сероводорода, обеспечивающая повышение параметра поляризуемости.

Эпигенетические изменения охватывают большие объемы пород, во много раз превышающие сами залежи, и могут прослеживаться до дневной поверхности. Зоны эпигенетических изменений пород находят свое отображение в электрических полях ВП.

методом ЗВТ – определение пространственных границ нефтяной залежи;

Проведение работ по технологии зондирований вертикальными токами позволяет проследить распространение ореола эпигенитических изменений горных пород от залежи к дневной поверхности. Это дает возможность при нефтепоисковых работах оконтурить нефтяную залежь и оценить наличие залежи углеводородов в пределах выявленных сейсморазведкой положительных структур.

методом ГХ - выявление аномалий концентраций и соотношений углеводородных газов, обусловленных залежами нефти.

Методика геохимических исследований с применением сорбентов устраняет неточности, присущие стандартной геохимической методике из-за неоднородности сорбционной способности грунтов по участку работ. Кроме того, расширяется спектр анализируемых УВ (до C_{20}), что повышает эффективность и достоверность геохимического метода. Конечным результатом математической обработки и интерпретации геохимических данных является карта вероятности наличия залежей углеводородов.

Комплексирование «легких» методов друг с другом и сейсморазведкой 2Д и 3Д позволяет на более качественной современной основе осуществлять подготовку поднятий под глубокое бурение.

С целью оценки перспектив нефтеносности Суелгинского сейсмического поднятия (Мамадышский район РТ) были проведены электромагнитные зондирования ЗС-ВП и ЗВТ, а также геохимические исследования.

Профильные измерения ЗС- ВП выполнены в объеме 28 пог. км;

Исследования ЗВТ выполнены с использованием кругового электрического диполя (КЭД) с регистрацией вертикальной составляющей магнитного поля – Bz-компоненты на площади в 51 км ^{2}.

Профильно-площадная геохимическая съемка с применением сорбентов и лабораторные работы по определению УВ в почве выполнены в объеме 160 проб.

В региональном тектоническом плане участок работ расположен на юго-восточном склоне СТС. Площадь располагается в пределах Малокирменской гряды Привятского блока. Малокирменская гряда – это обширная изометричная структура, осложненная малоамплитудными локальными поднятиями.

Район работ относится к Дигитлинской нефтегазоносной зоне. Основные промышленные скопления нефти установлены в терригенных коллекторах кыновского горизонта и карбонатных отложениях семилукско-мендымского горизонтов. Северо-восточнее площади работ на Малокирменском поднятии открыта Шийская залежь нефти (четыре из восьми пробуренных скважин вскрыли нефтеносный пласт).

Полевые измерения, обработка и интерпретация осуществлялись при помощи современных аппаратурных (измрители AGE, РЭМП, Хромас Детектор фирмы «Термо» (США), хроматограф «Кристалл 5000.2») и программных средств («СЭГМ», «ПОДБОР-By, Bz», «WLF», алгоритмов математической статистики и машинного обучения для ГХ).

Результаты электроразведочных работ ЗС-ВП представлены схематическими картами распределения поляризуемости и проводимости.

На карте проводимости терригенных отложений девона выделены области повышенной проводимости, предположительно связанные с обводненностью терригенных пластов-коллекторов и зоны выклинивания терригенного коллектора.

Изучены поляризационные свойства ВЧР над известной нефтяной залежью. Зафиксированы две интенсивные аномалии ВП, существенно превышающие уровень регионального фона. Над залежью поле ВП существенно выше, чем в целом для участка работ.

Результатом работ ЗВТ является карта площадного отображения сигнала ЗВТ на времени 201 мс.

Согласно теории ЗВТ площадные распределения сигнала ЗВТ связаны в основном с распределением и миграцией углеводородов. Красные зоны (положительные значения ЭДС) – с повышенным содержанием углеводородов во вмещающей среде, синие зоны (отрицательные значения ЭДС) – с их отсутствием.

В пределах контура Суелгинского сейсмического поднятия по горизонту Д электромагнитное поле имеет отрицательный знак, что указывает на отсутствие здесь нефтяных залежей.

В восточной части площади работ ореол неоднородности ЗВТ представляет собой вытянутую зону северо-восточного простирания, которая может быть перспективной на открытие новых нефтяных залежей.

Карта концентрации изопентана как наиболее контрастного параметра в районе продуктивных и непродуктивных скважин является весьма результативной.

Перспективность поднятия на наличие углеводородов по данным геохимии оценивается по параметру сходства соотношений концентраций УВ-газов в районе скважин с известной нефтеносностью с данными исследуемой площади. Соотношение концентраций УВ-газов в пределах контура Суелгинской структуры по параметру сходства близко к соотношению в районе непродуктивных скважин.

В восточной части площади работ также картируется зона северо-восточного простирания, в пределах которой выделены участки наиболее благоприятные для обнаружения скоплений углеводородов.

Давая оценку нефтеперспективности Суелгинского сейсмоподнятия, можно отметить следующее:

Суелгинское поднятие находится в области отсутствия поляризуемости. Повышение проводимости терригенных отложений девона вызвано обводненностью терригенного коллектора.

Суелгинское поднятие расположено в зоне отрицательных значений сигнала ЗВТ и является неперспективным.

По результатам геохимических исследований в пределах контура Суелгинского поднятия дается отрицательный прогноз по нефтеносности.

По результатам комплексной интерпретации (ВП, ЗС, ЗВТ и геохимии) Суелгинское сейсмическое поднятие является малоперспективным на обнаружение УВ.

Что касается восточной части площади работ:

- по результатам работ ЗВТ и геохимии закартированы три нефтеперспективных участка, в плане совпадающие с гравиметрическими аномалиями положительного знака и приуроченные к приподнятым участкам.

Совместный анализ геофизических и геохимических данных позволил наметить участки наиболее благоприятные для формирования залежей углеводородов, сделать выводы о перспективности исследуемого поднятия.

Таким образом, применяемые электроразведочные и геохимические исследования для оценки нефтеперспективности выявленных сейсморазведкой структур являются обоснованными и целесообразными.

НОВЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ТЕОРИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Е.Б.Грунис

Существующая гипотеза общего геодинамического процесса эволюции Земли включает три составляющих: глубинная геодинамика и производная от нее внутренняя геодинамика литосферных плит, глобальная и региональная геодинамика в целом (тектоника литосферных плит). Формирование осадочных и нефтегазоносных бассейнов связывают с рифтогенезом. В свою очередь, рифтогенез обусловлен эндогенными процессами – мантийными плюмами и диапирами. Необходимым условием для нефтеобразования является присутствие водорода и углерода (независимо от происхождения). Источником водорода являются пластовые воды. Вторым возможным источником водорода может быть внешнее жидкое ядро планеты. Водород диффундирует через мантию к подошве литосферы и образует прерывистый слой пород пониженной вязкости толщиной 50-100 км – **астеносферу**, по этому слою согласно теории тектоники плит происходит перемещение континентов. Есть также предположение, что в астеносфере идет процесс масштабного нефтегазообразования. А углерод широко представлен в недрах земли. Огромное количество углекислого газа выбрасывается в атмосферу при извержении вулканов. Наиболее нефтеперспективными территориями являются территории, примыкающие к подвижным поясам. Приоритет идеи принадлежит Д.И.Менделееву (окраины хребтов), впоследствии эту идею развил И.М. Губкин, назвав эти территории **форландом** подвижных поясов. Но, к сожалению, эти блестящие идеи существуют сегодня на уровне гипотез.

Современная геология гласит: «Все минералы, горные породы и геологические структуры обязаны своим происхождением **геологическим процессам:** магматизм привел к формированию многочисленных минералов, горных пород – магматических, метаморфизм – метаморфических; накопление осадков в морских бассейнах – осадочных горных пород.

Эти неоспоримые факты столь же неоспоримо указывают на возможность создания теории геологических процессов, ибо эти процессы обыкновенные природные процессы. А нам известно, что все природные процессы описываются точными и однозначными законами природы. Следовательно, геологические процессы, как и все природные процессы, могут быть описаны этими же законами.

В самом деле, что такое, например, магматизм, с точки зрения законов природы?

Магма – высокотемпературное расплавленное вещество, имеющее громадную тепловую энергию. С точки зрения законов природы, магма – неравновесная природная термодинамическая система, т.к. имеет энергию. Эта энергия способна выполнить определенную работу, т.е. вызвать магматизм. А сами магматические породы – это результат фазового превращения расплавленного вещества (магмы) и т.д. Другими словами, процесс магматизма полностью подвластен законам термодинамики и фазового превращения вещества и может быть теоретически обоснован этими законами.

Метаморфизм, с точки зрения законов природы, – температурное превращение одной горной породы в другую. Например, известняк превращается в мрамор, глина – в сланец. Основной причиной этого процесса также являются законы термодинамики.

Накопление осадков в морских бассейнах может быть описано законом Архимеда, согласно которому «объем погруженного тела равняется объему вытесненной воды». Физическая сущность вытеснения воды – это подъем уровня, а геологической сущностью подъема уровня воды, возможно, является трансгрессия моря, ибо в природе нет другого закона, который приводит к подъему уровня воды.

Этот же закон указывает и на возможную причину регрессии моря (снижение уровня воды). В природе только один закон приводит к снижению уровня воды, – закон сообщающихся сосудов.

Природные причины вышеперечисленных геологических процессов, с применением законов природы, рассмотрим на примере доархейского этапа магматизма. Геологией этот этап рассматривается как самый первый геологический процесс. Над базальтовым слоем он создал гранитный слой. Над гранитным слоем залегает слой осадочных пород. До формирования гранитного слоя на Земле не было воды и водных бассейнов. Это достаточно однозначный вывод геологии, хотя и относится только к логическому. Вывод этот подтверждается тем, что на Земле нет осадочных пород по возрасту древнее, чем породы гранитного слоя. Но теоретически этот вывод не доказан. Этот вывод великолепно доказывается законами природы.

Итак, первый геологический процесс, первый магматизм, который привел к формированию первых горных пород магматического происхождения в условиях отсутствия воды на Земле.

Обращаемся к термодинамической системе: магма – кристаллические магматические горные породы.

Известный закон термодинамики гласит: «Температура полного плавления равна температуре начала кристаллизации».

Закон доказанный и обязателен для всех веществ, имеющих кристаллическую решетку.

В графическом виде, как известно, этот закон также очень прост и представлен в виде следующей кривой (рис.1), по оси X – время, а по оси Y – температура плавления и кристаллизации. Левая половина кривой содержит информацию о физическом (термодинамическом) состоянии самой магмы. Нас больше интересует правая половина кривой, т. к. она соответствует процессу кристаллизации магмы, при котором происходит формирование магматических горных пород. Информация в этой части также очень большая, но мы пока будем извлекать только ту ее часть, которая доказывает возможность применения законов природы для объяснения природных причин многих и многих геологических процессов.

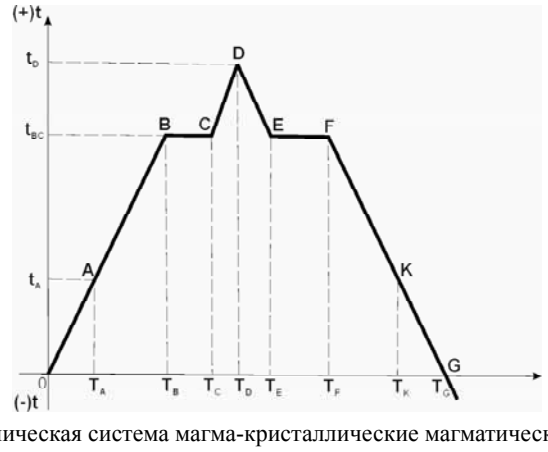


Рис.1. Термодинамическая система магма-кристаллические магматические горные породы.

Как видно из кривой, за время T_f до $T_к$ происходит остывание магмы. Причем, в точке F кристаллизуются горные породы и минералы с самыми высокими значениями температуры плавления и кристаллизации. А в точке К кристаллизуются горные породы и минералы с самыми низкими значениями температуры плавления и кристаллизации.

Часть кривой между точками F и К тоже очень информативная.

Например, пусть в точке F t= 2500^0 С, а в точке К t= 500^0 С. Тогда между точками F и К $\Delta t = 2000^0$ С. Это означает, что теоретически в этом промежутке может кристаллизоваться 2000 разных минералов и горных пород магматического происхождения, которые могут иметь кристаллическую решетку.

Но природа поступила мудрее. Она не стала использовать каждое значение t между точками F и К, а использовала только определенные диапазоны. Поэтому количество минералов и горных пород магматического происхождения значительно меньше, чем количество значений t между этими двумя точками.

Человек, открыв и не нарушая этот закон, начал использовать его теоретические возможности. Создал ряд искусственных расплавов, имеющих также кристаллическую решетку. Это чугун, сталь, дюралюминий, латунь и др. сплавы, которых нет в природе, но они великолепно вписываются в эту же кривую.

Однако теоретические возможности этой кривой на этом не ограничиваются. Можно создать еще много таких расплавов, которых по какой-то причине (пока она нам неизвестной) сама природа создавать не стала.

Не нарушая этот закон, продолжим кривую вниз до пересечения с осью Х, сохраняя ее симметричную форму. Здесь получим точку G, где температура равна нулю...

...Совершенно очевидно, что эта точка ничто иное, как тройная точка воды. В этой точке вода существует в трех фазовых состояниях..., в т.ч. в кристаллическом. Таким образом, у нас есть основание считать, ч**то вода – минерал магматического происхождения, и имеет кристаллическую решетку!!!**

Следовательно, логический вывод о том, что вода на Земле образовалась в результате первого магматизма, полностью и однозначно доказывается законом природы.

Так как кривая кристаллизации нам дала очень большую информацию, попробуем продолжить ее от точки О вниз. В этом случае мы попадем в область отрицательных температур. И эта область ничто иное, **как ... область кристаллизации газов.**

Действительно, современная физика экспериментально установила, что при отрицательных температурах газы сначала переходят в жидкое агрегатное состояние , а затем приобретают ... кристаллическую решетку!!!

Следовательно, все атмосферные газы – вещества кристаллические и произошли... в результате магматизма.

Поскольку эта кривая дала нам большое количество теоретической информации, рассмотрим более детально, дифференцированно, правую часть кривой, которая характеризует процесс кристализации и формирования магматических горных пород (рис.2).

Вполне очевидно, что в точках F_1, F_2, F_3, также как и в точке F, одновременно существуют два фазовых состояния вещества; кристаллические породы и магма. Это означает, что в точке F_1 кристаллизуется магма, имеющая температуру t_{f1}. При этой же температуре горные породы, которые выкристаллизовались в точке F, начинают остывать. Поэтому каждая из этих точек одновременно является температурой остывания магмы и температурой остывания выкристаллизованных пород.

Результат остывания магмы мы уже знаем – это кристаллизация и формирование магматических горных пород.

Рассмотрим, к каким результатам приводит остывание выкристаллизованных горных пород.

Несомненно, t_{f1} в точке F_1 для пород, выкристаллизованных в точке F, достаточно высокая. Поэтому при t_{f1} эти породы подвергаются... температурному изменению. А это ничто иное, **как... региональный метаморфизм**.

Из физики известно, что все кристаллические вещества при остывании уменьшаются в объеме, что обязательно приводит к механическому разрушению этого вещества.

Применив этот закон, получим, что в результате остывания массива выкристаллизованных горных пород на нем формируются ... многочисленные трещины (разломы). Массив горных пород расчленяется... на многочисленные блоки разных форм, размеров и веса, что является причиной формирования трещин (разломов) в теле кристаллического фундамента и причиной формирования блоков кристаллического фундамента.

В эти трещины моментально устремляется магма, которая должна кристаллизоваться уже при более низких температурах.

Внедрение в эти трещины следующей порции магмы – это ничто иное, как … интрузивный магматизм. Это одновременно является и причиной цикличности магматизма.

По следам, оставленным интрузивным магматизмом, можно судить еще об одном геологическом процессе.

Так, например, один блок магматических пород смещен относительно другого и в таком положении сцементирован интрузивной магмой. Это явление свидетельствует о том, что интрузивной магмой отдельные блоки магматических пород выдавливаются вверх. Это ничто иное, **как горообразовательные процессы... или тектонические движения**.

На последнем этапе магматизма кристаллизуются самые легкосплавные минералы и горные породы. Неравновесная термодинамическая система получает температурное равновесие, ее тепловая энергия переходит в энергию кристаллической решетки горных пород и минералов магматического происхождения.

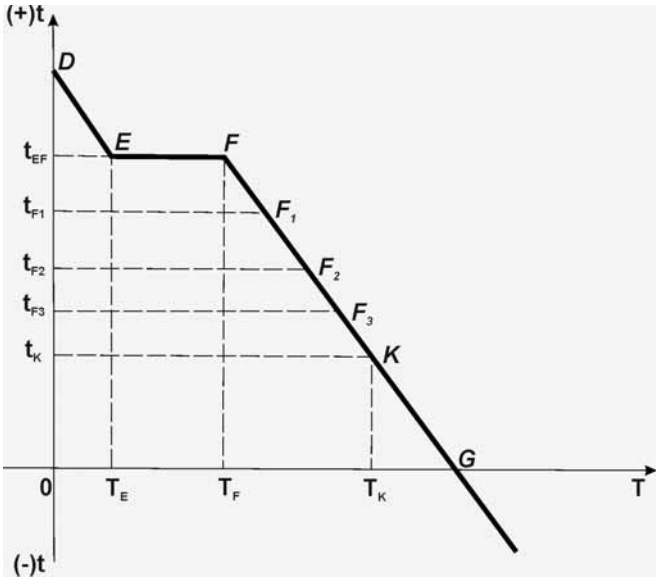


Рис.2. Кристаллизация и формирование магматических горных пород.

По результатам проделанной работы по неравновесной термодинамической системе можно сделать следующие выводы:

1. Произошло фазовое превращение вещества. Было одно (расплавленное) вещество, получилось твердое (гранитосфера), жидкое (гидросфера) и газообразное (атмосфера). При этом, с точностью до одного атома сохранилась и масса расплавленного вещества. Все эти три фазовые состояния вещества объединяются одним свойством – имеют кристаллическую решетку. Следовательно:

2. Вся тепловая энергия неравновесной термодинамической системы перешла в энергию кристаллической решетки горных пород, составляющих:

а) гранитосферу;

б) гидросферу;

в) атмосферу.

Произошло не только фазовое превращение вещества, но и распределение его по удельным весам: гранитосфера, гидросфера, атмосфера.

Поэтому однозначно и доказательно можно сделать вывод о том. что в результате первого магматизма сформировалась не только гранитосфера, но и гидросфера и атмосфера, а также, что все эти 3 сферы состоят ... из кристаллических веществ.

Жидкое и парообразное состояние воды, жидкое и парообразное состояние газов – это всего лишь физические свойства этих веществ и соответствуют температурному режиму Земли.

Итогом проделанной работы по неравновесной термодинамической системе и в отношении геологических процессов являются:

1) магматизм;

2) кристаллизация магмы;

3) формирование горных пород и минералов магматического происхождения;

4) формирование трещин и разломов в кристаллическом фундаменте (гранитосфере);

5) формирование блоков гранитных пород в гранитосфере;

6) интрузивный магматизм и геологические структуры этого магматизма;

7) горообразование, или тектонические движения.

Таким образом:

- Неравновесная термодинамическая система по своим физическим параметрам никакие другие геологические процессы вызывать не может, кроме перечисленных выше. Причем все эти геологические процессы происходят строго в указанной выше последовательности.

- На территориях, где однажды был магматизм, перечисленные выше геологические процессы происходить здесь дальше не будут, т.к. энергия термодинамической системы полностью перешла в энергию кристаллической решетки.

- Все вышеперечисленные геологические процессы однонаправленные, т.к. в природе нет обратимых процессов.

- Все остальные геологические процессы могут происходить только энергией, сосредоточенной в гранитосфере, гидросфере и атмосфере.

Рассмотрим природные причины землетрясений и вулканизма.

Известно, что работа энергии кристаллической решетки – это удержание в электронной и валентной связях атомов и молекул в кристаллической решетке. Известно также, что эта энергия в целом является энергией консервированной.

В лабораторных условиях работа этой энергии проявляется в виде химической реакции, при которой происходит разрушение кристаллической решетки двух веществ и образование кристаллической решетки нового химического соединения.

В природных условиях химическая реакция происходит между горными породами. Этот процесс в геологической науке описан как метасамотизм.

Наиболее благоприятным местом для проявления метасамотизма – трещины и разломы. Это объясняется двумя факторами.

Во-первых, в трещинах входят в контакт (физическую связь) различные минералы и горные породы, между которыми вероятность естественной химической реакции наибольшая.

Во-вторых, трещинные участки – благоприятные участки для проникновения воды и кислорода, которые как самые агрессивные минералы усиливают эту реакцию или, очень часто, являются ее «виновниками».

Одним из результатов химической реакции является образование новых минеральных соединений. Другим важным результатом химической реакции является очаговое повышение температуры и, как следствие, – очаговое плавление пород, или образование в трещинах и разломах лавы.

В свою очередь, образование лавы в разломах и трещинах приводит к расслаблению физической связи между блоками, т.е. начинается процесс разрушения горной цепи, образованной в результате магматизма. Стоит одному блоку принять свое естественное положение, согласно весу и центру тяжести, мгновенно приходят в механическое движение и другие блоки. Мгновенное движение гранитных блоков или их расшатывание – это ничто иное **как … землетрясения...,** продолжительность которых не превышает первых ... десятков секунд.

Как видно, существующее у нас представление о том, что землетрясения являются одним из видов тектонических движений, было абсолютно неверным. Тектонические движения и землетрясения – это два самостоятельных природных процесса, т.к. они имеют разные энергетические основы. Тектонические движения происходят под действием тепловой энергии магмы, а землетрясения – под действием энергии кристаллической решетки. Это однозначно доказывают законы природы и именно поэтому результаты этих двух процессов совершенно разные и ... противоположные. Тектонические движения – процесс созидательный (образоваиие гор и горных цепей), а землетрясения, наоборот, процесс разрушительный (разрушаются горы).

Третьим важным геологическим результатом химической реакции является выход из трещин расплавленного вещества. Правда, этот результат наблюдается не всегда, но факт этот имеет место. Как известно, он до настоящего времени нами (геологами) рассматривался как неопровержимое доказательство наличия природной связи между землетрясениями и магматизмом.

Но между этими геологическими процессами нет никакой связи. Расплавленное вещество, проявляющееся при землетрясениях – это не магма, в широком ее понимании, а всего лишь лава (шлак) горных пород, образованная под действием температуры при химической реакции. При землетрясениях гранитными блоками она выжимается на поверхность. Из этой лавы образуются излившиеся (эффузивные) горные породы. Причем эти породы не кристаллические..., а аморфные (траппы),

В отдельных случаях при землетрясениях лава может запереться между гранитными блоками. При этом улучшаются условия для дальнейшей химической реакции, происходит дальнейший рост температуры и давления лавы. Стоит произойти повторному землетрясению, блоки освобождаются, и лава «фонтаном» выбрасывается на поверхность. А это – ничто иное как... **вулканизм,** который имеет несколько большую продолжительность (от нескольких часов, до нескольких суток), чем продолжительность землетрясений.

Важно отметить, что при вулканизме, так же как и при землетрясениях, происходит формирование... эффузивных горных пород (вулканическое стекло, туф, пепел).

Отсюда вывод: **землетрясения и вулканизм имеют одну и ту же энергетическую основу и представляют собой единый геологический процесс** и не имеют никакого отношения к тектоническим движениям.

Вот почему мы и наблюдаем факты, когда эти природные явления или сопровождают друг-друга, или одно предшествует другому.

Последний пример: землетрясения в Японии, на Сахалине, на Курилах и вулкан Карымский на Камчатке ..., который сопровождался землетрясениями.

Таким образом, природной причиной землетрясений и вулканизма является природная химическая реакция (метасамотизм) между горными породами в трешинах и разломах, а энергетической основой этих процессов является энергия кристаллической решетки.

Этот вывод великолепно подтверждается двумя научными открытиями в геологии.

Так, первое научное открытие сделано институтом Физики Земли АН СССР на Гармском полигоне в Таджикистане в 1968 году[1]. Обнаружено, что удельное электрическое сопротивление массивов горных пород существенно

[1] Бюллетень: «Открытия, изобретения, промышленные образцы, товарные знаки». 1979 г. №443.

снижается за несколько месяцев до толчка. Это природное явление в дальнейшем было подтверждено многими наблюдениями *в* нашей стране и за рубежом и только после этого подтверждения зарегистрировано как научное открытие в 1979 году.

Теперь, на основании вышеописанного, можно твердо и уверенно судить и о природной причине снижения удельного электрического сопротивления горных пород. Такой причиной является метасамотизм (химическая реакция) в трещинах и разломах, При химической реакции начинается интенсивный обмен электронами, что выражается повышенной электропроводностью и, соответственно, снижением удельного электрического сопротивления горных пород.

Второе открытие сделано в 1973 году группой советских ученых (Г.А.Мавлянов, А.Н. Султанходжаев, В.И.Уломов и др.). Ими открыто такое природное явление, как изменение химического состава подземных вод при землетрясениях[1]. Природной причиной такого явления может быть только химическая реакция между горными породами.

Рассмотрим природные причины трансгрессии и регрессии моря и накопления осадков

Принципиальная схема трансгрессии и регрессии моря представлена на рис.3.

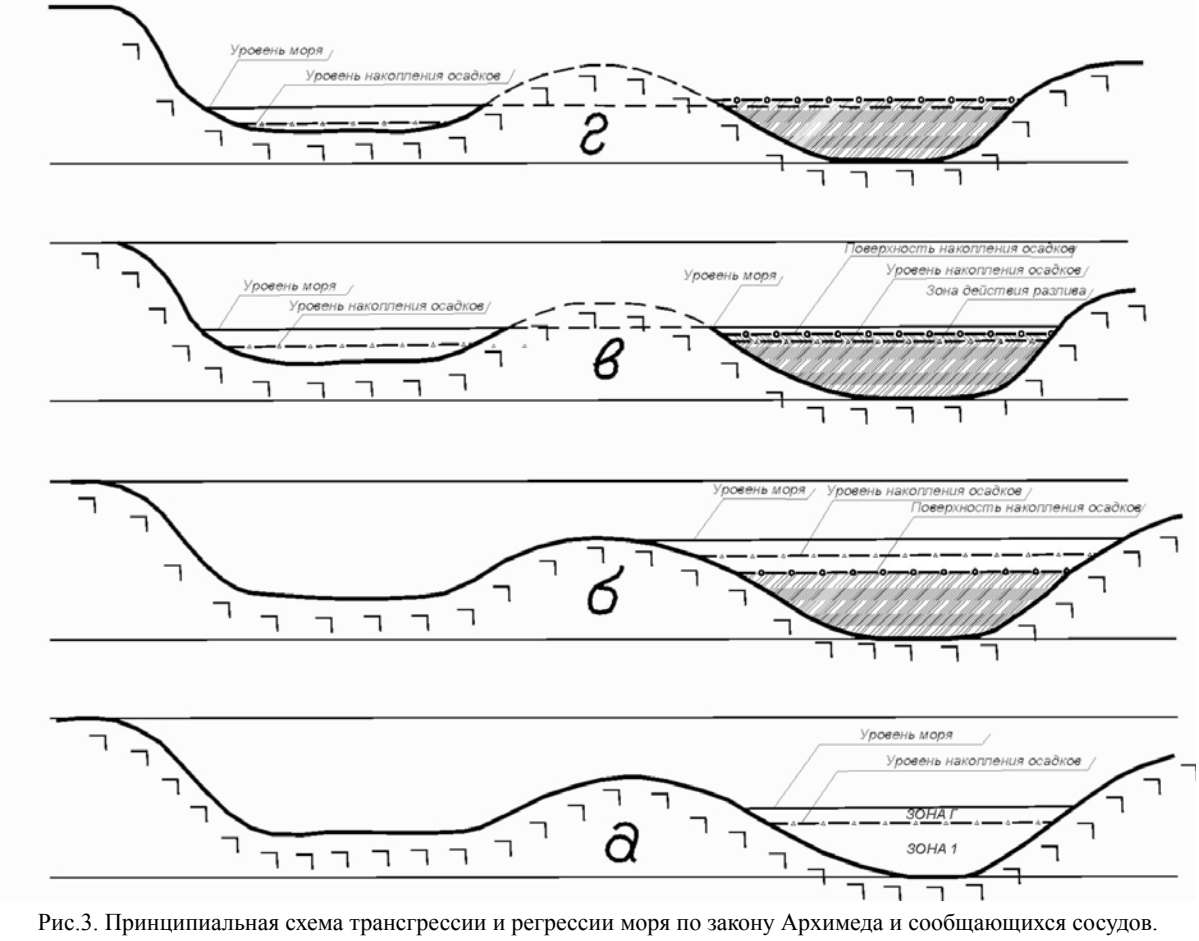


Рис.3. Принципиальная схема трансгрессии и регрессии моря по закону Архимеда и сообщающихся сосудов.

Под индексом а) на этом рисунке представлен морской бассейн только что сформировавшийся в результате доархейского магматизма. Толща воды в нем состоит из двух зон; в зоне *I* вода находится в гидростатическом режиме, т.к. волнение не достигает этих глубин, а в зоне *2* вода находится в гидродинамическом режиме, т.е. в волнении. Поверхность, разделяющую эти зоны, можно принять за уровень, откуда будет идти накопление осадков.

Под индексом б) представлен тот же бассейн, в котором уже накопилась определенная толща осадков. В результате накопления осадков уровень воды поднялся и море наступило на континент. Поверхность осадков и уровень накопления, естественно, также поднимаются.

Под индексами в) и г) представлен бассейн, из которого в результате регрессии вода уходит в другой (левый на рисунке) бассейн. Причем вода может уходить в двух вариантах. В варианте в) часть воды уходит в новый бассейн, а часть остается в прежнем. Такой вариант возможен тогда, когда объем нового бассейна меньше, чем объем воды в прежнем бассейне.

В том случае, если объем нового бассейна будет больше. чем объем воды в прежнем бассейне, то будет вариант регрессии, изображенной на рис. 3 под индексом г).

[1] Открытия в СССР. – М.: Центральный научно-исследовательский институт патентной информации, 1973. – с..24.

В варианте в), таким образом, происходит только снижение уровня моря, а в варианте г) вода полностью покинет морской бассейн.

Рассмотрим, как происходят такие геологические процессы, как накопление и размыв осадков под действием законов сообщающихся сосудов и Архимеда.

Так, при варианте в) регрессия выражается только снижением уровня моря. Разумеется, снижение уровня моря приводит к уничтожению уровня накопления осадков. Накопления осадков нет. Толща воды, находящаяся в гидродинамическом режиме, начинает достигать выступающих частей рельефа морского дна....

… Начинается региональный размыв осадков – основной геологический результат регрессии моря. Так как осадки еще не успели седиментизироваться (уплотниться), то они размываются легко. Часть осадков перерастворяется, а часть переотмучивается и переходит в водную среду. Остаточным продуктом размыва являются ...пески..., «плащом» покрывающие размытую поверхность различных пластов. (Например, песчаные пласты девона на Русской платформе от Урала до Белоруссии и от Саратовской области до Республики Коми). Причем, формирование этих песков происходит одновременно (одночасно, однодневно и т.д.)... не в береговой зоне, а по всему региону (бассейну).

В зоне действия законов гидродинамики, т.е. на вершинах подводных островов формируются пласты крупнозернистых песков, т.к. здесь идет активная сортировка, а на склонах этих островов, соответственно – средне-мелкозернистые пески, затем – алевролиты, а в межостровных пространствах – глины. **Это и есть закон фациального замещения осадков по латерали.**

Размыв осадков в прежнем бассейне, следовательно и формирование здесь песков, будет происходить до тех пор, пока не накопится определенная толща осадков в новом бассейне. Поскольку уровень моря по закону сообщающихся сосудов устанавливается единым для нового и прежнего бассейнов, то накопление осадков в новом бассейне приводит к подъему уровня моря в обоих бассейнах, Таким образом, в прежнем бассейне постепенно начинает восстанавливаться уровень накопления осадков и начинается накопление... одновозрастных осадков в обоих бассейнах.

Важно отметить, что постепенное восстановление уровня накопления осадков в прежнем бассейне будет отмечаться столь же постепенной сменой литологических разностей осадков в вертикальном разрезе. Снизу вверх эта смена выразится в следующем виде: пески (крупно-, - средне, -мелкозернистые); пески алевритистые; алевриты песчанистые; алевриты; алевриты глинистые; глины алевритистые; глины; глины известковистые (мергели); известняки глинистые (доломиты); чистые известняки и гидрохимические осадки.

На рис. 4 приведена принципиальная схема накопления осадков различного литологического состава в пространстве (по латерали) и во - времени (в вертикальном разрезе). Ее следует рассматривать как теоретический разрез. Но очень часто нам приходится описывать разрезы, отличающиеся от теоретического.

Необходимо отметить, что одной из трудных задач геологии является определение возраста песчаных пластов, т.к. в них нет фаунистической характеристики. Как видно из вышеизложенного, формирование песков происходит под действием законов гидродинамики. В этих условиях обитание морских организмов, ведущих донный прикрепленный образ жизни, конечно же, исключено,

Но возможность определения возраста этого песчаного пласта прекрасная. Возраст песчаного пласта равен возрасту отложений..., накопленных в новом бассейне.

Рассмотрим вкратце и вариант г).

Как видно из рисунка, в этом варианте вода полностью покидает морской бассейн. На бывшем морском дне устанавливается... континентальный режим, длительность которого также будет равна возрасту накопленных осадков в новом бассейне. Возврат моря будет в результате накопления осадков в новом бассейне. Возврат моря приведет к уничтожению осадков, накопленных в континентальных условиях. Если часть континентальных отложений сохранится, то отличить их от морских отложений помогает характер наслоения. Накопление осадков в континенталъных условиях происходит не по гидростатическим, а по гидродинамическим законам. Поэтому здесь литологические разности пород располагаются как угодно.

Как видно, формирование осадочных пород, как геологический процесс, происходит по природным законам.

Итак, мы рассмотрели и установили природные причины формирования магматических, метаморфических, эффузивных и осадочных горных пород. Других видов горных пород, как известно, в природе нет. Формирование всех видов горных пород происходит по обыкновенным (давно известным) законам природы.

- Раз сами горные породы формируются по известным законам природы, то геологические структуры в этих породах... **формируются тоже законами природы.**

Рассмотрим, как с помощью законов природы описываются причины формирования геологических структур в породах, описанных выше.

Несмотря на то, что к настоящему времени Геологией установлены многочисленные типы и виды структур атектонического характера, тектонические движения считаются главной причиной формирования геологических структур.

Как видно из вышеизложенного, формирование самих горных пород и геологических структур в них происходит одновременно. Законы природы не позволяют отделить эти два процесса друг от друга.

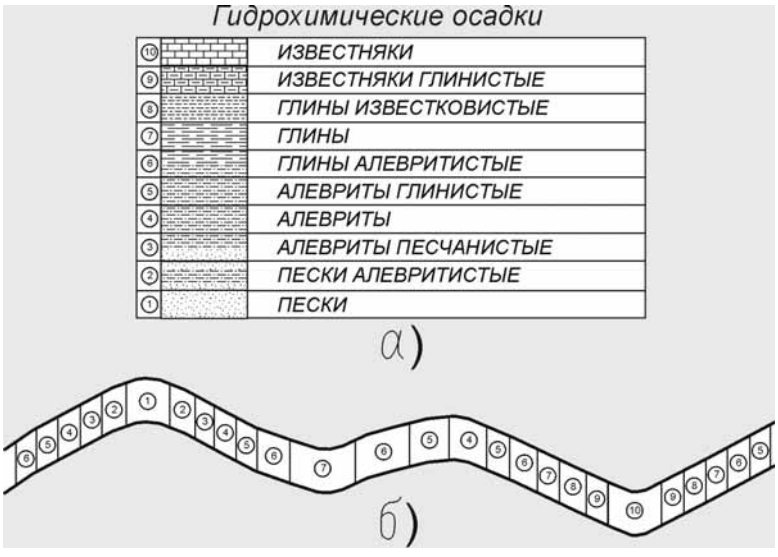


Рис.4. Принципиальная схема накопления осадков по закону Архимеда и сообщающихся сосудов.

Так, например, структуры магматических пород (лакколиты, лаполиты, дайки), являющиеся принадлежностью этих пород, образовались в результате магматизма, т.е. тепловой энергии магмы и никакого отношения не имеют к тектоническим движениям.

Такие геологические структуры в гранитосфере (в кристаллическом фундаменте) как блоки метаморфизованных магматических пород и ограничивающие эти блоки трещины и разломы, образованы в результате метаморфизации (остывания) этих пород и не имеют никакого отношения к тектоническим движениям.

В породах осадочного происхождения формируются структуры облекания рельефа морского дна, эрозионные останцы, рифы и др., которые никакого отношения к тектоническим движениям не имеют.

Во всех типах горных пород геологические структуры могут формироваться землетрясениями. Но землетрясения – совершенно самостоятельные геологические процессы и никак не связаны с тектоническими движениями (горообразованием).

Тектонические движения ставились в основу причин трансгрессии и регрессии моря. Но, как оказалось, и эти геологические процессы могут обходиться без тектонических движений.

Тектоника и тектонические движения объясняют причины формирования горных систем, в пределах которых все пласты осадочных пород смяты в складки (дислоцированы), осложнены разрывными нарушениями... и пронизаны магматическими горными породами. Отсюда и основной вывод тектоники: что, все эти геологические структуры сформированы тектоническими движениями. Поэтому такие горные системы в геологии получили название геосинклинальных областей или подвижных областей, в которых, дескать, происходили периодические опускания и воздымания земной коры.

Территории, где пласты осадочных пород залегают горизонтально и не смяты в складки, получили название платформы, где проявились не вертикальные тектонические движения, а горизонтальные, что служило теоретической основой трансгрессии и регрессии моря.

На основании законов природы рассмотрим механизм формирования геологических структур на примере геологического развития Уральской геосинклинальной области и Русской платформы. Но прежде отметим общие и отличительные черты геологического строения этих двух провинций.

Общим для этих двух провинций является только один признак: одинаковый (палеозойский) возраст осадочных пород, что свидетельствует о том, что эти отложения накопились в пределах одного и того же морского бассейна. Следовательно, эти две геологические провинции развивались совместно и имеют одинаковую геологическую историю накопления осадков.

Остальные признаки сильно отличаются друг от друга:

- Одновозрастные пласты на Урале смяты в складки, а на Русской платформе эти же пласты залегают горизонтально.

- На Урале породы этих пластов метаморфизованы, а на Русской платформе нет.

- На Урале эти пласты пронизаны магматическими породами, а на Русской платформе – нет.

- На Урале под осадочными породами нет гранитосферы, а на Русской платформе осадочные породы накопились на гранитосфере (на породах кристаллического фундамента).

Исходя из этих данных историю геологического развития можно описать следующим образом.

После первого магматизма, происходившего на Русской платформе в архейское время, образовалось первое море непосредственно в пределах гранитосферы (в пониженной части рельефа этой сферы), которая нам известна

под названием «Московская синеклиза». В этом море накопились первые осадочные породы – железистые кварциты (джеспилиты).

В этой же синеклизе началось накопление первых осадочных пород протерозойского времени, с явными признаками появления живого организма на планете (сине-зеленые водоросли).

Но уже к верхнепротерозойскому времени море заполнилось осадками и вода начала вытесняться. Перелив воды происходил в первую очередь по узким расщелинам в гранитосфере, образованным в результате его остывания (метаморфизации). Такими расщелинами были Пачелмский (Рязано-Саратовский), Серноводско-Абдуллинский авлакогены (борозды). Перелив воды оставил явные «улики». Все эти борозды заполнены континентальными отложениями; рифейская (бавлинская) серия протерозоя.

Наибольшие мощности этих отложений накопились «в устье» Серноводско-Абдуллинского авлакогена, т.е. вблизи западных границ современного Урала (или на восточном склоне гранитосферы Русской платформы).

Аналогичный процесс образования гранитосферы в доархейское время происходил, как известно, и в пределах Восточно-Сибирской платформы.

Поэтому в палеозойское время морское пространство образовалось между этими платформами и занимало территорию современных Уральских гор и Западной Сибири. Дно этого моря состояло из пород базальтового слоя.

На породах базальтового слоя началось накопление первых осадочных отложений архея, протерозоя, кембрия, силура и ордовика. А в среднедевонское время, накопленными осадками вода постепенно вытеснялась в пределы Русской платформы. Механизм вытеснения воды становится более понятным и ясным в том случае, если мы внесем некоторое уточнение в приведенную на рис. 3 принципиальную схему.

Как известно, уровень моря на самом деле имеет не горизонтальную поверхность, как это изображено на рис. 3, а поверхность сфероида. Именно поэтому вытеснение воды осадками происходит во все стороны и по этой же причине мы сегодня имеем «пятна» одновозрастных пород на различных территориях.

Накопление одновозрастных осадков в пределах Западной Сибири, Урала и Русской платформы шло до конца нижнепермского времени.

В конце нижней перми произошел второй палеозойский этап магматизма.

Но, поскольку базальтовый слой был занят слоями осадочных пород палеозоя, то магма здесь не смогла образовать гранитный слой, подобный гранитному слою на Русской платформе.

Часть тепловой энергии магмы затратилась на метаморфизацию осадочных пород палеозоя в пределах Западной Сибири. А часть энергии быстро разгрузилась в узкой полосе меридионального простирания, создав, таким образом, современные Уральские горы. Магма под действием тепловой энергии, смяла слои осадочных пород в складки, выдавливала вверх, создала из них горы и даже прорывалась наружу.

Вполне понятно, что при этом и вытеснялась и сама вода из морского бассейна. Но даже в этом вытеснении законы природы работают с великолепной точностью: объем вытесненной воды равняется объему... внедренной магмы.

Однако результаты этого магматизма сильно отличаются от результатов предыдущего (доархейского) магматизма. Отличие состоит в том, что эта магма не могла создать гранитный слой. Она внедрилась... в слои осадочных пород, пропитанных морской минерализованной водой и... в саму эту воду. Для неравновесной термодинамической системы (для магмы) такая среда явилась идеальной природной физико-химической лабораторией... в которой она синтезировала совершенно новые минералы и горные породы, которых нет и быть не может, например, в гранитосфере Русской платформы. Только этим, и никаким другим, фактором объясняются минеральные богатства Урала и других горных систем, получивших название в геологии «геосинклинальные области».

Вполне понятно, что в результате этого магматизма увеличивается объем воды в гидросфере и газов в атмосфере.

Несомненно и то, что главным физическим параметром магмы, конечно же, был параметр температуры, достигающей первых тысяч градусов. В кипящей водной среде эта температура привела к метаморфизации осадочных пород без доступа кислорода, а в поверхностных условиях – к простому обжигу этих пород. Обожженные породы легко поддавались разрушению и вытесняющейся водой сносились на Русскую платформу, Именно из обожженных и разрушенных пород накопились... красноцветные отложения верхней перми на Русской платформе,

Поскольку все пласты содержали морскую воду, то они по физическому состоянию были пластичными и легко смялись в складки, внедряющейся магмой. Вполне понятно, что процесс смятия пластов в складки сопровождался с образованием разрывных нарушений, сбросами, взбросами и надвигами. Все эти процессы привели к тому геологическому строению горных пород и геологических структур, которое мы имеем сегодня на Урале.

Как видно, все геологические структуры Урала и сама горная система сформировались **... не тектоническими движениями, а тепловой энергией магмы палеозоя.**

Надо отметить, что геология была очень близка к истине, когда она установила совпадение этапов магматизма с этапами тектогенеза. Ошибка состояла в том, что эти два геологических процесса отделяли друг от друга; магматизм и магму рассматривали как причину формирования магматических пород, а тектонические движения – как причину формирования геологических структур. А законы природы однозначно показывают, что магматизм и тектонические

движения – это единый геологический процесс, обусловленный единой (тепловой) энергией. Пример формирования Урала показал лишь достоверность этого доказательства.

Не вступая в схоластические споры противоборствующих антогонистичеких направлений биогенного и абиогенного происхождения УВ отметим, что второй этап палеозойского магматизма, по-нашему мнению, во многом опередилил пространственное размещение месторождений УВ востока Русской плиты и части Западной Сибири, прилегающей к Уральской геоклинальной области (рис.5). В этих условиях геодинамическая модель нефтегазообразования, допускающая полигенный генезис УВ, могла получить идеальные условия для своей реализации. Указанными обстоятльствами можно объяснить низкую нефтегазоперспективность западных районов Русской платформы и одновременно высокую нефтегазоперспективность Предуральского краевого прогиба и Предновоземельской переходной системы дислокаций.

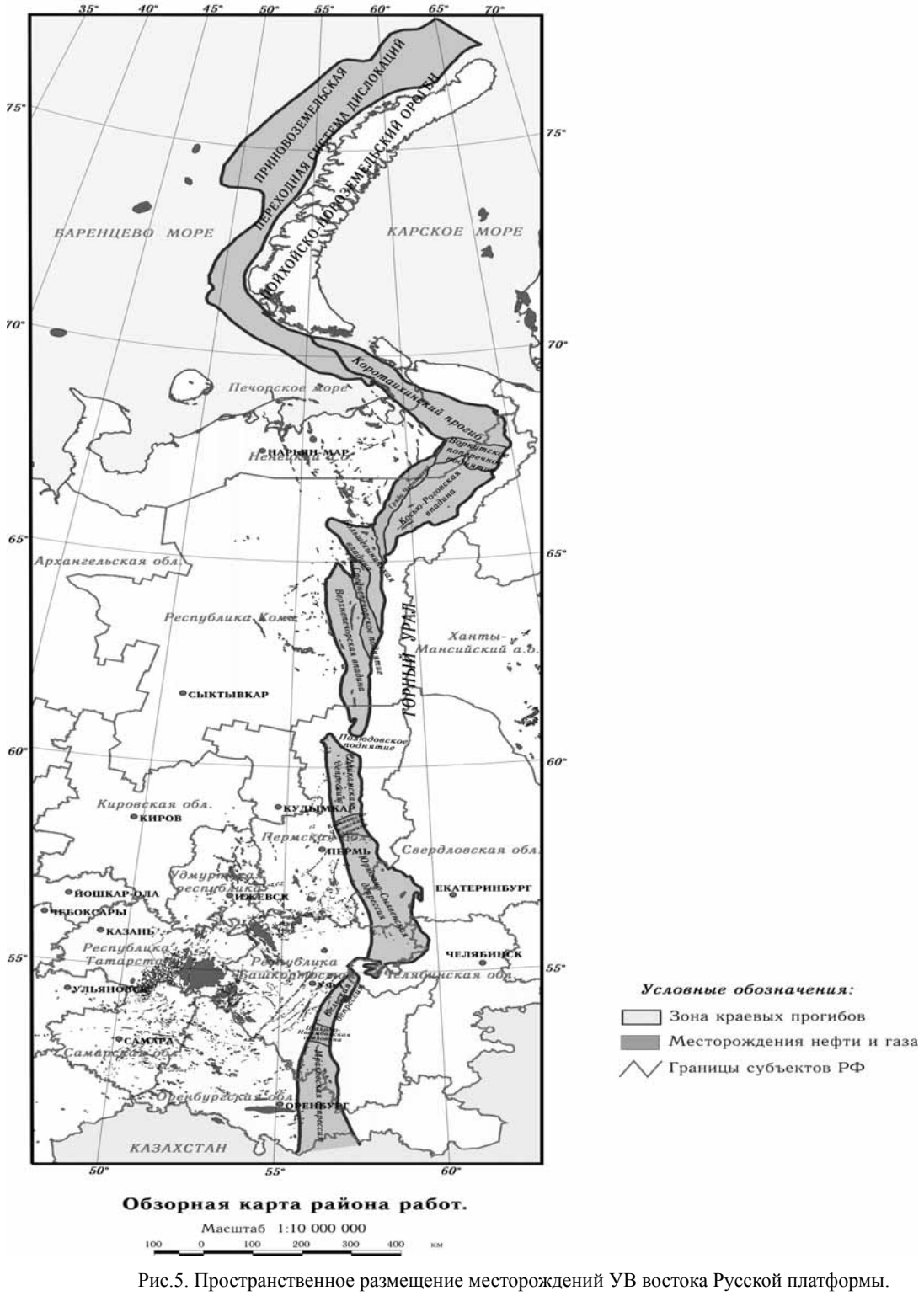


Рис.5. Пространственное размещение месторождений УВ востока Русской платформы.

Теперь рассмотрим, как формировались геологические структуры на Русской платформе в тех же палеозойских отложениях, что и на Урале.

Согласно законам природы, все структуры кристаллического фундамента обязаны своим происхождением доархейскому этапу магматизма.

Начиная с архейского времени до среднего девона породы и геологические структуры кристаллического фундамента подвергались континентальному разрушению, которое происходило на фоне периодических землетрясений. А возможность землетрясений, по законам природы, появляется только после этапа магматизма. Поэтому накопление осадков на породах кристаллического фундамента происходило на фоне периодических землетрясений (моретряеений),

И нет никакого сомнения в том, что моретрясения оказывают громадное влияние на накопление осадков. Моретрясения могут привести к изменению формы рельефа морского дна, где происходит накопление осадков.

Рассмотрим, к каким результатам могут привести моретрясения:

- происходит разрушение геологических структур в накопленной части разреза;
- происходит формирование нового рельефа морского дна.

Следующий этап формирования структур будет соответствовать этому рельефу:

- происходит изменение глубины моря и соответственно места действия законов гидростатики и гидродинамики, следовательно, резкое отличие литологического состава пород в вертикальном разрезе от теоретического разреза;
- происходит изменение условий для жизнедеятельности морских организмов, ведущих прикрепленный образ жизни и т.д

Причем все эти изменения происходят... мгновенно, за первые десятки секунд, а не за... миллионы лет, как мы считали ранее.

Покажем возможности решения только нескольких теоретических и практических геологических задач на основе этой информации. Так, например, разрез, представленный на рис. 4, полностью согласуется с законами гидростатики и гидродинамики и поэтому достоверность его высокая.

Но все-таки он теоретический. На практике, как известно, мы описываем разрезы не только не соответствующие теоретическому разрезу, но и в самом различном сочетании литологических разностей пород.

Теперь уже ясно, в чем причина отклонения фактического разреза от теоретического. Резкое изменение литофации в вертикальном разрезе и по латерали обусловлено резким изменением условий накопления осадков. Изменение условий накопления осадков, в свою очередь, обусловлено внезапным (резким) проявлением землетрясения. Это приводит к изменению мест действия законов гидростатики и гидродинамики; размыв меняется накоплением, а накопление – размывом. Поэтому, в «теоретический» разрез вводится совершенно внезапная, мгновенная и неожиданная поправка. Причем эта поправка вводится не только там, где происходит моретрясение, а ... по всему морскому бассейну, т.к. происходит перераспределение одного и того же объема воды, которое мы наблюдаем в виде цунами, и происходит это... в одном и том же пространстве (морском бассейне), имеющем различные глубины. Это изменение немедленно сказывается на облике литологических разностей отложений как в пространстве, так и в вертикальном разрезе одновременно! Например, рифогенное сооружение, которое формировалось в результате накопления рифостроящихся организмов. В том случае, когда в результате перераспределения объема воды глубина над ними уменьшается и сооружение остается в зоне действия волн, то оно подвергается немедленному физическому разрушению волнами. А если глубина увеличится, то рифы окажутся вне досягаемости солнечных лучей и они немедленно погибают, и таким образом формируют рифогенную структуру. На них немедленно начинают накапливаться глубинные (пелагические) осадки, например, глины. А эту поверхность столь же быстро облюбуют морские организмы – глубоководные. Происходит таким образом не только моментальное изменение литофации, но и фаунистической характеристики, которую мы ложно можем принять за смену стратиграфии. Промежуток времени, за который происходит эта смена настолько мал, что о смене стратиграфии речи быть не может.

Другими словами, одно и тоже моретрясение в одном месте приводит к формированию погребенных рифовых структур, а в другом – к их разрушению, Причем, и тот и другой процесс происходят одновременно.

Таким образом, накопление осадков и формирование геологических структур в пределах платформ – геологический процесс – одновременный. Другими словами, геологические структуры осадочного чехла – это форма залегания этих осадков согласно рельефу морского дна. Формирование всех структур (погребенные выступы фундамента, структуры облекания, рифы, останцы, аккумулятивные тела и др.) происходит исключительно только под действием законов гидростатики и гидродинамики. Вот почему мы имеем постепенное уменьшение амплитуд геологических структур вверх по разрезу в пределах платформ.

Изменение рельефа морского дна приводит не только к изменению условий накопления осадков, но и к несоответствию структурных планов между пластами.

Следы минувших землетрясений на Русской платформе обнаруживаются по многочисленным признакам. Особенно интенсивно они проявились в конце пашийского и в начале кыновского периодов в девоне. Они образовали большое количество так называемых грабенообразных прогибов., как правило, контролирующих размещение залежей нефти в отложениях девона.

Кроме того, эти землетрясения в отдельных случаях сопровождаются выжиманием из трещин расплавленного вещества, из которых образовались эффузивные породы. Последние установлены многочисленными скважинами в отложениях кыновского горизонта на Южно-Татарском своде, на юге Татарстана и севере Самарской области.

Таким образом, законы природы обусловливают природную причину землетрясений, а землетрясения – причины формирования геологических структур в осадочном чехле платформ. На платформах нет ни одной геологической структуры, образованной тепловой энергией магмы.

В заключение отметим, что данное доказательство о «причастности» законов природы в геологических процессах вовсе не принадлежит авторам статьи.

Догадку о необходимости изучения геологических процессов на основе законов природы впервые высказал М.В.Ломоносов, что... «причиной формирования гор является»... «**жар в земной утробе!!!**».

В самом деле... «жар в земной утробе» на современном научном языке означает: высокая температура (в данном случае – высокая температура магмы); неравновесная термодинамическая система; фазовое превращение вещества; закон сохранения и превращения энергии; закон постоянства массы вещества и т.д. Все эти законы природы шаг за шагом обнажают природную сущность и последовательность... всех геологических процессов – без исключения.

Все природные законы, обусловливающие геологические процессы, описываются достаточно простыми математическими формулами, доступны алгоритмированию и, следовательно, могут являться основой изучения геологических процессов путем их моделирования с использование современных компьютерных технологий.

Глубокое осмысление природных законов и их применение во многом будут способствовать повышению результативности геологического изучения и геолого-поисковых работ.

О РЕЗУЛЬТАТАХ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И БУРЕНИЯ СКВАЖИН МАЛЫМ ДИАМЕТРОМ НА ЗАЛЕЖАХ НГДУ «АЛЬМЕТЬЕВНЕФТЬ»

Н.Ф.Гумаров, А.Р.Рахманов, Б.Г.Ганиев, Э.Н.Гарипова

ОАО «Татнефть», НГДУ «Альметьевнефть»

В связи с необходимостью сохранения текущих уровней добычи нефти по НГДУ в течение последних 5 лет ведутся активные работы по разбуриванию залежей нижнего карбона с целью:

1. Вовлечения в разработку участков со слабодренируемыми запасами с применением горизонтальных технологий;
2. Уплотнения сетки скважин на отдельных участках и доформирования по ним систем разработки (в том числе с применением заводнения) за счет бурения скважин малого диаметра;
3. Сочетание первого и второго направления (бурение горизонтальных скважин и бурение скважин малым диаметром).

Среди основных задач, решаемых с применением горизонтальных технологий при разработке объектов НГДУ «Альметьевнефть» можно выделить организацию выработки запасов нефти под населенными пунктами и их санитарно-защитными зонами с соответствующим некоторым уменьшением проектного фонда добывающих скважин.

В связи с этим в НГДУ «Альметьевнефть» в 2006 г. начаты активные работы по вовлечению в полноценную разработку отдельных участков со слабодренируемыми запасами залежей верхних горизонтов бурением горизонтальных скважин.

Общее количество пробуренных скважин с применением горизонтальных технологий (ГС и МЗС) в период 2006–2009 гг. составило 19 скважин.

Среди последних реализованных проектов можно выделить три участка (проекта):

- бурение горизонтальных скважин под селом Урсаево в 2006 г.;
- разбуривание участка залежи № 8 горизонтальными стволами в 2008–2009 гг.;
- разбуривание участка залежи № 224 (3 МЗС) в 2009 г.;

На первом участке пробурены 5 скважин (рис. 1), в том числе на турнейский ярус три (2МЗС и 1ГС) и две (ГС) на бобриковские отложения [1,2].

Начальный среднесуточный дебит по турнейским скважинам составлял 9,5 т/сут, по бобриковским – 12 т/сут. Средний дебит с начала эксплуатации по турнейским скважинам составлял 6,3 т/сут, по бобриковским – 9,8 т/сут. На скважинах турнейского яруса в связи со снижением текущих дебитов против первоначальных запланировано проведение целенаправленных ОПЗ.

Наиболее же успешным по своим текущим результатам оказался второй проект [3]. В целом на участке пробурено 8 горизонтальных скважин на бобриковский горизонт со средней длиной горизонтального ствола 174 м.

Среднесуточный дебит с начала эксплуатации составляет 25,4 т/сут, текущий среднесуточный дебит по нефти составляет 23,7 т/сут.

Для организации условий для поддержания пластового давления на участке пробурены две нагнетательные скважины.

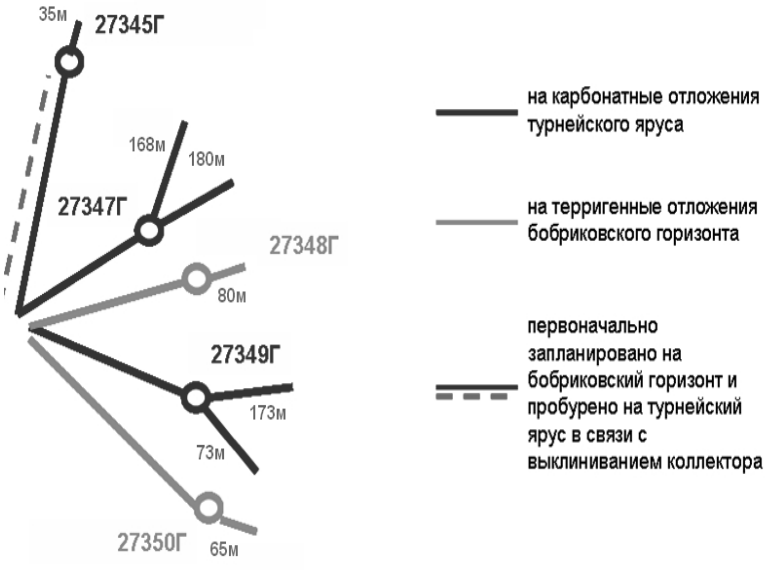


Рис.1. Схема разбуривания участка залежей нижнего карбона (д. Урсаево).

Третий проект включал в себя бурение 3-х МЗС на участке залежи № 297 на карбонатные отложения (в районе д. В.Акташ). Каждая скважина имеет по два горизонтальных ствола со средней длиной 112 м.

Начальный среднесуточный дебит по нефти составлял 8,1 т/сут, текущий среднесуточный дебит по нефти – 6,5 т/сут.

Начало активного бурения скважин малого диаметра на бобриковские отложения было положено в середине 2007 года [4] после принятого решения руководством НГДУ о получении ВВИ (внутренний возвратный источник) на строительство скважин малым диаметром (СМД). Стоимость бурения СМД на 40% дешевле традиционного метода, что позволяет достичь инвестиционных условий.

Для бурения были подобраны два участка бурения.

Первый участок характеризовался низким пластовым давлением с необходимостью развития системы разработки за счет бурения новых нагнетательных и добывающих скважин.

Второй участок – с высокой выработанностью запасов, где требовалось произвести уплотнение сетки скважин для достижения проектных коэффициентов нефтеизвлечения по данному участку.

На начало же 2010 г. по НГДУ общее количество скважин пробуренных малым диаметром составило 30 скважин, в том числе 22 добывающих.

В целом участки бурения СМД можно подразделить на три типа:

1. Частично вовлеченные в разработку целостные участки.

2. Невовлеченные участки с линзовидным характером распространения коллекторов.

3. Литологически ограниченные участки с ранее созданной системой разработки.

Углубленный же анализ полученных дебитов новых скважин позволяет заключить, что дебит по нефти на данных участках не зависит от диаметра скважины, а зависит от текущего состояния разработки и выработанности запасов, коллекторских свойств вскрытых пластов.

Произведенная оценка хода выполнения инвестиционных условий свидетельствует об их даже некотором перевыполнении.

Средний же установившийся дебит пробуренных скважин составляет 8 т/сут, текущий дебит 6,3 т/сут.

Накопленный опыт бурения и эксплуатации СМД говорит о том, что бурение таких скважин на бобриковские отложения выгодно. Запланированные объемы бурения до 2015 г. по НГДУ «Альметьевнефть» составляют 50 скважин.

Исходя из достигнутой эффективности бурения новых скважин с применением горизонтальных технологий по данному направлению в НГДУ «Альметьевнефть» на 2011–2013 г. запланировано бурение 13 скважин.

Литература

1. *Тазиев М.З., Закиров А.Ф., Гумаров Н.Ф., Таипова В.А.* О текущем состоянии и перспективе разработки нефтяных залежей НГДУ «Альметьевнефть» // НТЖ «Нефтепромысловое дело». – 2007. – №5, М.: ОАО «ВИИОЭНГ», С.6–9.

2. *Гумаров Н.Ф., Таипова В.А.* Состояние разработки основных объектов НГДУ “Альметьевнефть”. Тр. научно-технич. конф. «О перспективах стабилизации добычи нефти на поздней стадии разработки на примере Ромашкинского месторождения». – г.Альметьевск: Типография «ТатАСУнефть», 2007. – С.64–80.

3. *Гумаров Н.Ф., Таипова В.А.* Подходы и методы управления выработкой запасов на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть». Материалы международной научно-практич. конф. «Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтедобывающих регионов». – Казань. Изд-во «Фән», 2008. – С.124–128.

4. *Гумаров Н.Ф., Таипова В.А*. Управление выработкой остаточных запасов коллекторов с различными фильтрационно-емкостными характеристиками на поздней стадии разработки объектов Ромашкинского месторождения. Сб. докл. научно-технич. конф., посвященной 60 летию разработки Ромашкинского месторождения. – М.: Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2008. – С.129–133.

О РЕЗУЛЬТАТАХ И ПЕРСПЕКТИВАХ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП НА НАГНЕТАТЕЛЬНОМ И ДОБЫВАЮЩЕМ ФОНДЕ СКВАЖИН НГДУ «АЛЬМЕТЬЕВНЕФТЬ»

Н.Ф.Гумаров, А.Р.Рахманов, Б.Г.Ганиев

ОАО «Татнефть», НГДУ «Альметьевнефть»

В настоящее время гидравлический разрыв пласта (ГРП) в НГДУ «Альметьевнефть» является наиболее эффективным методом интенсификации добычи нефти [1]. В течение последних 7 лет на объектах разработки НГДУ гидравлические разрывы пластов проводились достаточно активно и в среднем составляют 48 операций в год.

Метод ГРП успешно применяется в пластах с различными коллекторскими свойствами. Для гидроразрыва пласта в первую очередь выбираются скважины с низкой продуктивностью, обусловленной естественной низкой проницаемостью пород, или скважины, фильтрационная способность призабойной зоны которых ухудшилась при первичном вскрытии или в процессе дальнейшей их эксплуатации.

На начало 2010 г. выполнено более 330 обработок ГРП, в том числе 20% составляют нагнетательные скважины.

Основными задачами ГРП на нагнетательном фонде скважин являются [2, 3]:

- увеличение приемистости;
- создание гидродинамической связи призабойной зоны нагнетательной скважины с зоной питания окружающих добывающих скважин;
- регулирование профиля приемистости.

Оценка эффективности применения технологии ГРП на нагнетательном фонде осуществляется контролем:

- динамики накопленных отборов нефти по добывающим скважинам участка;
- сопоставлением показателей за периоды до и после применения технологии ГРП (изменение приемистости, пластовых и забойных давлений и т.д.).

В целом по таким показателям как динамика приемистости, пластовых давлений по участку, изменение коэффициента приемистости можно произвести однозначную оценку успешности гидроразрыва на участке нагнетательной скважины.

Приведенный анализ результатов ГРП нагнетательных скважин на начало 2010 г. позволяет выделить:

- нагнетательные скважины, по которым после ГРП эффект по приемистости продолжается;
- нагнетательные скважины, по которым после ГРП в связи со снижением приемистости проведены дополнительные кислотные ОПЗ.

По первому направлению выделяются две группы скважин:

1) по которым получено полноценное увеличение приемистости с обеспечением прироста среднесуточного дебита по участку 4,0 т/сут и с продолжением эффекта более 3,6 лет, с достаточно высокой текущей приемистостью – 85 $м^3$/сут;

2) эффект от ГРП продолжается, но как первоначальные, так и текущие результаты значительно ниже; прирост среднесуточного дебита по участку – 2,9 т/сут; текущая средняя приемистость составляет 32 $м^3$/сут.

По второму направлению были выделены тоже две основные группы:

1) нагнетательные скважины, по которым после снижения приемистости (в среднем через 3 года после проведения ГРП) проведена одна ОПЗ;

2) нагнетательные скважины, по которым проведена двукратная ОПЗ.

Согласно полученным данным, после проведения ОПЗ приемистость нагнетательных скважин, где были проведены ГРП, восстанавливается, в том числе и после второй ОПЗ. Именно это и позволило возобновить активные работы на нагнетательном фонде с 2009 г.

В целом же достигнутые результаты по ГРП нагнетательных скважин можно оценить как недостаточно эффективные: необходимые объемы приемистости достигнуты в среднем на 60–70%. В связи с отсутствием других эффективных технологий по восстановлению и достижению необходимых приемистостей для отдельных нагнетательных скважин работы по гидроразрыву будут продолжены.

На добывающем фонде скважин ГРП применяется на всех эксплуатируемых НГДУ площадях Ромашкинского месторождения [2] и направлено в первую очередь на интенсификацию выработки слабодренируемых глинистых коллекторов (рис 1).

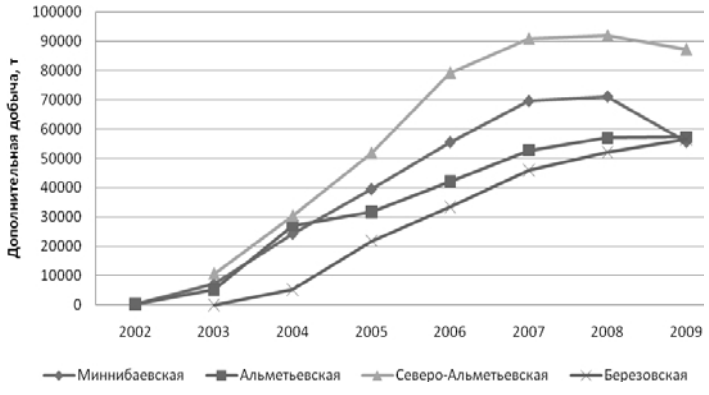


Рис. 1. Дополнительная добыча нефти за счет ГРП добывающих скважин на объектах НГДУ «Альметьевнефть».

Именно применение ГРП, наряду с применением ОРЭ и ОРЗ позволило довести текущие годовые отборы нефти по глинистым коллекторам до 37 % от общей добычи по девонским площадям.

Общий накопленный среднесуточный прирост нефти по добывающим скважинам за весь их период эксплуатации составляет 3,8 т/сут; при этом необходимо отметить, что он четыре года удерживался на уровне более 4,0 т/сут. Общая же дополнительная добыча нефти на скважину превысила 4,5 тыс.т, продолжительность эффекта может достигнуть 5 и более лет.

В целом под ГРП задействованы скважины со средним дебитом по нефти 2,9 т/сут, с обводненностью 56%, средний же дебит по нефти после ГРП за весь период эксплуатации составляет 6,7 т/сут, с обводненностью 58%.

По мере увеличения охвата фонда добывающих скважин гидроразрывом, возникла необходимость в расширении рамок критериев подбора скважин для ГРП и проведении экспериментальных работ по подбираемым скважинам, которые показали свою успешность по следующим направлениям:

1) начальная обводненность более 70% – работы проведены на 19 скважинах с общим приростом 5,1 т/сут.;

2) малая перемычка – работы с «малой» перемычкой до обводненного пласта проведены на 2-х скважинах.

Однако указанные выше направления не означают возможности массового их применения. И дальнейшие работы могут быть продолжены в качестве экспериментальных.

По НГДУ количество добывающих скважин под ГРП может быть доведено до 400, по нагнетательным – до 130 скважин.

Постепенно будут проводиться повторные ГРП. Отдельным направлением будут двойные и избирательные ГРП, которые активно ведутся уже в текущем году.

Для НГДУ «Альметьевнефть» как и в целом для ОАО «Татнефть» ГРП остается достаточно надежным методом стимуляции и в ближайшие 3–5 лет планируется ежегодно проводить до 70 ГРП, при этом должны развиваться такие направления как: ГРП на новых скважинах из бурения и применение ГРП совместно с технологией одновременно-раздельной эксплуатации.

Литература

1. Гумаров Н.Ф., Таипова В.А., Борисова О.М. Основные результаты применения ГРП на девонских площадях НГДУ «Альметьевнефть». Тр. научно-технической конф. «О перспективах стабилизации добычи нефти на поздней стадии разработки на примере Ромашкинского месторождения». – Альметьевск: «Типография управления «ТатАСУнефть» ОАО «Татнефть», 2007. – С.352–360.

2. Гумаров Н.Ф., Таипова В.А., Борисова О.М. Применение ГРП для интенсификации отборов на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть». Сб. докл. научно технич. конф., посвященной 60-летию разработки Ромашкинского нефтяного месторождения: «Техника и технология разработки нефтяных месторождений. – М.: ЗАО «Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2008. – С.117–121.

3. Гумаров Н.Ф., Таипова В.А., Борисова О.М. Оптимизация хода выработки остаточных запасов Ромашкинского месторождения с применением технологии ГРП. Материалы междунар. научно-технич. конф. «Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов». – Казань, Изд-во «Фән», 2008. – С. 124–128.

ПРОБЛЕМЫ ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

И.А.Гуськова, О.И.Тазиева *(АГНИ)*

В работе [1] справедливо отмечается, что принимаемые технологические решения должны быть адекватны свойствам пластов и флюидов, а также техногенным их изменениям в процессе разработки. Так, например,

анализ промыслового опыта по выбору методов борьбы с органическими отложениями показывает, что, как правило, в качестве основного критерия выбора метода борьбы с органическими отложениями рассматриваются только экономические критерии (затраты на проведение одной обработки или затраты на внедрение какого-либо метода), вопрос применения многокритериального выбора не рассматривается, расчет проводится для какого-либо одного элемента нефтедобывающей системы без учета взаимосвязи элементов и надежности системы в целом. Эффективность мероприятий по увеличению нефтеотдачи (МУН) и интенсификации добычи нефти (ОПЗ) зависит от множества геолого-физических и технологических факторов и связана с точным знанием состояния призабойной зоны и подбором соответствующих методов воздействия с учетом специфики конкретного объекта.

Многочисленные исследования околоскважинных зон показывают, что имеется целая серия процессов, приводящих к ухудшению состояния околоскважинной части нефтегазового пласта [2].

Согласно выполненным авторами (рис.1) оценкам технологической эффективности мероприятий по увеличению производительности добывающих скважин и методов увеличения нефтеотдачи, выполненных в 2006–2009 г. в НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть» методом «прямого счета» [3], наибольшая дополнительная добыча и продолжительность эффекта характерны для ГРП, при этом отмечен значительный разброс полученных показателей. Так, дополнительная добыча по анализируемым скважинам колеблется от 208 до 12705 т, продолжительность эффекта от 7 до 61 месяца. Имеются случаи проведения ГРП, когда наблюдается непродолжительный эффект с последующим падением добычи ниже базовой (среднемесячной добычи без воздействия). Причиной этому служит, как правило, резкий рост обводненности, что приводит к необходимости перевода скважины в циклический режим работы.

Относительно хорошие результаты наблюдаются после проведения газоимпульсного воздействия и обработок призабойной зоны с применением растворителя МИА-ПРОМ: удельный эффект по данным методам составил 599,9 и 442,19 т/скв, продолжительность эффекта 13,5 и 9 месяцев соответственно. Довольно эффективной является депрессионная перфорация. Дополнительная добыча по 26 скважинам составила 7198,8 т, удельный эффект - 77,66 т/скв, продолжительность эффекта в среднем 6 месяцев.

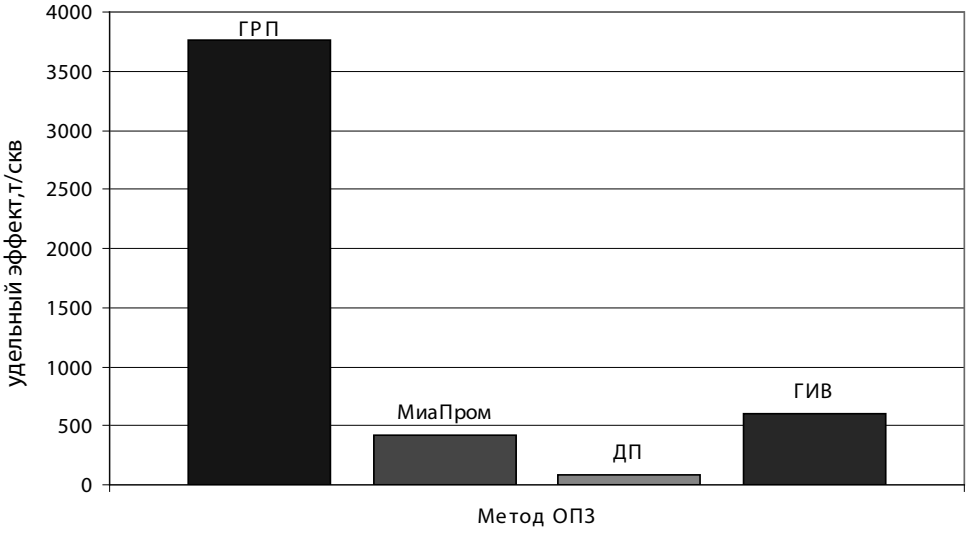


Рис.1. Гистограмма распределения методов ОПЗ по величине удельной технологической эффективности.

При анализе мероприятий были также учтены затраты на их проведение. Самым дорогостоящим является проведение ГРП, малозатратным – депрессионной перфорации. Значительная разница в стоимости проведения рассмотренных ОПЗ сделала затруднительным выбор того или иного метода как наиболее предпочтительного.

Проведенный анализ позволяет сделать вывод о том, что если необходимо получить эффект за короткий промежуток времени, то можно рекомендовать проведение ГРП, ГИВ или депрессионную перфорацию, затраты при этом будут соизмеримы. Однако для достижения эффекта, характерного, к примеру, для ГРП, будет необходимо провести 48 обработок скважин методом депрессионной перфорации или 6 обработок газоимпульсным воздействием, что не всегда возможно по геологическим и технологическим причинам. Также необходимо учитывать, что длительность технологического эффекта при проведении ГРП достаточно значительная.

Определение величины технологического эффекта методом «прямого счета» сводится к оценке изменения дебита скважины до и после проведения ОПЗ [3]. При оценке технологической эффективности метода ОПЗ следует иметь в виду, что изменение дебита скважины зависит не только от изменения фильтрационных параметров, но и от величины депрессии, которая может меняться до и после ОПЗ в силу различных причин.

Следовательно, оценка результатов применения различных методов воздействия на продуктивные пласты только по дополнительной добыче нефти, определяемой статистическими методами, не подкрепленной соответствующими исследованиями скважин, является недостаточно корректной.

В результате анализа изменения фильтрационных параметров после проведения ОПЗ по результатам гидродинамических исследований скважин можно отметить, что максимальное улучшение ФЕС свойственно для ГРП– коэффициент продуктивности в среднем увеличился на 72,6%. После проведения депрессионной перфорации отмечено увеличение коэффициента продуктивности на 36%, газоимпульсного воздействия – на 14,7%, обработок призабойной зоны с применением композиции МИА-ПРОМ – на 36,2%. В результате анализа изменения фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны пласта после проведения ОПЗ установлено, что при определенных значениях начальной проницаемости методы воздействия не дают положительных результатов, в ряде случаев даже усугубляя ситуацию.

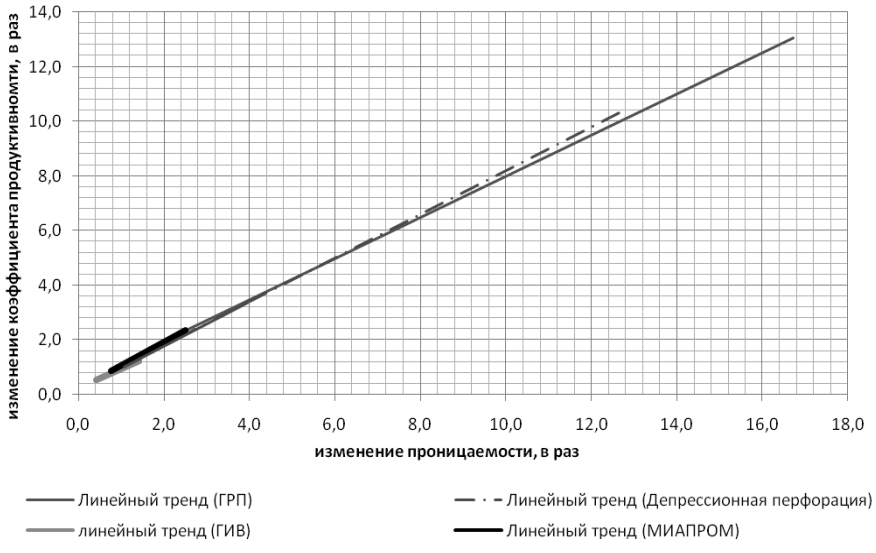


Рис.2. Совмещенный график зависимости коэффициента продуктивности от изменения проницаемости.

Из рис.2 видно, что максимально возможное увеличение проницаемости отмечено после проведения ОПЗ с применением композиции МИА-ПРОМ и проведения депрессионной перфорации – в 2,5– 4 раза, после проведения газоимпульсного воздействия – 1,4 раз. Наилучший результат наблюдается после проведения ГРП, так как проницаемость после воздействия улучшилась в 16,7 раз, коэффициент продуктивности – в 14,5 раз.

Практический интерес представляет выявление причин получения различных результатов при проведении ОПЗ, т.к. использование одной технологии в сопоставимых геологических условиях приводит к получению различных результатов на скважинах одной площади одного горизонта. В данном случае решение о проведении мероприятия принимается в условиях неопределенности и технологическая эффективность конкретного метода зависит от начальных фильтрационно-емкостных свойствами призабойной зоны скважины.

Анализ полученных зависимостей изменения фильтрационных параметров в зависимости от текущего состояния призабойной зоны до ОПЗ, выполненный по методике [4] показывает, что наибольший прирост коэффициента продуктивности во всех методах достигается при меньших значениях проницаемости ПЗС (рис. 3).

Рис.3. Совмещенный график изменения коэффициента продуктивности в зависимости от начальной проницаемости призабойной зоны в результате ОПЗ.

Улучшение добывных возможностей во всем интервале значений проницаемости наблюдается только при проведении ГРП. Прирост коэффициента продуктивности изменяется от 80 до 60% при начальной проницаемости призабойной зоны от 2 до 48 мД.

Положительные результаты при проведении депрессионной перфорации и обработки с применением растворителя МИА-ПРОМ наблюдаются в интервале проницаемости до 34 и 19 мД соответственно. При значениях, превышающих указанные, методы не эффективны или даже усугубляют состояние призабойной зоны.

При проведении газоимпульсного воздействия лишь в 3 из 12 случаев наблюдается улучшение фильтрационных характеристик. Однозначной зависимости выявить не удалось, она была разбита на 2 участка. Имеются положительные результаты, в целом же метод технологически нестабилен.

Таким образом, в результате выполненного анализа использованием «прямого счета» была определена технологическая эффективность методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи и получены осредненные данные по основным фильтрационным параметрам. Полученные зависимости могут быть использованы для прогнозирования технологической эффективности методов ОПЗ и МУН для конкретных условий и выполнения объективной оценки метода.

Литература

1. *Р.Х.Муслимов.* Изменение геолого-физических условий выработки пластов при длительном заводнении залежей, пути их изучения и повышения эффективности разработки на поздней стадии. Контроль и регулирование разработки, методы повышения нефтеотдачи пластов – основа рациональной разработки нефтяных месторождений //Тр. Всерос. совещ. по разработке нефтяных месторождений. – Альметьевск. – 2000. – С. 54–68.

2. *Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т, Челоянц Д.К.* Интенсификация добычи нефти: М.: Наука, 2000. – 415 С.

3. *Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С*. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 292 с.:ил.

4. *В.А. Иктисанов.* Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 212 с.

ОЦЕНКА НЕКОТОРЫХ ФАКТОРОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ РАСТВОРИТЕЛЕЙ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ

И.А.Гуськова

Альметьевский государственный нефтяной институт

В процессе эксплуатации скважин состояние призабойной зоны пласта постоянно изменяется, проницаемость ухудшается. Важнейшим элементом в повышении эффективности эксплуатации скважин является сохранение коллекторских свойств призабойной зоны продуктивного пласта, в частности его фильтрационно-емкостных характеристик. Из многообразия причин снижения продуктивности нефтяных скважин, связанных со снижением нефтепроницаемости коллекторов, необходимо выделить загрязнение призабойной зоны пласта высокомолекулярными асфальтено-смоло-парафиновыми компонентами нефти, образование которых возможно при определенных термобарических условиях в этой зоне пласта, в частности при забойных давлениях ниже давления насыщения, а также при температуре на забое ниже температуры кристаллизации парафина. Применение различных растворителей для удаления органических отложений из призабойной зоны пласта является достаточно распространенным методом повышения производительности добывающих скважин.

Как показывает анализ промысловых данных об эффективности применения растворителей для удаления АСПО из призабойной зоны скважины, выполненный на примере НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть», в течение 2005–2010 гг. наиболее часто применяемым методом ОПЗ с использованием растворителей (72,37 % фонда скважин) было применение композиции «МИА-ПРОМ» (рис. 1).

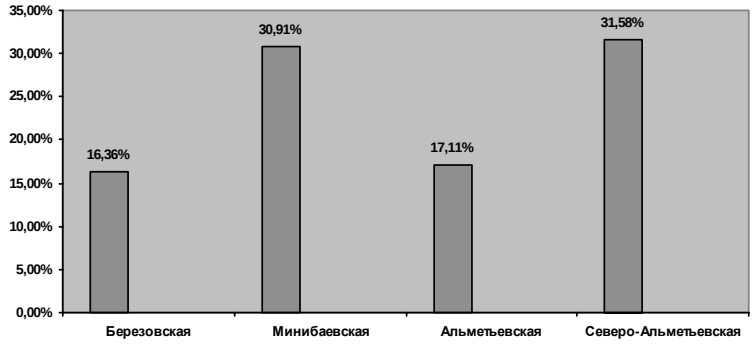


Рис.1. Распределение скважин НГДУ «Альметьевнефть», на которых осуществлялось воздействие с использованием растворителя «МИА-ПРОМ», по площадям Ромашкинскогго месторождения.

Осредненные показатели скважин, на которых применялась технология с использованием растворителей, следующие: дебит по нефти составляет 4,2 т/сут, дебит по жидкости – 14,6 т/сут, обводненность – 47,64%. Забойное давление изменяется от 5,2 до 14,8 МПа. Среднее забойное давление составляет 8,2 МПа. Пластовое давление в среднем по скважинам составляет 13,8 МПа. Распределение по способам эксплуатации скважин, на которых проводились ОПЗ с использованием растворителей, выглядит следующим образом: практически весь фонд скважин оборудован ШГН (86,84%) , остальной фонд – ЭЦН (13,16%). Около 1/3 всех обработок было выполнено на Северо-Альметьевской и Миннибаевской площадях. Средняя удельная технологическая эффективность на 1 м^3 реагента МИА-ПРОМ составляет 66,9 т/м^3. При этом необходимо отметить, что на 12,72% от всего фонда скважин эффект от применения растворителя «МИА-ПРОМ» отсутствует.

Механизм выработки неоднородных пластов при заводнении с использованием воздействия на призабойную зону достаточно сложен и требует применения комплексного физико-математического моделирования, выполняемого на основе использования общей теории неизотермической фильтрации с учетом геолого-промысловых и технологических условий разработки конкретного месторождения. Поскольку обычно требуется определить эффект от воздействия на призабойную зону на последующий период разработки, для определения текущих «начальных условий» решаемой краевой задачи необходимо моделировать предшествующие этапы эксплуатации на момент ОПЗ[1]. В данном случае задача осложняется тем, что исходное состояние объекта воздействия в условиях длительной разработки известны с некоторой вероятностью.

Как правило, при разработке технологий применения растворителей для повышения производительности добывающих скважин особое внимание уделяется изучению влияния состава растворителей на растворимость органических отложений. Принципиальным в данном случае является то, что выбор растворителя проводится на основе образцов отложений, отобранных из нескольких скважин, т.к. полное обследование всего осложненного фонда скважин на растворимость отложений невозможно вследствие ограниченности времени и материальных ресурсов, при этом отбор проб органических отложений для проведения исследований, как правило, проводится с поверхности нефтепромыслового оборудования, а не с призабойной зоны пласта. Таким образом, решения о применении растворителей для воздействия на призабойную зону необходимо принимать в условиях наличия достаточно ограниченной информации о растворимости отложений в данном типе растворителя и в условиях неопределенности свойств пластовой системы. В этих условиях необходимо подобрать объект воздействия для проведения обработки призабойной зоны и выбрать параметры воздействия.

Известен принцип Парето, согласно которому 80% следствий вызывается 20% причин, и наоборот. Выделение на основе принципа Парето основных факторов, определяющих эффективность проведения ОПЗ для данного состава композиции растворителя, позволит правильно выбрать объекты для проведения ОПЗ.

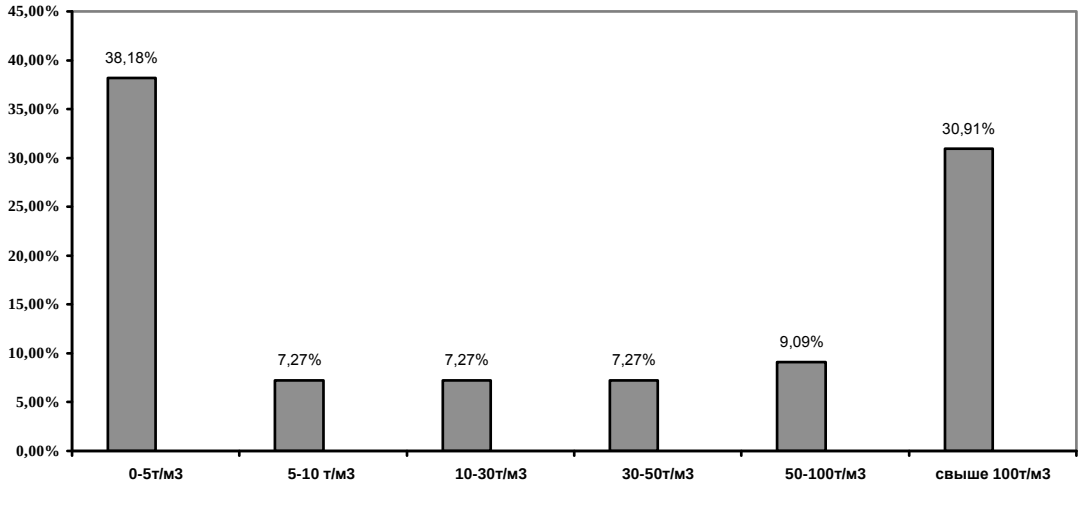


Рис. 2. Распределение скважин НГДУ «Альметьевнефть» по удельной технологической эффективности, на которых применялся растворитель «МИА-ПРОМ».

Как видно из диаграммы, 38,18% скважин имеют удельную технологическую эффективность на 1 м^3 реагента «МИА-ПРОМ» от 0 до 5 т/м^3. Учитывая скважины с удельной технологической эффективностью от 5 до 10 т/м^3, получено, что 45,45% скважин имеют удельную технологическую эффективность на 1 м^3 реагента «МИА-ПРОМ» до 10 т/м^3. 30% скважин имеют удельную технологическую эффективность на 1 м^3 реагента «МИА-ПРОМ» свыше 100 т/м^3. Таким образом, разброс величины технологической эффективности применения растворителя одного типа составляет более 10 раз.

Для скважин, расположенных на различных площадях, средняя технологическая эффективность от применения растворителя одного типа значительно отличается. При этом минимальная длительность и величина эффекта получена на скважинах Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения (табл.1).

Таблица 1

Технологическая эффективность ОПЗ с использованием растворителя «МИА-ПРОМ» по анализируемым площадям

Площадь	Средняя. длительность эффекта, мес	Средняя удельная технологическая эффективность, т/м^3	
		На 1 м^3 закачанного реагента	На 1 м^3 закачанной жидкости
Миннибаевская	18	32,33	9,67
Березовская	24	57,35	27,91
Альметьевская	22	109,32	44,45
Северо-Альметьевская	23	53,90	15,70

В табл.2 приведены статистические показатели неоднородности объектов, на которых применялись технологии увеличения производительности скважин с использованием растворителей. Из представленных данных видно, что, например, коэффициент песчанистости Альметьевской площади, на которой были отмечены максимальные величины эффективности применения технологий ОПЗ с использованием растворителей, более чем в 5 раз меньше коэффициента песчанистости остальных рассматриваемых площадей, при этом коэффициент расчлененности данной площади минимален.

Таблица 2

Статистические показатели по коэффициентам песчанистости и расчлененности

Площадь	Количество скважин	Среднее значение коэффициента песчанистости	Среднее значение коэффициента расчлененности
Миннибаевская	933	0,417	4,7
Альметьевская	817	0,078	1,31
С-Альметьевская	662	0,50	4,86
Березовская	383	0,60	3,0

Физико-химические свойства нефтей и газов исследовались в лаборатории пластовых нефтей и газов «ТатНИПИнефть».

Миннибаевская площадь. Давление насыщения изменяется от 2,2 МПа до 9,7 МПа, пластовый газовый фактор от 30,29 м^3/т до 95,29 м^3/т, плотность пластовой нефти от 765 кг/м^3 до 856,9 кг/м^3, объемный коэффициент от 1,0829 до 1,2729, вязкость от 2,20 МПа·с до 4,84 МПа·с.

Содержание серы колеблется от 1,2 до 2,4%, парафинов от 2,6 до 8,5%.

Северо-Альметьевская площадь. Давление насыщения нефти газом изменяется от 7,6 МПа до 9,8 МПа, пластовый газовый фактор колеблется от 37,2 м^3/т до 72,6 м^3/т, объемный коэффициент от 1,077 до 1,196, вязкость от 2,34 МПа·с до 3,55 МПа·с. Содержание парафина изменяется от 2,6% до 8,6%, асфальтенов от 3,1% до 7,0%, смол силикагелевых от 10,3% до 35,3%.

Альметьевская площадь. Плотность нефти изменяется от 770 кг/м^3 до 847 кг/м^3, вязкость от 2,42 МПа·с до 10,95МПа·с, объемный коэффициент от 1,039 до 1,216. Содержание серы колеблется от 1,1% до 2,1%, содержание парафина 5,7%.

Березовская площадь. Давление насыщения изменяется от 6,8 МПа до 9,9 МПа, плотность нефти в пластовых условиях изменяется от 683 кг/м^3 до 883 кг/м^3, объемный коэффициент от 1,102 до 1,220, вязкость от 2,5 МПа·с до 4,5 МПа·с, коэффициент сжимаемости от 72,0 до 118,0 $\cdot 10^{-5}$ МПа$^{-1}$.

Из представленных данных видно, что площади не сильно отличаются по давлению насыщения, объемному коэффициенту, плотности нефти; различия наблюдаются в газосодержании, газовом факторе и вязкости пластовой нефти.

Наиболее значительный разброс наблюдается по содержанию в нефти парафинов, при этом максимальное массовое содержание парафинов в нефти отмечено для Альметьевской площади.

Для оценки влияния объема растворителя, пористости и толщины пласта на эффективность ОПЗ с применением растворителя «МИА-ПРОМ» был выполнен многофакторный анализ, который позволил установить не только наличие влияния того или иного фактора на ход процесса, но и степень влияния отдельных факторов и их взаимодействие [2].

Для рассмотрения комплексного влияния факторов на эффективность метода ОПЗ ряд значений каждого фактора мы разбили на три интервала. По данным каждой клетки вычислено:

$$M_i(A,B,C) = \frac{1}{m_j}\sum_{i=1}^{m_j} y_j$$

$$Z(A,B,C)=\frac{1}{m_j}\left(\sum_{i=1}^{m_j} y_j\right)^2$$

где m_j – число значений в j клетке таблицы,

$\sum_{i=1}^{m_j} y_{ij}$ – их сумма.

Таблица 3

Распределение технологической эффективности ОПЗ «МИА-пром»

C (объем растворителя)	B (пористость, доли ед.)								
	B_1			B_2			B_3		
	0,16-0,18			0,18-0,2			0,2-0,22		
	A(эффективная толщина пласта)			A(эффективная толщина пласта)			A(эффективная толщина пласта)		
	1-5	5-10	10-15	1-5	5-10	10-15	1-5	5-10	10-15
C_1 (<5)	15						822		
C_2 (5-10)		342, 507, 147							
C_3 (>10)			300		18	878			

Следующая таблица составлена в виде матрицы. В каждой клетке проставляются соответствующее ей количество данных, их сумма, среднее значение и величина Z_j по форме

mj *Mj*

$\sum_{i=1}^{m_j} y_{ij}$ *Zj*

Далее сформирована новая таблица без учета фактора *A* (эффективной толщины пласта). Для этого объединены клетки уровней фактора *A* при одних и тех же уровнях факторов *B* (пористости) и *C* (объема растворителя). Это объединение осуществлено путем суммирования числа наблюдений и их сумм.

Таким же методом составлены таблицы, в которых не учитывается влияние факторов *B* и *C*.

Из промежуточных таблиц , исключая влияние одного из факторов, получены таблицы для выявления влияния каждого фактора в отдельности.

Для каждой таблицы вычислена факториальная и остаточная дисперсия по формулам:

$$\sigma_0^2=\frac{1}{N-g}\left[\Sigma y_i^2-\sum_i^g z_i\right]$$

$$\sigma_1^2=\frac{1}{g-1}\left[\sum_i^g z_j-\frac{1}{N}\left(\sum y_i\right)^2\right]$$

где g – число заполненных клеток таблицы; N – число экспериментальных данных.

Вычисляем отношение и числа степеней свободы:

$$\theta=\frac{\sigma_1^2}{\sigma_0^2}$$

$$f_1=g-1$$

$$f_2=N-g$$

Полученное значение θ сравниваем с табличным значением *F*. Если $\theta > F$, то существует влияние факторов или их взаимодействий на интенсивность парафинизации.

Таблица 4

Результаты многофакторного дисперсионного анализа

	$\sum z_J$	$1/N(\sum y_i)^2$	$\sum y_i^2$	$\sum z_J - 1/N(\sum y_i)$	$\sum y_i^2 - \sum z_J$	$f_1=g-1$	$f_2=N-g$	σ^2_1	σ^2_0	θ	F
A	1301176	1146855,125	1932739	154320,4	631563,5	5	2	3086	315781	0,09	19,30
B	1420836			273981,1	511902,8	5	2	136990,5	102380,6	1,34	19,30
C	1157762			10906,71	774977,2	5	3	5453,354	154995,4	0,04	9,01
AB	1867789			720933,9	64950	5	3	144186,8	32475	4,44	9,01
AC	1375123			228267,4	557616,5	3	4	76089,13	139404,1	0,55	6,59
BC	1497989			351133,9	434750	4	3	87783,47	144916,7	0,61	9,12
ABC	1867789			720933,9	64950	2	5	189654,8	32475	5,84	5,79

Необходимо отметить, что дисперсионный анализ является начальной стадией исследований, позволяющей ответить на вопрос, существует ли связь между анализируемыми параметрами. Анализируя результаты, можно сделать вывод, что на эффективность ОПЗ с применением растворителя МИА-ПРОМ из рассмотренных факторов объема растворителя, пористости и эффективной толщины пласта оказывает наибольшее влияние их взаимодействие.

Литература

1. *Р.Е. Теслюк*. Устранение скин-эффектов и проявление синергетических эффектов при тепломассопереносе в неоднородных пластах как ресурс повышения нефтеотдачи при внутриконтурном заводнении // Нефтяное хозяйство. – 2005. – №4. – С. 88–92.

2. *Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С.* Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1977. – 232 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ВОЗМОЖНОСТЬ ПОЯВЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ ПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ

И.А.Гуськова

Альметьевский государственный нефтяной институт

Призабойная зона пласта — примыкающая к скважине область проницаемых пород. В процессе разработки месторождений происходит постепенное ухудшение нефтепроницаемости ПЗП добывающих скважин. Особое гидродинамическое состояние ПЗП, обусловленное переходной областью в системе «пласт–скважина», предопределяет концентрацию именно в этой зоне основных фильтрационных сопротивлений, которые встречаются на пути движения углеводородов к забою скважин. В процессе разработки месторождений происходит постепенное ухудшение фильтрационных характеристик ПЗП добывающих и нагнетательных скважин, которые меняются в процессе эксплуатации скважин не только вследствие протекания природных явлений и процессов, но также и за счет техногенного влияния. Снижение фильтрационных свойств ПЗП происходит вследствие внедрения в поровое пространство различных веществ при бурении, цементаже, вскрытии пласта перфорацией, в процессе освоения, эксплуатации, при ремонте скважин и проведении обработок призабойной зоны (ОПЗ). Следовательно, начиная от вскрытия продуктивного пласта бурением и на всех стадиях строительства, освоения и эксплуатации скважин все технологии эксплуатации и ремонта скважин должны быть основаны на оценке и прогнозировании последействия технологии с точки зрения сохранения или восстанавления естественной проницаемости ПЗП. Таким образом, ПЗП является той переходной областью в системе «скважина–пласт», где сосредоточены основные фильтрационные сопротивления, которые встречаются на пути движения углеводородов к забою. Именно в этой зоне происходят многочисленные негативные процессы загрязнения пористой среды.

Одной из причин снижения продуктивности нефтяных скважин, связанных со снижением нефтепроницаемости коллекторов, является загрязнение призабойной зоны пласта асфальтено-смоло-парафиновыми отложениями. В настоящее время на месторождениях Республики Татарстан используется более 30 методов ОПЗ, обеспечивающих повышение эффективности технологических процессов добычи нефти [1]. Учитывая, что реализация почти 70% применяемых технологий воздействия на призабойную зону пласта связана с применением химреагентов и воздействием тепла, при выборе оптимальной технологии необходимо учитывать все физико-химические особенности влияния ОПЗ на процессы сложного взаимодействия между пластовыми флюидами, их высокомолекулярными компонентными группами и твердой поверхностью.

Известно, что асфальтены оказывают значительное влияние на процессы кристаллизации. При низких концентрациях асфальтены хорошо диспергированы в нефти и даже растворены, поэтому они легко доступны для взаи-

модействия с парафинами на молекулярном уровне. Они могут быть полностью встроены в структуру парафинового кристалла и предотвращать образование объемных парафиновых кристаллов в системе. Флоккулированные асфальтены могут выступать в роли центров кристаллизации, ускоряя процесс кристаллизации, однако присутствие флоккулированных асфальтенов затрудняет образование объемных парафиновых сеток в НДС. При исследовании парафинистых нефтей установлено, что присутствие высокомолекулярных алканов ускоряет процесс кристаллизации низкомолекулярных парафинов [2].

В результате проведения исследований [3] было установлено, что при прогреве происходит десорбция асфальтенов с поверхности пористой среды. Температура начала десорбции, установленная по изменению компонентного состава нефти, при вытеснении составляет 60–70°С [4]. Реальные коллекторы характеризуются значительной микро- и макронеоднородностью.

Учитывая, что диаметр пор для одного горизонта изменяется в достаточно широком диапазоне, то и количество нефти, которое будет сосредоточено в граничном слое, содержащем асфальтены в повышенной концентрации, будет различным, что предопределяет значительный размах степени увеличения концентрации асфальтенов в продукции добывающих скважин после проведения ОПЗ, а следовательно, и возможность появления проблем при эксплуатации скважин.

Лабораторные исследования, проведенные с целью определения наиболее эффективной температуры термообработки нефти [5], показали, что нагрев узеньской нефти до 60-70°С не только не приводит к улучшению текучести нефти, но и ухудшает ее реологические характеристики. А нагрев до 80–90°С приводит к значительному (более чем в 5 раз) снижению напряжения сдвига и кажущейся вязкости, предельного напряжения сдвига и температуры потери текучести. Наиболее эффективная температура нагрева нефти в данном случае составляет 90°С.

Известны результаты исследований физико-химических эффектов, происходящих при термическом воздействии на коллоидную систему асфальтенов в модельных нефтяных жидкостях [6]. Обнаружено существование характерных температур, при которых происходят резкие изменения макроскопически наблюдаемых реологических и электрофизических характеристик, а также интенсивности формирования отложений (рис.1). Авторы считают, что что наблюдаемые изменения состояний исследованной жидкой среды (1 →2) можно интерпретировать как следствия осуществления в этой среде структурного фазового перехода с образованием укрупненных коллоидных агрегатов асфальтенов. Увеличение массы осадка происходит в результате снижения удельной поверхности дисперсной фазы, вследствие чего в дисперсионную среду высвобождается дополнительное количество активных молекул смол, эффективно адсорбируемых на поверхности стального образца.

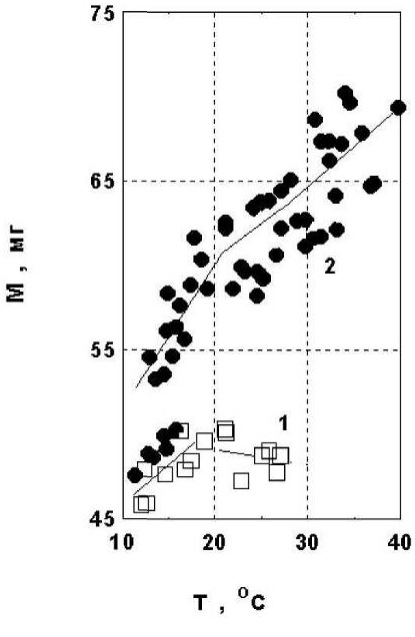


Рис. 1. Влияние температуры на массу отложений на стальном образце из модельной нефтяной жидкости с различными состояниями дисперсной фазы: 1 – до прогрева выше 29°С, 2 – после прогрева выше 29°С [6].

В работе [7] показано, что в области температур 33-40°С происходит фазовый переход, характеризующийся резким увеличением энергии активации вязкого течения и размеров структурных образований. После повышения температуры выше температуры фазового перехода система снова приходит в устойчивое состояние с низкой энергией активации, размеры частиц также уменьшаются. Показано, что при температурах выше критических 38–45°С в нефти существует одна, более устойчивая фаза асфальтенов, в то время как при температурах ниже критической происходит последовательное выпадение из нефти фаз асфальтенов разной устойчивости. Авторы считают, что различное поведение дисперсной фазы нефтей отложений девона при повышении температуры связано

с соотношением содержания в них смол и асфальтенов. Критическое значение отношения смолы/асфальтены, при котором не происходит изменения дисперсного состояния нефти при увеличении температуры, около 5. В качестве показателя, характеризующего ароматичность и ассимиляционную способность нефти может быть использован вязкостно-плотностный индекс, характеризующий химическую природу нефти или нефтепродукта [8]:

$$A_t = 0{,}0055\rho_4^{\text{Д}} - W_t, \quad (1)$$

где A_t – величина, характеризующая применительно к нефти, ее основание;

$\rho_4^{\text{Д}}$ – плотность нефти при температуре 20°С, кг/м^3;

$W_t = \lg\lg(\nu_t + 0{,}8)$ –функция Вальтера;

ν_t– кинематическая вязкость при температуре t, мм^2.

Величина вязкости при данной температуре измерения вязкости тем выше, чем более «ароматизирована» нефть. Например, при A_{50}<4,75 – нефть парафинового основания с нестабильной коллоидной структурой. При A_{50}>4,90 – нефть смешанного основания с высокой коллоидной устойчивостью. В интервале 4,75<A_{50}<4,90 –нефти смешанного основания и соответственно их коллоидная стабильность занимает промежуточные положения. Если температура измерения вязкости ниже 50°С, понижаются и граничные значения A_t. Так, при температуре 20°С эти граничные значения равны 4,60 и 4,75. Очевидно, что такую характеристику, как коллоидную стабильность нефти, необходимо в обязательном порядке учитывать при планировании ОПЗ растворителями. В табл.1 представлены результаты расчета коллоидной стабильности нефти ряда площадей Ромашкинского месторождения.

Таблица 1

Результаты расчета коллоидной стабильности нефти

Площадь	Горизонт	Плотность (20°С), кг/м^3	Кинематическая вязкость, (20°С), мм^2/сек	Массовое содержание в нефти, %			Вязкостно-плотностный индекс A_t	Характеристика коллоидной стабильности
				асфальтенов	смол	парафинов		
Альметьевская	ст. оскольский	853,4	10,02	2,74	7,06	2,15	4,25	парафинового основания с нестабильной коллоидной структурой
	пашийский	867,3	16,25	2,16	15,01	0,94	4,25	парафинового основания с нестабильной коллоидной структурой
Березовская	кыновский	862,0	12,13	2,01	8,11	2,13	4,26	парафинового основания с нестабильной коллоидной структурой
Восточно-Лениногорская	пашийский	900,1	23,87	4,85	8,39	2,77	4,36	парафинового основания с нестабильной коллоидной структурой
Восточно-Сулеевкая	пашийский	874,0	16,45	5,60	9,29	6,15	4,28	парафинового основания с нестабильной коллоидной структурой
Зай-Каратайская	пашийский	874,4	19,41	2,39	8,29	1,98	4,26	парафинового основания с нестабильной коллоидной структурой
Западно-Ленингорская	ст. оскол-кинский	874,0	9,51	3,25	8,13	1,15	4,36	парафинового основания с нестабильной коллоидной структурой
Миннибаевская	пашийский	885,4	25,98	2,71	9,87	1,18	4,28	парафинового основания с нестабильной коллоидной структурой
	муллинский	872,0	20,89	3,80	12,44	1,37	4,23	парафинового основания с нестабильной коллоидной структурой
Сармановская	кыновский	880	23,8	2,44	8,55	1,20	4,26	парафинового основания с нестабильной коллоидной структурой
Северо-Альметьевская	кыновский	858,1	12,16	2,29	5,90	1,68	4,35	

Из табл.1 видно, что нефть значительной части площадей Ромашкинского месторождения может быть отнесена к парафиновому типу с нестабильной коллоидной структурой, а следовательно, после проведения ОПЗ с использованием нагрева возможно усиление формирования органических отложений на поверхности пористой среды и нефтепромыслового оборудования.

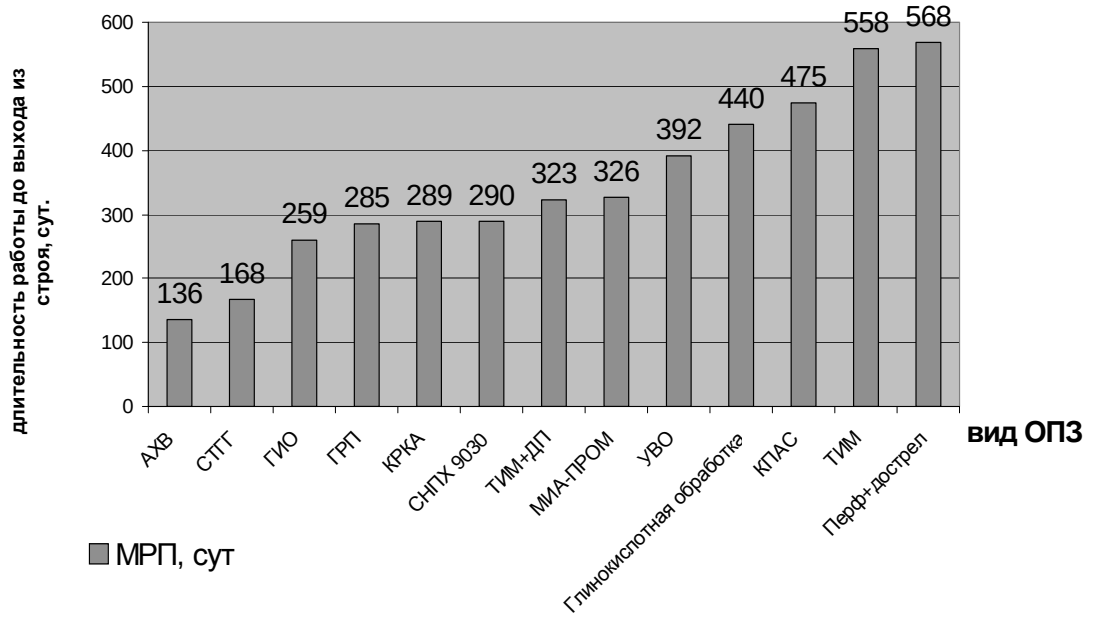


Рис.2. Средняя длительность работы скважин до выхода из строя по причинам, связанным с запарфиниванием после проведения различных видов ОПЗ.

Как видно из диаграммы, все использованные технологии ОПЗ можно разделить на 3 группы:

- влияющие на формирование АСПО с высокой интенсивностью, с периодом работы скважин до выхода в ремонт по причине запарафинивания до 200 суток;
- влияющие на формирование АСПО со средней интенсивностью, с периодом работы скважин до выхода в ремонт по причине запарафинивания до 400 суток;
- оказывающие минимальное влияние на формирование АСПО.

В первую группу технологий, после применения которых период работы осложненных скважин до выхода в ремонт по причинам, связанным с формированием АСПО, составляет менее 200 суток, можно отнести технологии акустико-химического воздействия (АХВ) и технологии с использованием термогазогенератора (СТГГ). При проведении АХВ в качестве основной действующей композиции используется раствор ПАВ в дистилляте. При применении технологии СТГГ улучшение фильтрационных характеристик призабойной зоны достигается за счет сгорания в скважине заряда генератора, которое сопровождается образованием газообразных продуктов горения, повышением давления и температуры. Необходимо отметить, что обе технологии предусматривают неконтролируемое увеличение температуры в ПЗС.

В результате визуального осмотра подземного оборудования скважин, вышедших в ремонт после ОПЗ методом АХВ и СТГГ, отмечается большая толщина (до 25 мм) и глубина формирования отложений(около 1200 м).

Интенсификацию процессов формирования АСПО при некотором увеличении температуры можно объяснить, если рассмотреть формирование отложений с точки зрения кинетики образования новой фазы. Известно, что этот процесс состоит из двух последовательных стадий: образования центров конденсации (зародышей) и роста зародышей. Скорости обеих стадий зависят от природы компонентов системы, степени ее пересыщения, переохлаждения и т.д. Обе стадии, в свою очередь, включают зарождение центров конденсации, скорость которого определяется по теории флуктуации вероятностью образования этого центра, и доставку вещества к центру конденсации, обеспечивающую образование устойчивого зародыша.

В соответствии с современной теорией образования центров конденсации, [9] скорость зарождения центров конденсации I пропорциональна вероятности ее зарождения

$$I = A_1 \, exp\left[-\Delta G_1/(RT)\right] \qquad (2)$$

а скорость доставки вещества U к центрам конденсации пропорциональна вероятности «выживания» возникших центров конденсации

$$U = A_2 \exp\left[-E_\eta/(R\,T)\right] \qquad (3)$$

где A_1 и A_2 – коэффициенты пропорциональности; ΔG_1 – энергия Гиббса образования зародыша

($\Delta G_{кр} = \frac{1}{3}\sigma s_{кр}$); E_η – энергия активации вязкого течения, т. е. энергия перехода вещества из исходной фазы на поверхность зародыша.

Так как вязкость системы равна

$$\eta = \eta_0 \, exp\left[E_\eta/(RT)\right] \qquad (4)$$

где η_0 – постоянная, имеющая размерность вязкости, то скорость доставки вещества к центру конденсации обратно пропорциональна вязкости системы.

Общая скорость образования центров конденсации (зародышей) пропорциональна произведению указанных выше вероятностей, так как характеризует два последовательных процесса. Ее значение меньше скоростей, ее составляющих:

$$\upsilon_1 = IU = A_3 exp\left(-\frac{\Delta G_1}{RT}\right) exp\left(-\frac{E_\eta}{RT}\right) = A_3 \, exp\left(-\frac{\Delta G_1 + E_\eta}{RT}\right) \qquad (5)$$

где $A_3 = A_1 A_2$ – коэффициент пропорциональности.

Анализ этого уравнения применительно к кристаллизации переохлажденной жидкости показывает, что с ростом степени переохлаждения скорость зарождения центров кристаллизации увеличивается (уменьшается ΔG_1) и уменьшается скорость доставки вещества (увеличивается вязкость). При таком характере зависимости на кривой изменения скорости образования центров кристаллизации от температуры должен обнаруживаться максимум (рис. 3).

После формирования центров кристаллизации происходит их дальнейший рост – вторая стадия образования новой фазы, которая протекает практически при любых степенях пересыщения. Стадия роста зародышей, как и первая стадия, включает процесс возникновения двумерных центров конденсации на поверхности зародыша и доставку вещества к этим центрам, которые вследствие разрастания создают новые слои вещества на зародыше. Отсюда следует, что вывод уравнения для скорости роста зародышей такой же, как и для первой стадии процесса – образования зародышей. Уравнение скорости роста зародышей имеет вид:

$$\upsilon_2 = B exp\left(-\frac{\Delta G_2}{RT}\right) exp\left(-\frac{E_\eta}{RT}\right) = B \, exp\left(-\frac{\Delta G_2 + E_\eta}{RT}\right) \qquad (6)$$

где B – коэффициент пропорциональности; ΔG_2 – энергия Гиббса образования двухмерных центров конденсации; E_η – энергия активации вязкого течения.

Зависимость скорости роста зародышей от степени пересыщения и переохлаждения также должна иметь максимум.

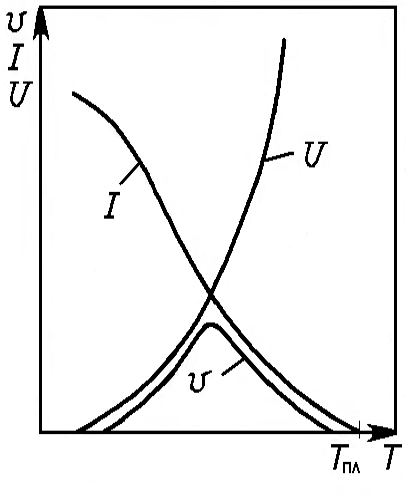


Рис. 3. Зависимость скоростей зарождения центров кристаллизации I доставки вещества к ним U и общей скорости образования центров конденсации υ в переохлажденной жидкости от температуры.

Для определения влияния температуры на интенсивность формирования АСПО была проведена серия опытов. Исследования проводились на специально сконструированной лабораторной установке, обеспечивающей возможность проведения непрерывных замеров массы формирующихся отложений на образцах при заданной температуре.

В качестве модельной жидкости использовался раствор керосина, содержащий 3,18% гудрона и 2,79% парафина. Данные по процентному содержанию гудрона и парафина соответствуют параметрам содержания асфальтенов и парафина в нефти пашийского горизонта Ромашкинского месторождения. В качестве растворителя использовался керосин с плотностью 760 кг/м^3. На рис. 4 показаны графики зависимости массы формирующихся отложений от температуры. Масса отложений при увеличении температуры от 25 до 30°С заметно возрастает.

Графики зависимости массы отложений от температуры (рис. 4) имеют экстремальный характер, свидетельствующий о том, что максимум скорости роста отложений наблюдается при температуре 30°С. В этой связи следует более тщательно контролировать параметры проведения технологических операций в скважинах, связанных с воздействием тепла.

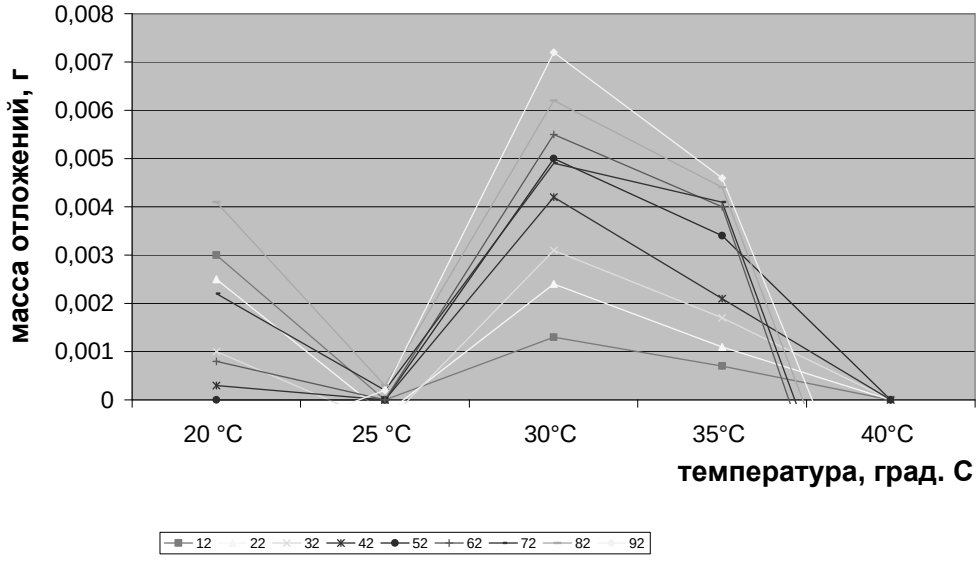


Рис.4. Графики зависимости массы отложений от температуры.

Очевидно, что при недостаточно высокой температуре нагрева при проведении ОПЗ возможно увеличение интенсивности формирования отложений вследствие принципиальных изменений, происходящих в структуре дисперсной фазы нефти. В интервале температур 29–38 °С происходит ухудшение структурно-механических свойств нефти, снижение устойчивости структурных образований нефти и образование крупных агрегатов из высокомолекулярных углеводородов, смол и асфальтенов, что обусловливает формирование органических отложений в призабойной и близлежащих зонах пласта. Кроме того, при нагреве призабойной зоны пласта выше температуры начала десорбции, вследствие усиления десорбционных процессов, возможно увеличение содержания в нефти смол и асфальтенов в нефти и, как следствие, появление органических отложений в скважинном оборудовании большого объема и пластичности. Учитывая возможность появления осложнений при тепловом воздействии в узком интервале температур, обязательным элементом технологии проведения ОПЗ с использованием тепловых эффектов является температурный контроль.

Литература

1. *Муслимов Р.Х.* Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности: Учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фән» Академии наук РТ, 2005. – 668 с.

2. *Гайнеева Ю.М., Фосс Т.Р., Юсупова Т.Н.* Парафины в нефтях: кристаллизация, образование агрегатов с асфальтенами, выпадение в виде асфальтосмолопарафиновых отложений // Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов: Материалы междунар. научно-практич. конф. – Казань: Изд-во «Фән», 2007. – 726 с.

3. *И.М.Аметов, Э.И.Каракчиев, А.Р.Бенч.* Влияние адсорбции смолисто-асфальтеновой фракции на коэффициент вытеснения тяжелой нефти // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 6. – С.29–30.

4. *Бенч А.Р., Склярова З.П., Смирнов А.Н.* Об эффективности паротеплового воздействия на пермокарбоновой залежи Усинского месторождения. Труды международной конференции «Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов». – Казань: Казанское кн. изд-во, 1994. – Т.4. – С. 1186–1193.

5. *С.С.Кожабеков.* Влияние температуры термообработки и скорости охлаждения на процессы структурообразования и реологическое поведение парафинистой нефти // Нефтяное хозяйство. – 2008. – №7. – С.118–120.

6. *Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю.* Неоднозначность состояний асфальтеносодержащих жидких сред // Наука и технология углеводородов. – 2002. – №2. – С. 25–30.

7. *Барская Е.Е., Юсупова Т.Н.*Определение критических температур ухудшения фильтрационных характеристик нефтей. Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов: Материалы междунар. научно-практич. конф. – Казань: Изд-во «Фән», 2007. – 726 с.

8. *Эйгенсон А.С., Шейх-Али Д.М.* О механизме влияния смол и асфальтенов на некоторые внутривластовые процессы при вторичных методах добычи нефти //Нефтяное хозяйство. – 1992. – №7. – С. 20–23.

9. *Фролов Ю.*Г. Курс коллоидной химии. Поверхностные явления и дисперсные системы. Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб и доп. – М.: Химия, 1988. – 464 с.

О ТИПЕ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАЛЕЖИ 303 И ИНТЕРФЕРЕНЦИИ СКВАЖИН ПРИ ФОРСИРОВАННОМ ОТБОРЕ ЖИДКОСТИ.

Р.Н. Дияшев *(ООО «ТНГ-Групп»),* **Р.С.Хисамов** *(ОАО «Татнефть»),* **А.Н.Чекалин** *(НИИ математики и механики им.Н.Г.Чеботарева)*, **И.Ф.Галимов** *(НГДУ «Лениногорскнефть»)*, **В.Г.Пятов** *(Волго-Камское региональное отделение РАЕН)*

Опытные работы по переводу скважин залежи 303 (серпуховские отложения) на режим форсированного отбора жидкости (ФОЖ) были начаты по инициативе ОАО «Татнефть» и НГДУ «Лениногорскнефть» в 2004 г. и продолжаются до настоящего времени. За этот период в режиме ФОЖ перебывали 28 горизонтальных и 23 вертикальные скважины.

По состоянию на 1.06.2010 г. весь пробуренный фонд на залежи 303 составляет 500 скважин, из них 464 действующих. Отобрано 19,64 % от начальных извлекаемых запасов нефти. Текущий коэффициент нефтеотдачи равен 0,044. Накопленный ВНФ составляет 2,72. За 5 месяцев 2010 г. средний дебит по нефти составил 2,5 т/сут, по жидкости – 18,86 т/сут. Обводненность за текущий год составляет 86,8%. Серпуховский горизонт в подошве в основном водоносный. Средняя величина общей водоносной толщины составляет 9,5 м. Скважины обводняются подошвенной и смешанной водой. Такое неблагоприятное соотношение часто объясняется сложным строением коллекторов с развитой трещиноватостью. Поэтому актуальна интегральная оценка модели трещиноватости коллекторов серпуховских отложений.

Применение ФОЖ на ранней стадии эксплуатации трещиноватых коллекторов не согласуется с общепринятыми представлениями в соответствии с теорией и практической разработкой нефтяных месторождений. Поэтому исследовательские и опытные работы на залежи 303 имеют принципиальное значение. Результаты выполненных исследований по мере их получения публиковались в работах [1, 2, 3], в которых были вскрыты механизмы форсировки с обоснованием увеличения коэффициента нефтеизвлечения и показана высокая эффективность с точки зрения увеличения дебитов скважин по нефти при оптимальных условиях их перевода на ФОЖ.

Поскольку на режим ФОЖ скважины переводились рассредоточено по площади, а программы работ на отдельных участках залежи с охватом всего фонда скважин по техническим причинам пока еще не выполнены, становится актуальной и оценка интерференции форсируемых скважин с окружающими.

О типе карбонатных коллекторов по характеру их трещиноватости

Несмотря на большую историю и значительный объем выполненных исследований нам не известны результаты каких-либо количественных определений характера трещиноватости коллекторов серпуховских отложений. Емкостные и фильтрационные свойства коллекторов горизонта изучались по данным керна и ГИС. По материалам анализа керна 34 скважин отмечается, что коллекторы залежи 303 относятся к поровому и смешанному типам [4].

С целью получения количественных оценок параметров трещиноватости пластов при эксплуатации скважин на различных режимах отбора продукции (до и в процессе форсировки) были выполнены гидродинамические исследования скважин. Результаты обработаны по методу Полларда и по программе «Saphir» (6 скважин). Сущность обработки КВД по методике Полларда заключается в анализе процесса восстановления давления в скважине посредством построения и обработки основной и разностной кривых, характеризующих процесс фильтрации в системе: трещины вокруг скважины, трещины вдали от скважины и матрица, питающая трещины. Модель Полларда сводит задачу к простому процессу расширения жидкости, однако в некоторых случаях дает приемлемые результаты и позволяет рассчитать ряд параметров трещинно-порового коллектора. Средние значения параметров по группе скважин и степень их изменения при форсировке – в табл. 1.

Таблица 1

Средние значения параметров по группе скважин

Параметры	Размерность	До ФОЖ	При ФОЖ	Кратность изменения
Средний дебит до снятия КВД	$м^3$/сут	9,3	128,4	13,8
Обводненность	%	67,2	88,3	1,31
Пластовое давление	МПа	7,48	7,17	0,96
Объем матрицы	$м^3$	1,45E+10	1,11E+11	7,64
Объем трещин	$м^3$	6,7E+07	4,52E+08	6,9
Пористость матрицы	%	10,96	10,95	1,0
Пористость трещин	%	0,136	0,141	1,04
Коэффициент продуктивности	$м^3$/сут. МПа	35,07	74,22	2,12
Трещинная проницаемость	$мкм^2$	1,62	2,71	1,68
Скин-эффект		-4	-2,7	0,52
Раскрытость трещин	см	0,16	0,29	1,81
Размер блоков	см	7,22	14,23	1,97

Судя по данным таблицы после перевода скважин на форсированный отбор жидкости скин-фактор незначительно ухудшается, но при этом увеличиваются дренируемые объемы матрицы и трещин; проницаемость и раскрытость трещин; размер блоков и коэффициент продуктивности. Эти тенденции вполне логичны, принимая во внимание неньютоновские свойства нефтей [5]. Повышенные градиенты давления при форсировке приводят к увеличению объема пласта с разрушенной структурой нефти. Это все положительные факторы. Небольшое снижение пластового давления говорит о высоком энергетическом потенциале залежи, что является благоприятным фактором для применения технологии ФОЖ.

Интерпретация КВУ по программе “Saphir” по этим же скважинам дала неоднозначные результаты. Диапазон изменения и средние значения приведены в табл. 2.

Таблица 2

Сводная таблица основных результатов интерпретации КВД скважин
до и при проведении форсированного отбора жидкости по программе “Saphir”.

Параметр	до ФОЖ диапазон (среднее)	при ФОЖ диапазон (среднее)
Дебит, $м^3$/сут	7,6-13,4 (10,0)	10,6-467,6 (193,7)
Обводненность, %	28-95,5 (70,5)	68-89,7 (82,7)
Депрессия, МПа	0,21-1,01 (0,68)	0,24-2,54 (1,19)
Продуктивность, $м^3$/(сут МПа)	7,4-51,9 (21,9)	14,5-570 (239,0)
Гидропроводность, мкм^2·М/Па·с	33-5640 (1096,2)	674-8120 (3362,8)
Скин-эффект	-0,954-6,82 (0,818)	-5,13-25,4 (7,05)
Параметр ОП	0,59-1,4 (1,0)	0,23-1,02 (0,65)

При обработке КВД использовалась модель трещинно-порового пласта. Судя по величине скин-фактора свойства призабойной зоны после перевода скважины на ФОЖ ухудшаются. Фильтрационные свойства пласта на режиме ФОЖ существенно выше, чем до форсировки.

Таким образом, из результатов обработки КВД различными методами следует, что после перевода скважин на ФОЖ имеет место ухудшение скин-фактора, что является скорее отображением роста фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне скважин в связи с резким увеличением отбора жидкости, чем смыкание трещин при увеличении депрессии на пласт. Параметры удаленной зоны при ФОЖ улучшаются, что говорит о включении в работу дополнительных, ранее не охваченных объемов пласта.

В связи с недостаточностью и неоднозначностью количественных оценок параметров трещиноватости указанными методами (керн, ГИС, ГДИС) на практике часто прибегают к анализам данных по разработке месторождений. Так, для идентификации типа коллекторов по итогам разработки конкретных нефтяных залежей в карбонатно-трещинных коллекторах Нельсон предложил использовать графики распределения накопленной добычи нефти по добывающим скважинам, ранжированным по их продуктивности [6]. На рис. 1а показаны области с различной характеристикой по трещиноватости на примере ряда месторождений. Площадь между диагональю и кривой распределения накопленной добычи нефти по скважинам в относительных единицах названа коэффициентом проявления трещиноватости. Численные его значения изменяются от 0 для поровых до 1,0 для трещиноватых коллекторов.

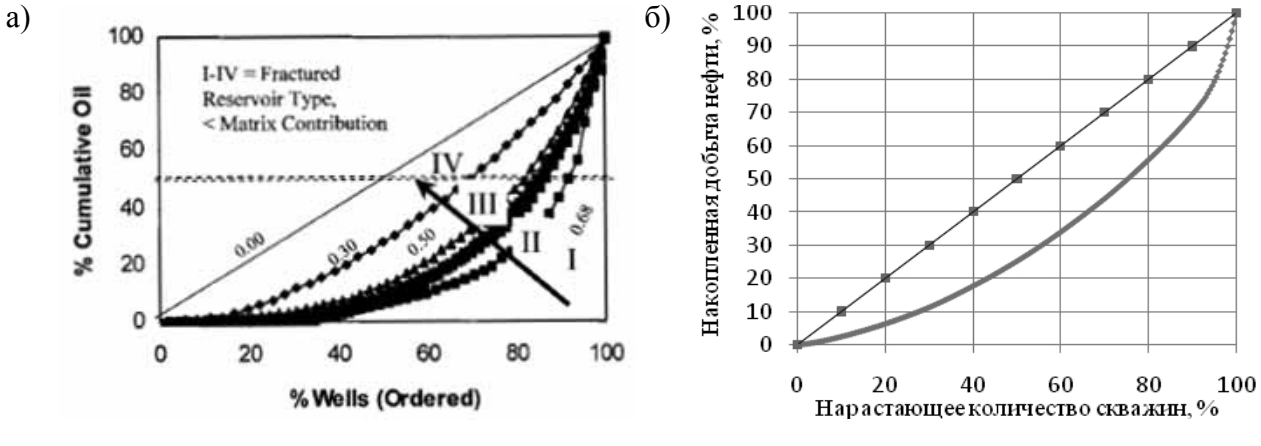


Рис.1. Кривые распределения накопленной добычи нефти по добывающим скважинам, ранжированным по их продуктивности: а) по данным [6]; б) по залежи 303.

Для идентификации типа коллектора Нельсон выделил 4 типа:

I – трещины обеспечивают основную пористость и проницаемость коллектора;

II – трещины обеспечивают существенную проницаемость;

III – трещины способствуют увеличению проницаемости изначально продуктивного пласта;

IV – трещины не обеспечивают дополнительной пористости или проницаемости, а создают границы анизотропии.

Нами предпринята попытка применить метод Нельсона для залежи 303, хотя залежь находится на ранней стадии разработки. Построен аналогичный график (рис.1б) с использованием накопленной добычи нефти по 200 скважинам за 3 года с начала эксплуатации. Полученный коэффициент проявления трещиноватости равен 0,38, т.е. по классификации Нельсона формально коллектор можно отнести к III типу.

В соответствии с типом коллектора Нельсон привел также некоторые позитивные и негативные факторы при их разработке (табл.3).

Таблица 3

Характер проявления типа коллекторов на процесс их разработки

Тип	Позитивные факторы	Негативные факторы
1	2	3
I	5. Большие зоны дренажа скважин 6. Требуется мало дополнительных скважин (только для увеличения темпов отбора) 7. Хорошая корреляция между дебитами скважин и их запасами 8. Лучшие скважины – начальные 9. Высокие начальные коэффициенты продуктивности 10. Возможность добычи из нестандартных и с низкими свойствами пород	4. Часто быстрое падение добычи из скважин 5. Возможен ранний прорыв воды 6. Трудно определить размеры и форму дренажа скважин 7. Трудно выделять зоны подсчета запасов 8. Многие эксплуатационные скважины увеличивают добычу, но не приращивают запасов
II	4. Можно разрабатывать породы с низкой проницаемостью 5. Дебиты нефти часто оказываются выше прогнозных 6. Извлечение углеводородов часто улучшается за счет трещин	1. Слабая взаимосвязь между пористостью матрицы и трещин приводит к плохой добыче из матрицы и негативной вторичной добыче. 2. Возможен ранний прорыв воды 3. Критичны интенсивность и наклон трещин. 4. Элементы разработки должны размещаться избирательно по залежи 5. Коэффициент извлечения очень неоднороден и его трудно определить 6. На залежах с аномально высоким пластовым давлением может иметь место закрытие трещин
III	1. Запасы обусловливаются свойствами матрицы 2. Распределение запасов в значительной мере однородное 3. Продолжительные высокие дебиты скважин 4. Большая непрерывность (связанность) залежи	1. Большая неоднородность по проницаемости 2. Часто нестандартное реагирование на вторичные методы 3. Зоны дренирования часто сильно эллиптичны 4. Часты взаимосвязанные залежи 5. Часто плохая корреляция между результатами ГИС, керна и данными гидродинамических исследований
IV		1. Изолированность части залежи (слабая гидродинамическая связь между частями залежи) 2. Продуктивность скважин ниже по сравнению с характеристиками матрицы 3. Коэффициент извлечения очень неоднороден по залежи 4. Анизотропия проницаемости противоположна по отношению трещиноватых коллекторов других типов

Характер работы скважин залежи 303 близок к описанию коллекторов II типа по Нельсону. Возможно, коэффициент проявления трещиноватости не очень точен из-за имеющих место погрешностей в величинах дебитов скважин. Но вывод о наличии трещиноватости коллекторов серпуховских отложений однозначен.

Оценка интерференции добывающих скважин с переведенными на ФОЖ

Весь фонд скважин, перебывавших в режиме ФОЖ, в процессе анализа их работы был разделен на четыре группы по кратности форсировки [2, 3]: увеличение отбора жидкости до 3 раз; от 3 до 10 раз; от 10 до 20 раз; более 20 раз.

Для изучения поставленной задачи была проанализирована динамика работы окружающих скважин в районе 7 наиболее сильно форсируемых. Оценка степени взаимодействия форсируемых и окружающих их скважин выполнена методом парных корреляций. По ежемесячной добыче жидкости и нефти между каждой из окружающих и форсируемой скважинами определялся коэффициент корреляции до перевода, в период и после окончания ФОЖ. Окружающие скважины выбирались с учетом литологии, находящиеся в непосредственной близости друг от друга и от форсируемой скважины (табл.4).

Таблица 4

Коэффициенты парной корреляции между форсируемыми и окружающими скважинами

№ скв		До ФОЖ	ФОЖ	После ФОЖ
форс.	окруж.			
1	2	3	4	5
37940 г	37926 г	0.429	-0.058	0.143
	37911	0.005	0.202	-0.103
	166	0.216	0.192	-0.294
	167	-0.597	-0.394	-0.361
	37936 г	0.273	0.126	0.111
38097 г	38073	0.713	-0.570	0.221
	38098	0.491	-0.469	0.186
	38072	0.362	0.209	0.357
	38074 г	0.231	-0.095	0.414
37845 г	26530	0,348	-0,136	0,662
	26505	0,235	-0,259	0,246
	26507	-0,615	-0,141	-0,272
	18д	-0,415	-0,211	-0,326
38004 г	38011 г	-0,386	0,666	0,384
	38010	0,166	0,162	0,426
38011 г	38004 г	0,348	0,173	0,339
	38010	-0,106	0,448	0,364
37772 г	37773	0,589	-0,07	-
38037 г	38074 г	0,058	0,282	-0,290
	38036	0,539	0,435	-0,170
	38039 г	-0,121	0,095	-0,133
	38063	0,162	0,148	-0,334

Результаты показали, что по большему числу скважин интенсивной интерференции между форсируемыми и окружающими скважинами не наблюдается. Взаимное влияние проявляется лишь по единичным скважинам.

Интерференция форсируемых и окружающих скважин была исследована на геолого-гидродинамической модели, построенной для участка залежи 303 (рис.2). Модель учитывала двойную пористость среды и неньютоновские свойства нефтей [6].

Рис.2. Схема моделируемого участка залежи 303.

Скважины работают в режиме заданного дебита. Для анализа влияния форсируемой скважины на другие проведены расчеты разработки пласта без использования ФОЖ (базовый вариант) и для двух вариантов ФОЖ. В первом варианте форсировки – через 1325 суток 4 скважины переводятся последовательно с интервалом в 70 сут на форсированный дебит, а все остальные продолжают работать без изменения дебита. Во втором, кроме указанных выше четырех скважин, через 90 сут переводятся на ФОЖ с интервалом в 60 сут еще 4 скважины.

Анализ поведения забойных давлений позволяет сделать вывод о незначительном влиянии на их величину перевода на ФОЖ соседних скважин, некотором снижении обводненности окружающих скважин, не задействованных в форсировке, и, как следствие, увеличении отбора нефти из них. Перевод отдельных скважин на ФОЖ не отражается на работе более удаленных скважин. Сравнивая результаты расчетов, полученных по двум вариантам ФОЖ, можно оценить влияние новых переводимых на ФОЖ скважин на другие, переведенные ранее на такой режим. Из табл.5 видно, что перевод скважин №№37983, 37998, 17550 и 37985 на ФОЖ привел к некоторому росту обводненности и уменьшению количества добытой нефти у всех форсированных на первом этапе скважин. Режим скважины №37998 в течение всего периода моделирования сохранялся без изменения.

Таблица 5

Характеристики работы скважин при t=2108 сут.

Базовый вариант **Форсировка 1**

Номер скважины	Θ , %	Q, м^3	Qн, м^3	Номер скважины	Θ , %	Q, м^3	Qн, м^3
35877	76,06	21080	5045,6	35877	76,94	78162	18010,1
37984	71,09	12648	3656,9	37984	78,59	84877	18172,3
37969	74,60	18972	4818,3	37969	76,46	86513	20365,3
35878	80,24	10540	2082,9	35878	80,63	113145	21920,8
37983	77,03	16864	3873,6	37983	74,88	16864	4235,2
37998	81,26	10540	1975,5	37998	79,47	10540	2163,2
17550	79,92	58391	11726,6	17550	79,87	58391	11754,8
37985	78,71	21080	4488,9	37985	77,94	21080	4650,1
35854	78,97	8642	1817,4	35854	76,70	8642	2013,3
∑		178758	39486,0	∑		478217	103285,4

Форсировка 2

Номер скважины	Θ , %	Q, м^3	Qн, м^3
35877	77,68	78140	17441,8
37984	78,77	84877	18018,8
37969	76,99	86513	19901,3
35878	80,91	113145	21600,8
37983	78,90	90250	19044,1
37998	79,64	10540	2145,3
17550	83,85	165818	26780,8
37985	80,51	69753	13596,5
35854	80,49	36213	7063,7
∑		735252	145593,5

Θ , % – обводненность; Q – количество добытой жидкости; $Q_н$ – количество добытой нефти.

Для оценки эффективности ФОЖ сравним кратность изменения относительно базового варианта количества добытой нефти ($к_н$) с кратностью количества добытой жидкости ($к_ж$) со всего участка за определенный промежуток времени. За первые 300 суток ФОЖ, когда были задействованы 4 скважины, $к_ж$=4.38, а $к_н$=6.14, т.е. относительное количество добытой нефти возросло значительно больше, чем относительное количество добытой жидкости. За 780 суток в первом варианте ФОЖ $к_ж$=5.51, $к_н$=7.02, во втором – $к_ж$=9.38, $к_н$=11.01. Эти данные показывают весьма высокую эффективность ФОЖ не только за счет увеличения темпа разработки участка, но и за счет повышения его нефтеотдачи.

Заключение

Залежь 303 (серпуховские отложения) является одной из крупных на Ромашкинском месторождении, имеет сложную динамику ввода в разработку и непростые эксплуатационные характеристики. По состоянию на 01.06.2010 при отборе 19,64% от извлекаемых и 4,4% от геологических запасов нефти обводненность продукции составляет 86,8%. По результатам выполненных гидродинамических исследований скважин и специальной обработки показателей работы залежи получены количественные оценки характера трещиноватости и типа коллекторов.

Трещино-поровое строение серпуховских отложений, лежащее в основе объяснения механизма форсированного отбора жидкости, подтверждается исследованиями степени интерференции рассредоточенных форсируемых и окружающих их добывающих скважин, работающих в обычных режимах эксплуатации. Интерференция весьма слабая или отсутствует. Лишь в единичных случаях имеет место отрицательный коэффициент корреляции между указанными скважинами по дебитам жидкости и нефти на уровне до 0,5–0,6. Увеличение отбора нефти из форсируемых скважин существенно выше возможных снижений дебитов окружающих.

Установленные выше наблюдения подтверждаются результатами геолого-гидродинамического моделирования с учетом двойной пористости коллектора и неньютоновских свойств нефтей. При переводе на ФОЖ группы близко расположенных скважин взаимодействие между ними также незначительное.

Степень надежности полученных результатов и выводов определяются достоверностью промысловой информации.

Литература

1. Дияшев Р.Н., Хисамов Р.С., Кандаурова Г.Ф. Форсированный отбор жидкости в условиях нетрадиционных нефтяных залежей // Материалы 10-й юбилейной международной научно-практич. конф. «Повышение нефтегазоотдачи пластов и интенсификация добычи нефти» 8 июня 2006г. РОСИНГ, ВЕНСИС.

2. Хисамов Р.С., Дияшев Р.Н., Файзуллин И.Н., Кандаурова Г.Ф. Предварительные результаты форсированного отбора жидкости из скважин залежи № 303 Ромашкинского нефтяного месторождения // Тр. конф. «О перспективах разработки карбонатных коллекторов и новые технологии увеличения коэффициента извлечения нефти» (посвящается добыче 3-миллиардной тонны нефти РТ), Лениногорск 26.04.2007, с.42–58.

3. Дияшев Р.Н., Хисамов Р.С., Кандаурова Г.Ф., Файзуллин И.Н. Форсированный отбор жидкости в карбонатных коллекторах с двойной пористостью // «Нефтяное хозяйство». – 2007. – № 6. – С. 77–81.

4. Разработка петрофизической основы для переинтерпретации геофизического материала с целью определения емкостных параметров продуктивных пластов на залежах 301–303, ТатНИПИнефть, 2002 г.

5. Определение неньютоновских, физико-химических свойств, компонентного, структурно-группового и углеводородного состава нефтей залежи 303 Ромашкинского месторождения с целью изучения механизма ФОЖ и использования при математических экспериментах на фильтрационных моделях, отчет РО «Волга-Кама» РАЕН, ССП УГНТУ ХНИЛ «Бурение», г.Бугульма, 2008 г.

6. Р.Н.Дияшев, Р.С.Хисамов, А.Н.Чекалин, В.М.Конюхов. Форсированный отбор жидкости из трещиновато-пористого пласта с неньютоновской нефтью и подошвенной водой // Георесурсы. – 2009. – № 2 (30). – С. 37–40.

7. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, By R.A. Nelson, BP Amoco, Houston, TX, 2001 г.

МИРОВОЙ ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ В КАЧЕСТВЕ ОБОСНОВАНИЯ ЕЕ ПРИМЕНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Р.Н.Дияшев *(ООО «ТНГ-Групп»)*, **Д.Р.Абдрашитова** *(КП(Ф)У)*.

Большая часть остаточных запасов нефти в России относятся к категории трудноизвлекаемых. Их доля увеличилась от 8% в 1961 г. до 53% в 2006 г. Коэффициент нефтеотдачи за этот период снизился с 50 до 38% [1]. Поэтому обеспечение высокого уровня нефтеотдачи пластов является важнейшей задачей. В мировой практике среди методов увеличения нефтеотдачи месторождений высоковязких и тяжелых нефтей по объему применения и добыче нефти приоритетное место занимают тепловые в первую очередь, закачка теплоносителей. Доля метода внутрипластового горения (ВГ) существенно меньше, хотя по экономической оценке эта технология примерно на 20% дешевле, чем закачка пара. Обзор зарубежных публикаций по физическому и математическому моделированию различных модификаций процесса ВГ показал весьма большую привлекательность технологии [2].

Данная работа направлена на обобщение практических результатов опытно-промышленных работ и промышленного внедрения технологии ВГ в мире. Дается оценка перспектив применения технологии ВГ для объектов нижнего и среднего карбона на месторождениях Татарстана.

Анализ динамики применения технологии ВГ в мире

В качестве исходных данных для такого анализа были использованы материалы, публикуемы каждые два года в Oil & Gas Journal [3]. По этим данным была создана сводная таблица по 118 зарубежным проектам по ВГ, включающая общие сведения, коллекторские характеристики, параметры пластовой нефти и оценку состояния и эффективности проекта – всего 19 показателей.

Динамика количества действующих проектов показана на рис. 1.

Преобладающее число проектов принадлежит США (56) и Канаде (23). Максимальное число действующих проектов в мире было в 1971 г. (44 проекта). Фактически число действующих проектов по ВГ в мире было больше: ряд стран информацию о технологиях по МУН в редакцию [3] не предоставляли. Например, данных о проектах по ВГ в бывшем СССР и России в материалах журнала не имеется. Несмотря на это, статистика достаточно представительная, для того чтобы сделать определенные выводы.

Рис. 1. Динамика изменения количества действующих проектов по ВГ.

Оказалось, что количество проектов по ВГ в мире тесно коррелируется с изменением мировых цен на сырую нефть. Наибольшее количество проектов действовало в период с 1971 по 1986 гг., примерно в этот отрезок времени наблюдается период роста мировых цен на сырую нефть в связи с военно-политическими событиями на Ближнем Востоке (рис. 2).

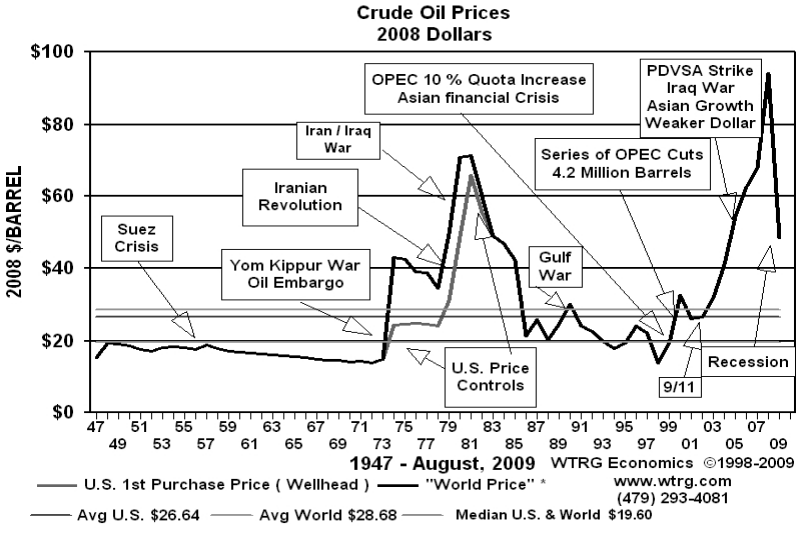


Рис. 2. Динамика изменения цен на нефть с комментариями [по данным интернета].

С 1986 г. число действующих проектов резко снижается, что связано со стремительным падением цен на нефть. Соотношение между числом проектов по ВГ и ценой нефти можно проследить и дальше. Такая закономерность характерна в целом для всех методов увеличения нефтеизвлечения (рис. 3).

Рис. 3. Динамика изменения количества действующих проектов по увеличению нефтеотдачи в США.

Для дальнейшего анализа из сводной таблицы данных были выбраны успешные и обещающие быть успешными проекты, следуя оценкам авторов опубликованных материалов. Около 56% проектов отнесено к этой группе.

Из рассмотренных нами объектов были выбраны завершенные или находящиеся на стадии завершения проекты. Далее проанализированы отдельно группы успешных и обещающих быть успешными завершенных проектов (1 группа) и завершенных неуспешных проектов (2 группа). Находящиеся на стадии завершения проекты, которым рано давать оценку, в дальнейшем анализе не участвуют.

Распределение проектов по их продолжительности показано в табл. 1. О начале внедрения технологии информация дается в публикациях [3], за конец действия процесса ВГ мы приняли год прекращения публикации по тому или иному проекту.

Таблица 1

Продолжительность действующих проектов по ВГ в США и Канаде

Продолжительность ВГ, годы	Число проектов	
	всего (%)	в том числе успешных (%)
1-3	8 (11,4)	1 (2,6)
3-5	7 (10)	3 (7,7)
5-7	7 (10)	3 (7,7)
7-10	11 (15,7)	4 (10,4)
10-15	8 (11,4)	5 (12,8)
15-20	8 (11,4)	6 (15,4)
20-30	13 (18,6)	9 (23,1)
>30	8 (11,4)	8 (20,5)

По тем проектам, по которым были известны значения коэффициента нефтенасыщенности на начало и конец реализации проекта рассчитали КИН как отношение разности нефтенасыщенности перед началом реализации проекта и после его завершения к значению перед началом. Среднее значение КИН по проектам первой группы выше, чем по второй и составляет 43,4% (против 39% по второй). 50% проектов первой группы характеризуются значениями КИН в интервале 50% и выше. По проектам второй группы значения КИН заметно ниже: 50% проектов характеризуется значением КИН в пределах 30–50% (рис.4).

Рис.4. Накопленное распределение завершенных и на стадии завершения проектов по коэффициенту нефтеизвлечения.

В табл. 2 для выделенных групп приведены диапазон изменения и средние значения основных геолого-физических параметров коллекторов и свойств нефтей.

Таблица 2

Средние значения параметров по группам зарубежных завершенных и на стадии завершения проектов.

Оценка проектов	Коли-чество объектов	Кп, %	Кпр, мД	Плотность нефти, г/см3	Вязкость нефти, мПа*с	Глубина залегания пласта, м	Темпе-ратура пласта, °С	КИН, %
Успешные и обещающие быть успешными (группа 1)	39	14-42,6/27,08	10-4000/999	0,825 - 1,014/0,915	0,8-2700/278,54	76,2-3444,2/1068,6	16-106/53	6-82/43,4 *
Неуспешные (группа 2)	9	13-38/29	58-6000/1636	0,830-0,986/0,907	1,4-2,750/671,84	106,7-1554,6/612	21-76/36	18-59/39 **

* – усреднение по 21 проекту, ** – усреднение по 4 проектам

Видно, что существенные различия выявились по значениям проницаемости, глубине залегания пласта и вязкости нефти. По проектам первой группы значения вязкости нефти и проницаемости пластов ниже, чем для неуспешных. В то же время по величине подвижности ($К_{пр}/\mu$) первая группа проектов оказывается значительно лучше, чем вторая: соответственно 3,6 и 2,4 мД/МПа·с. Глубина залегания пласта – фактор скорее экономический, чем технологический, поскольку с ее увеличением возрастают стоимость скважин и расходы на закачку воздуха. По этому показателю неуспешные проекты оказались в более благоприятных условиях.

Однако в ряде случаев неуспешность проекта обусловлена не только неадекватными геолого-физическими условиями, но и человеческим фактором и недостаточной технической оснащенностью. Так, в некоторых проектах, эксплуатационные проблемы являлись следствием недостаточной изученности объекта работ, низким уровнем составления проектов, отсутствием оборудования требуемых характеристик и т. д., хотя геологические характеристики объекта при этом были благоприятны для проведения процесса.

На это показал обзор публикаций, в которых излагались материалы по осуществлению внутрипластового горения на месторождениях с указанием особенностей реализации технологии, возникавших проблем и оценки ведения процесса.

Из опыта применения технологии ВГ на зарубежных месторождениях

По опубликованным в печати материалам нами обобщены достоинства и проблемы при реализации технологии ВГ на 29 зарубежных объектах. По ним составлена таблица основных показателей выполнения работ, в том числе тип коллектора, площадь опытного участка, глубина залегания, пористость, проницаемость и начальная нефтенасыщенность пластов, плотность и вязкость нефти, ожидаемый и фактический КИН. Ниже кратко прокомментируем текстовые и сведенные в таблицу данные.

1. Опытно-промышленные работы на рассматриваемых месторождениях проводились в различных масштабах; площади опытных участков месторождений колеблются в пределах от 1,3 до 370 га.

2. По рассматриваемым месторождениям наблюдается широкий диапазон глубин залегания (от 50 до 3500 м) и эффективных нефтенасыщенных толщин продуктивного пласта (от 1,3 до 61 м). Даже в пределах одного месторождения толщины могут изменяться в пределах от 2 до 35 м (месторождение Виделе, Румыния). Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина по 28 месторождениям составляет 15,2 м. Средняя глубина залегания объекта по 29 рассмотренным проектам составляет 714,8 м.

Практически все рассматриваемые проекты характеризуются высокими значениями пористости (до 41% на месторождении Ист-Тиа-Хуана, Венесуэлла). В среднем по 27 месторождениям пористость составляет 28,1%.

Очень неоднородны объекты по проницаемости. На месторождении Мига (Венесуэла) диапазон изменения значений проницаемости составляет 1000 – 10000 мД. По рассмотренным 29 месторождениям проницаемость пород меняется от 9,3 до 10000 мД и в среднем составляет 1531,3 мД.

То же самое можно сказать и о неоднородности месторождений по значениям вязкости пластовой нефти. На месторождении Перис Велли диапазон изменения значений вязкости нефти пластовых условиях от 23000 до 227000 МПа·с. По 28 месторождениям вязкость принимает значения от 3 до 227000 МПа·с, среднее значение – 5862,7 МПа·с.

3. Почти все рассматриваемые месторождения характеризуются высокими значениями начальной нефтенасыщенности – до 81%. Это свидетельствует о том, что процесс ВГ внедрялся на месторождениях на ранней стадии разработки, что положительно сказывалось на его проведении. Нефтеотдача пластов при горении на залежах высоковязких нефтей, по данным промысловых испытаний, на 13 месторождениях варьирует от 14,3 до 74% (залежь Шеннон, месторождение Солт-Крик, США), что в несколько раз превышает величину ее при разработке месторождений в режиме истощения (от 5 до 15%). Среднее значение КИН по этим месторождениям составляет 48,8%. Ожидаемое значение КИН по 13 проектам находится в диапазоне от 30 до 57,6% и в среднем составляет 45,8%. Таким образом, в целом КИН, достигнутый в результате проведения процесса оказался даже выше ожидаемого по проектам.

4. По охвату пласта процессом горения имеется мало информации, но по имеющимся данным можно сказать, что он достаточно высок: до 67,5%.

5. Воздухо-нефтяное отношение по рассмотренным месторождениям колеблется в пределах от 182 до 4000 $м^3/м^3$ и по 18 месторождениям в среднем составляет 1824 $м^3/м^3$.

6. Технологические неудачи преимущественно связаны с недостаточной изученностью объекта работ и некачественным проектированием процесса ВГ.

7. Процесс ВГ испытан в пластах, представленных в основном несцементированными песчаниками или песками. Нам известны всего четыре проекта промысловых опытных работ в карбонатных пластах. На месторождении Ирвин-Фурнис (Кентукки, США) в 1954 г., на месторождении Штайнферде (б. ФРГ) в 1963 г. и два небольших промысловых испытания влажного внутрипластового горения в Восточном Техасе (опытные участки D и E в отложениях доломитов Сан Андрес и Браун). Упоминается, что им предшествовали лабораторные опыты на моделях пласта. Подробные данные об опытных работах на месторождении Ирвин-Фурнис не опубликованы. Характеристики опытных объектов, на которых в карбонатных коллекторах осуществлялось ВГ, приведены в табл. 3. Данные о структуре порового пространства не сообщаются.

8. На месторождениях испытывались и применялись в промышленном масштабе различные технические и технологические решения. Например, на месторождениях Румынии, месторождениях Трикс-Лиз и Хамболдт-Шанут (США) испытывалась линейная система вытеснения сверху вниз по структуре пласта, а также кратковременное ВГ в некоторых добывающих скважинах и закачка пара в скважины впереди фронта горения. Противоточное горение для улучшения утилизации кислорода закачиваемого воздуха применялось на залежи Шеннон месторождения Солт Крик (США). На месторождении Хамболдт-Шанут, кроме этого, для интенсификации добычи нефти применяли небольшие ГРП. На залежи В месторождения Вест Ньюпорт применяли особую технологию утилизации газов горения: добытые газы использовали для производства пара. Для регулирования процесса на многопластовой залежи месторождения Мидуэй-Сансет (США) в нагнетательных скважинах вскрывали разные нефтенасыщенные пласты.

9. Из обзора следует, что влажное внутрипластовое горение экономически и технологически эффективнее его сухого варианта. На нескольких объектах особо эффективным оказался переход от сухого варианта ВГ к ВВГ путем закачки воды в выжженную зону пласта, что обеспечивает более равномерное распределение сгенерированного в пласте тепла и более полное вытеснение нефти паром и водой (месторождение Белвью (США)).

10. Подтвердилась возможность создания фронта горения на заводненных залежах с тяжелой нефтью (например, месторождения Нитсу (Япония) и Северо-Западный Фостертон (США).

Проблемы, возникающие при реализации технологии ВГ и пути их решения

В процессе реализации технологии ВГ на месторождениях возникает ряд проблем, в том числе:

– Прорыв воздуха или газов горения к добывающим скважинам при неоднородном коллекторе или высокой вязкости нефти и их частые ремонты из-за выноса песка. По результатам физического моделирования процесса, комплексного изучения коллекторов и опытных работ в единичных элементах эти проблемы можно предвидеть и предусмотреть соответствующие технические и технологические их решения.

– Низкая приемистость нагнетательных скважин; необходимую приемистость можно восстановить солянокислотными обработками призабойных зон [7].

– Проблема высоких значений расхода воздуха на единицу добываемой нефти решается переходом на влажное горение.

– Засоры фильтров-хвостовиков добывающих скважин и повышение содержания сероводорода в добываемых газах. В ряде случаев проблему решали заменой хвостовиков и установкой газоочистителей.

– Образование стойких эмульсий. С целью решения проблемы через межтрубное пространство вместе с водой закачивали деэмульгаторы.

– Закупорка пласта под совместным влиянием окисления нефти в пласте до гудрона и отложениями парафина вызывается режимом низкотемпературного окисления. Необходимо соблюдать режим высокотемпературного окисления;

– В ходе процесса сухого горения: выход из строя добывающих скважин при подходе фронта горения, выносе песка или прорывах газов горения. Это часто происходит из-за коррозии труб. Для борьбы с коррозией применяли ингибиторы или решали проблему путем цементирования продуктивных интервалов пласта и повторной перфорации, когда не было проблем с выносом песка. Эту операцию проводили несколько раз в течение процесса горения.

– Проблема неполной утилизации кислорода закачиваемого воздуха решается применением технологии циклической закачки окислителя [8].

– На некоторых месторождениях имели место взрывы газо-воздушной смеси в компрессорно-нагнетательной системе. Причиной взрыва были отложения пленки смазки на внутренних стенках нагнетательных труб. Проблема была решена путем замены НКТ и профилактических операций: периодической промывкой воздухонагнетательных труб 5%-раствором пикриновой кислоты (2/3 $NaNO_3$ и 1/3 NaOH) и тщательной проверки отсутствия смазочных материалов на выпускном клапане и цилиндрах.

Все-таки главными причинами этих негативных явлений остаются недостаточные исследовательские работы до и в период проектирования технологии, а также недостаточный контроль и управление в процессе ее реализации.

Основные характеристики объектов нижнего и среднего карбона месторождений Татарстана и их соответствие критериям применения технологии ВГ

Были проанализированы параметры и сделана оценка перспективы применения технологии ВГ на месторождениях Татарстана с тяжелыми и высоковязкими нефтями в нижнем и среднем карбоне.

Благодаря использованию обширной базы данных нами были выделены диапазон изменения и средние значения основных параметров нефтей и пород-коллекторов по 131 месторождению Татарстана в нижнем и среднем карбоне. Количество объектов в целом составило 1571.

С использованием этих данных и полученных нами результатов по значениям тех же параметров по зарубежным завершенным и на стадии завершения успешных и обещающих быть успешными проектам были построены графики распределения накопленных частот (рис. 5).

На графиках тенью выделены области перекрытия параметров. Ряд объектов на месторождениях РТ попадает в область критериев для успешных и обещающих быть успешными зарубежных проектов. Это первый аргумент для дальнейшего изучения этих объектов на предмет возможности применения технологии ВГ.

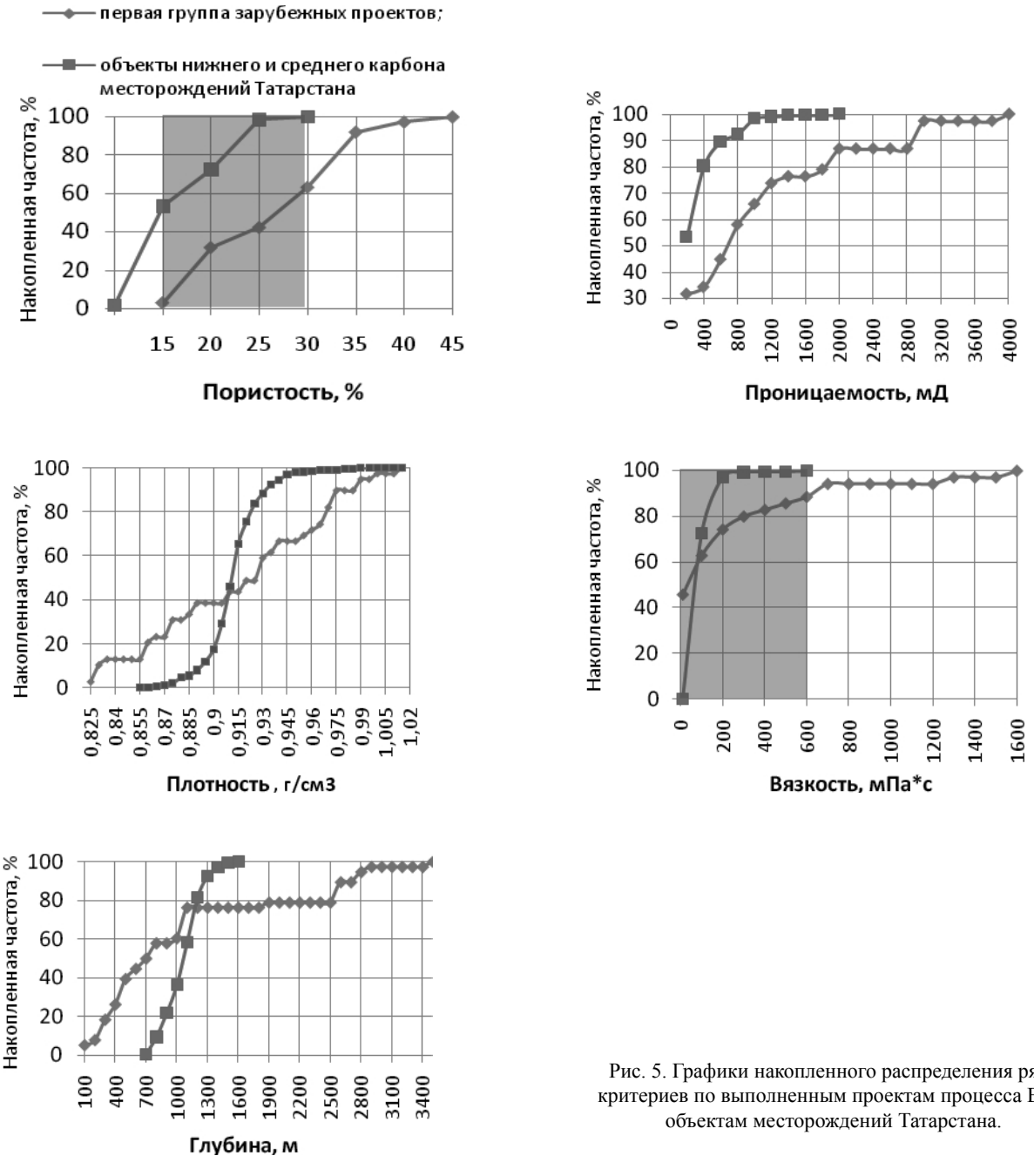


Рис. 5. Графики накопленного распределения ряда критериев по выполненным проектам процесса ВГ и объектам месторождений Татарстана.

Параметры месторождений Татарстана в нижнем и среднем карбоне находятся в пределах тех же значений, что и для успешных и обещающих быть успешными зарубежных проектов. Но нефти месторождений Татарстана менее вязкие (до 600 МПа·с) по сравнению с зарубежными (до 1600 МПа·с), а значения пористости и проницаемости ниже зарубежных.

Диапазон изменения и средние значения основных параметров объектов с высоковязкими нефтями в нижнем и среднем карбоне приведены в табл. 4. Их сравнение с критериальными значениями применения процесса ВГ, полученными в данном обобщении (табл. 2), показывает, что по средним величинам сложно и некорректно рекомендовать применять или отказываться от технологии ВГ. Но можно сделать вывод о том, что вопросом о применении метода ВГ для месторождений Татарстана в нижнем и среднем карбоне следует заниматься.

Но нужно отметить, что промышленному внедрению процесса ВГ на месторождении должен предшествовать огромный комплекс различных исследований: физических и окислительных свойств нефтей, фильтрационных характеристик пласта, структуры залежи, наличия или отсутствия подошвенных вод и газовой шапки и т.п. Также необходимо предварительное проведение физического и математического моделирования процесса ВГ в лабораторных условиях для выяснения таких специфических исходных данных для осуществления ВГ, как: удельное содержание топлива (коксоподобного остатка) в нефтенасыщенной породе, удельный расход воздуха на выжигание 1 м^3 пласта, коэффициент вытеснения нефти, оптимальное водо-воздушное отношение для реализации влажного и

сверхвлажного горения и пр. После этого рекомендуется провести ОПР по ВГ на участке с ограниченным числом скважин и выяснить, реально и экономически оправдано ли промышленное внедрение процесса на всей залежи или месторождении.

Промысловые испытания в одной или нескольких скважинах могут дать такие ценные данные, как приемистость нагнетательных скважин, условия и скорости низко- и высокотемпературного окисления нефти, ее подвижность, направление и скорость перемещения закачиваемых агентов и фронта горения, прорыв газообразных продуктов горения, температура и другие факторы, связанные с разработкой залежи [9]. Все полученные результаты должны составить основу для проектирования промыслового оборудования и экономической оценки промышленного проекта.

Обязательность такого предварительного тщательного проектирования технологии ВГ обусловлена сложностью процесса, сопряженностью его с химическими реакциями со свободным кислородом, что требует повышенных мер безопасности. Как показала практика, большинство неудачных промышленных работ по ВГ было обусловлено недостаточной их проработанностью на стадии проектирования.

Данная технология является одной из самых эффективных по сравнению с другими методами увеличения нефтеотдачи для месторождений высоковязких и тяжелых нефтей. Метод ВГ позволяет увеличить КИН в 2-3 раза по сравнению с его величинами при традиционных методах разработки месторождений. Заметим, что одно из достоинств технологии высокотемпературного окисления – облагораживание высоковязких и тяжелых нефтей, установленное многочисленными лабораторными исследованиями, в процессе проведения промышленных работ пока осталось без внимания.

Таблица 3.

Характеристика опытных объектов по ВГ в карбонатных коллекторах.

Объект	Коллектор	Глубина залегания пласта, м	Эффективная толщина пласта, м	Пористость, %	Проницаемость, мД	Начальная нефтенасыщенность, %	Пластовая температура, °С	Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см^3	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	КИН, %
Штайнферде (б. ФРГ)	известко-вистый песчаник	170	9	27	270	42,5		0,934	460	53 (факт.)
Опытный участок D (США)	доломит	1500	21	12,8	9,3	67	42,2	0,876	1,92	-
Опытный участок E (США)	доломит	975	14,1	10	10	45	27,8	0,823	3	-

Таблица 4.

Характеристика объектов нижнего ми среднего карбона месторождений РТ.

Коли-чество место-рождений (объектов)	Кп, %	Кпр, мД	Плот-ность, г/см3	Вязкость, мПа*с	Эффек-тивная нефте-насы-щенная толщина, м	Глубина залегания пласта, м	Начальная нефтенасы-щен-ность, %	Темпе-ратура пласта, °С	КИН, %
131 (1572)	7,7-30/16,8	1,02-11148,6/263,2	0,855-0,998/0,913	5,9-588,6/77,12	0,3-25,7/3,4	633-1550/1051	0,56-2,64/0,76	10-85/23	0,7-51/22,4

Примечания. Перед дробной чертой приведен диапазон изменения параметра, за дробной чертой – среднее значение.

Заключение

Обзор опубликованных работ о практической реализации технологии внутрипластового горения на зарубежных нефтяных месторождениях показал, что область ее применения как по характеристикам коллекторов, так и по свойствам нефтей является весьма широкой. Выделены интервалы изменения и средние значения некоторых критериальных параметров для успешных и обещающих быть успешными проектов, доля которых составляет 56%. Из них около 72% имеют продолжительность от 10 до 30 и более лет. Достигнутые коэффициенты нефтеизвлечения составляют в среднем 43,4% (табл. 2). По данным анализа публикаций о динамике и результатах процесса ВГ на 13 месторождениях средний коэффициент нефтеизвлечения составил 48,8%.

Важнейшим фактором успешности технологии является глубокое научное обоснование и проектирование работ на конкретных объектах, обеспечение необходимыми техническими средствами и мониторинг процесса квалифицированными специалистами. Технология не является «кувалдоустойчивой» и должно быть соответствующее ее исполнение. Это справедливо в XXI веке инновационных и нанотехнологий.

Залежи нефти нижнего и среднего карбона месторождений Татарстана по характеристикам коллекторов и нефтей соответствуют интервалам изменения последних по успешным зарубежным проектам и, следовательно, могут быть объектами для начала серьезных исследований по оценке возможности применения технологии внутрипластового горения.

Литература

1. *Жданов С.А.* Коэффициент нефтеотдачи – важнейший показатель рациональности использования запасов нефти // Материалы семинара «Роль науки при расширении сферы деятельности нефтяников Татарстана». Татнефть, 2008. – С. 142–148.

2. *Дияшев Р.Н*. Новые возможности щелочного заводнения и внутрипластового горения для разработки залежей вязких, высоковязких и тяжелых нефтей (по данным зарубежных публикаций) // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №9. – С. 102–106.

3. Worldwide EOR Survey// Oil & Gas Journal. –1982-2010 April.

4. *Амелин. И.Д*. Внутрипластовое горение/ И.Д. Амелин. – М.: Недра, 1980. – 230 с.

5. *Partha S. Sarath*i. In-Situ Combustion case histories and performance analysis// In-Situ Combustion Handbook – Principles and Practies/ Partha S. Sarathi. – Bartlesville, Oklahoma, 1999. – Chapter 6. – p. 199-226.

6. *Бурже Ж.* Термические методы повышения нефтеотдачи пластов/ Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну. – М.: Недра, 1988. – 422 с.: ил. – Пер. изд.: Франция, 1984.

7. *Боксерман А.А*. Повышение нефтеотдачи путем сочетания внутрипластового окисления нефти с заводнением/ А.А. Боксерман, С.Н. Лыков// Итоги науки и техники. Серия Разработка нефтяных и газовых месторождений. Том 17. – М.: ВИНИТИ, 1986. – С. 3-105.

8. *Муслимов Р.Х*. Опыт применения тепловых методов разработки на нефтяных месторождениях Татарстана/ Р.Х. Муслимов, К.М. Мусин, М.М. Мусин. – Казань: Новое Знание, 2000. – 226 с.

9. *Антониади Д.Г.* Внутрипластовое горение / Д.Г. Антониади // Настольная книга по термическим методам добычи нефти / Д.Г. Антониади, А.Р. Гарушев, В.Г. Ишханов. – Краснодар: «Советская Кубань», 2000. – Гл. 19. – С. 150–163.

ХАРАКТЕР ЗАЛЕГАНИЯ РИФЕЙСКО-ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО ДАННЫМ ЛЕГКИХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ И СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Н.А.Докучаева, Ю.М.Арефьев, Е.Е.Андреева, С.Е.Салун

ГБУ ИПЭН АН РТ, Svetlana.Salun@tatar.ru

Основным объектом разведочных работ на нефть в Республике Татарстан являются палеозойские отложения. Истощение запасов основных действующих месторождений недр республики вызывает необходимость поиска новых объектов. Одним из таких объектов являются неметаморфизованные верхнепротерозойские (рифейско-вендские) отложения западного борта Камско-Бельского авлакогена, прослеживаемого в северо-восточной части Республики Татарстан.

Проведение исследовательских нефтепоисковых работ в пределах распространения рифейско-вендских отложений обусловливается следующими факторами:

1. Территориальной близостью западного борта Камско-Бельского авлакогена к Аксубаево-Ромашкинскому концентру [3,4]. Аксубаево-Ромашкинский концентр является минимально разрушенным изнутри, что способствовало длительному действию интрателлурического потока, поставляющего в морскую воду эффективных осадителей органического углерода – железо и марганец. Это привело к накоплению в девонских и каменноугольных осадках значительного количества органического углерода трансформированного в нефтяные месторождения, в том числе Ромашкинского гиганта [2,3].

Непосредственно примыкающий к восточной части Аксубаево-Ромашкинского концентра западный борт Камско-Бельского авлакогена может иметь положительные перспективы на нефтеносность в зонах развития рифейских и вендских отложений.

2. Нефтеносностью всех региональных нефтеносных комплексов на площади западного борта Камско-Бельского авлакогена в пределах Республики Татарстан. Залежи нефти выявлены в отложениях девона (скв.198 – Азево-Салаушская площадь); в отложениях нижнего карбона (скв. №№ 49, 55, 62, 69, 202 и др. – Кучуковская площадь, скв.№№ 91 и 54 Мензелино-Актанышская площадь); в отложениях среднего карбона (в верейском горизонте – две залежи и в отложениях каширского горизонта – одна залежь – Кучуковская площадь).

3. Наличием залежей нефти в рифейско-вендских отложениях на сопредельных территориях – Удмуртии, Пермской области и Башкортостана.

4. Нефтепроявлениями, отмеченными в терригенных коллекторах рифейско-вендского возраста в пределах Республики Татарстан (скв. № 58 Кучуковской площади, скв.№№. 20012 и 16 Бавлинской площади, скв.№ 7 Сулинской площади).

По данным глубокого бурения абсолютная глубина залегания поверхности отложений рифейско-вендского комплекса, лежащего на эродированной поверхности кристаллического фундамента, изменяется от -1588,9 (скв. №198 Азево-Салаушская) до -1774,1м (скв. № 23 Мензелино-Актанышская площадь).

Ступенчато-моноклинальное залегание кристаллического фундамента западного борта Камско-Бельского авлакогена способствовало формированию в покрывающих его рифей-вендских отложениях гипсометрически выраженных структур облекания (рис. 1, 2). В связи с этим большой интерес в качестве структуроформирующих, а значит и нефтепоисковых, представляют собой эрозионные останцы плотных пород кристаллического фундамента, интрузивные тела и палеовулканические постройки рифейского и более позднего времени. Можно предполагать, что перечисленные объекты являлись положительными формами палеорельефа, над которыми в условиях рифейско-вендской трансгрессии могли формироваться ловушки углеводородов как структурного, так и литологического, стратиграфического, тектонического и комбинированного типов.

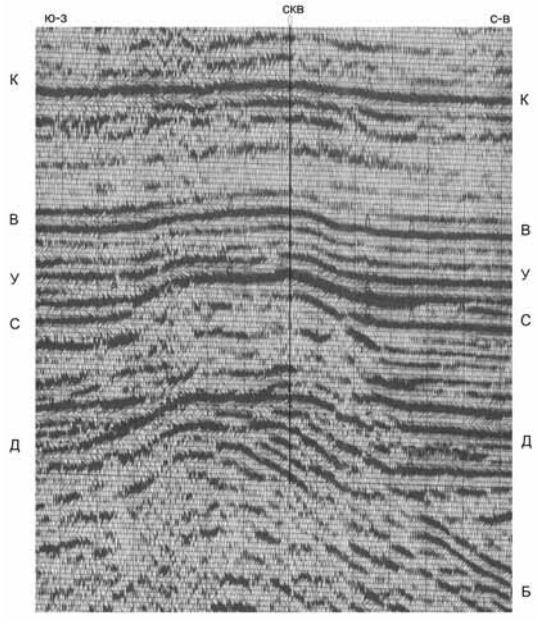


Рис.1. Проявление аномалиеобразующего объекта в волновом сейсмическом поле.

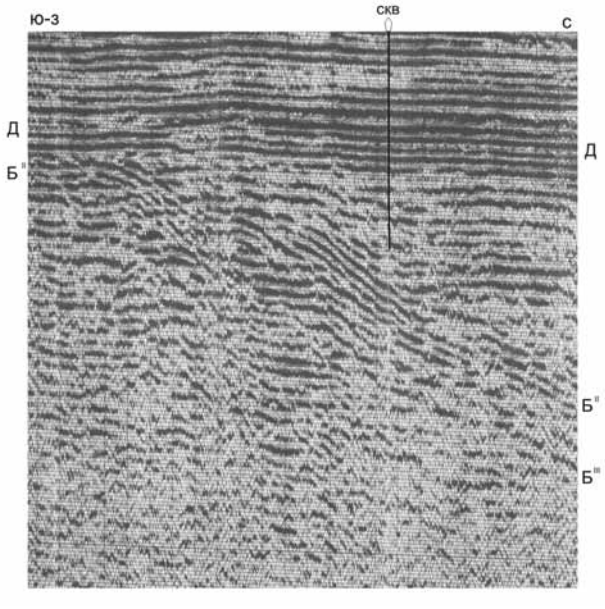


Рис.2. Отражение характера залегания рифейско-вендских отложений на временном разрезе.

Обнаружение уступообразных форм палеорельефа верхнепротерозойского времени и структур их облекания представляется возможным по данным наземных геофизических методов, включая сейсморазведку [5[.

Сопоставление карт локальных аномалий поля силы тяжести со структурными картами по отражающим горизонтам («Д» и «А») показало определенную приуроченность максимумов поля силы тяжести к поднятиям, закартированным сейсморазведкой и глубоким бурением. На временных сейсмических разрезах положительные структурные формы отражаются уменьшением Δt независимо от глубины их залегания. Крутым крыльям поднятий, как правило, соответствуют линейно-вытянутые зоны положительных аномалий магнитного поля, отождествляемые с разрывными нарушениями кристаллического фундамента. В поле силы тяжести тектонические нарушения фиксируются пониженными значениями, а по материалам сейсморазведки методом ОГТ – зонами с явным нарушением волновой картины, переходящих в участки с отсутствием фазовой корреляции.

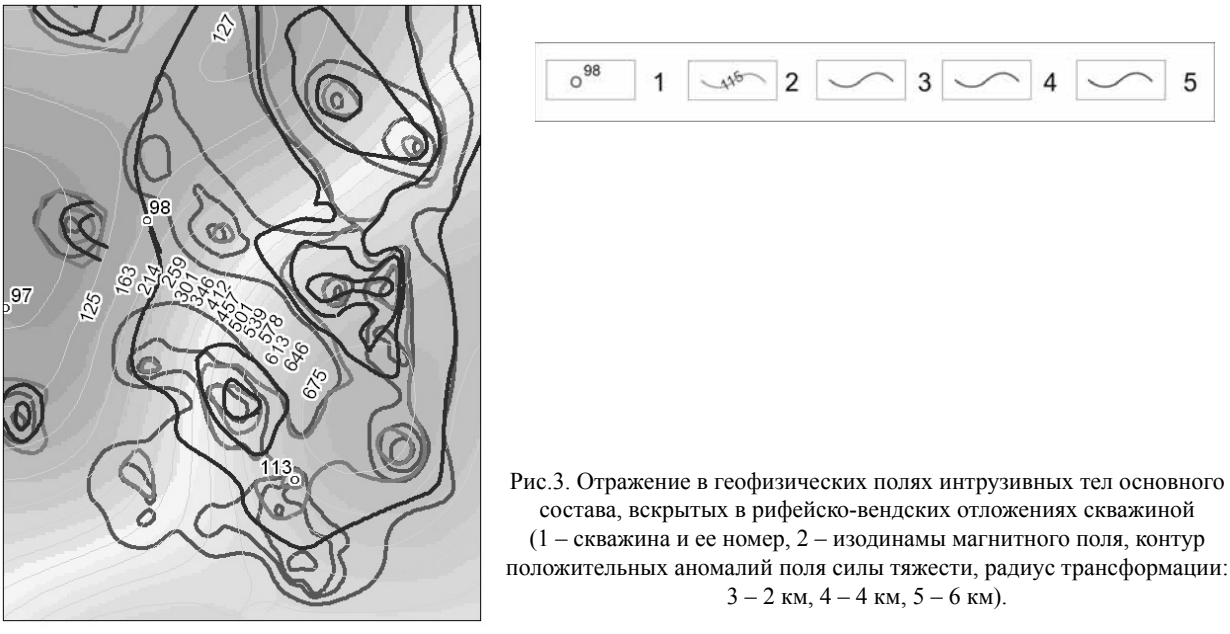


Рис.3. Отражение в геофизических полях интрузивных тел основного состава, вскрытых в рифейско-вендских отложениях скважиной (1 – скважина и ее номер, 2 – изодинамы магнитного поля, контур положительных аномалий поля силы тяжести, радиус трансформации: 3 – 2 км, 4 – 4 км, 5 – 6 км).

Породы основного состава, внедрившиеся по разрывным нарушениям кристаллического фундамента, эрозионные останцы плотных пород фундамента, фиксируются аномалиями повышенных значений как поля силы тяжести, так и магнитного поля.

На рис. 3 демонстрируется пример отражения в геофизических полях интрузивных тел основного состава, вскрытых в рифейско-вендских отложениях скважинами №№ 98 и 113 [1]. Общая вскрытая мощность интрузива в скв. № 98 равна 15 м. Подстилают и покрывают интрузив отложения рифейско-вендского комплекса. Скважиной № 113 пройдено 127 м габбро-диабазов, подстилающие породы не вскрыты.

В отложениях карбона скважиной № 98 над выступом кристаллического фундамента, образованного интрузией габбро-диабазов, вскрыты нефтенасыщенные пласты тульского горизонта.

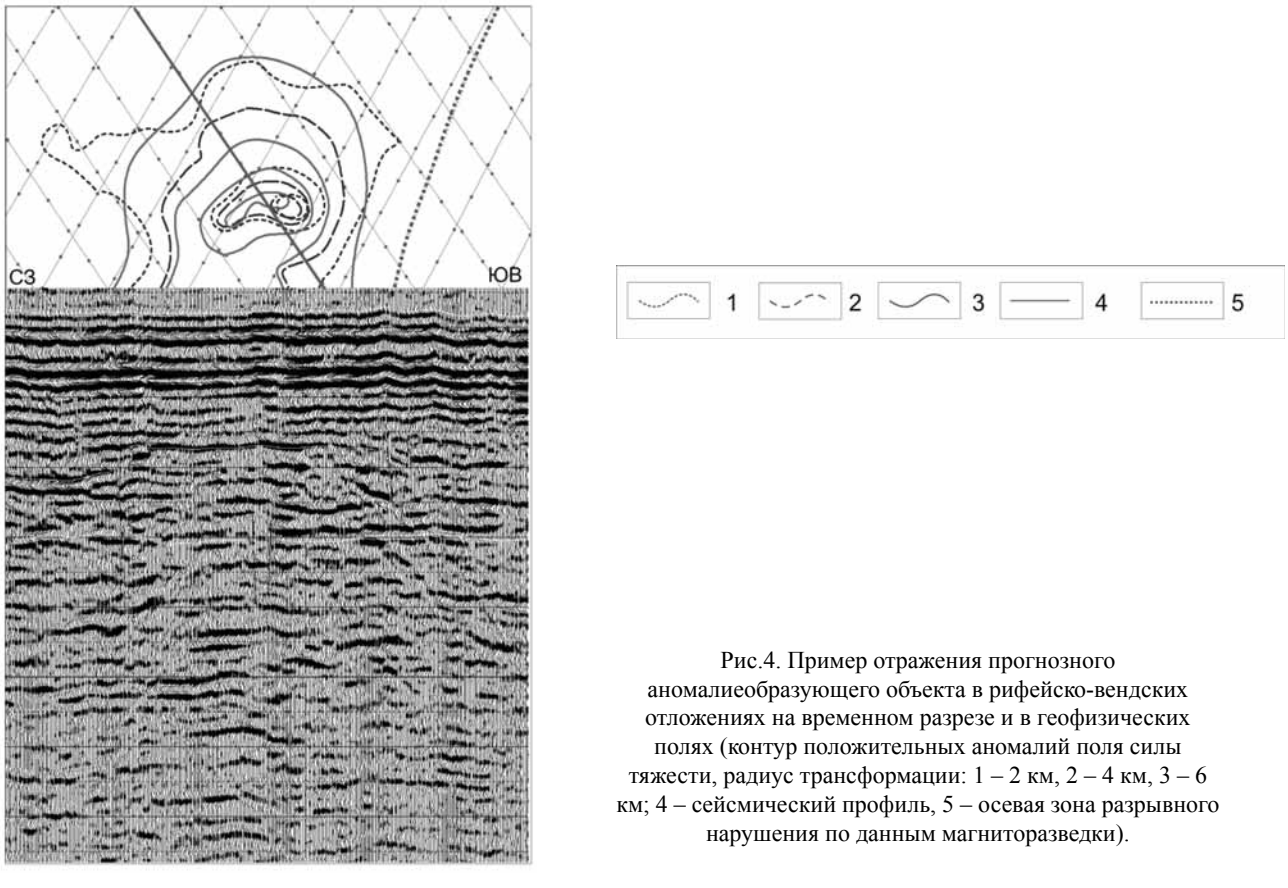


Рис.4. Пример отражения прогнозного аномалиеобразующего объекта в рифейско-вендских отложениях на временном разрезе и в геофизических полях (контур положительных аномалий поля силы тяжести, радиус трансформации: 1 – 2 км, 2 – 4 км, 3 – 6 км; 4 – сейсмический профиль, 5 – осевая зона разрывного нарушения по данным магниторазведки).

На представленных рисунках видно, что положительные морфологические элементы независимо от глубины их залегания и стратиграфической приуроченности находят четкое отражение в геофизических полях и при наличии коллекторов и покрышек могут рассматриваться как прогнозные объекты на выявление ловушек углеводородов как в традиционных нефтеносных отложениях палеозоя, так и в рифейско-вендском комплексе.

Таким образом, используя материалы легких геофизических методов и данные сейсморазведки методом ОГТ, можно прогнозировать участки и зоны возможной локализации нефтеперспективных объектов, контур которых и глубина залегания уточняются непосредственно по данным бурения, если таковые имеются, или по данным сейсморазведки.

В этой связи можно также предполагать, что помимо ловушек структурного типа в присклоновых зонах поднятий типа палеовыступов фундамента, интрузивных тел, палеовулканических постройках рифейско-вендского возраста могут быть развиты потенциально нефтеносные ловушки литологического, стратиграфического и тектонического типов.

Комплексное изучение рифейско-вендских отложений по данным легких геофизических методов и временных сейсмических разрезов позволяет оценить перспективы нефтеносности геологического разреза на участках отсутствия глубоких скважин.

На рис. 4 представлен пример отражения на временном разрезе и в геофизических полях прогнозного аномалиеобразующего объекта в рифейско-вендских отложениях, который может рассматриваться как перспективный на выявление ловушек углеводородов в рифейско-вендских отложениях.

Выводы

На основании распределения поля силы тяжести и магнитного поля в комплексе с данными сейсморазведки имеются хорошие предпосылки для выявления участков возможной локализации залежей углеводородов в нижних горизонтах осадочного чехла, включая образования рифейско-вендского комплекса.

Литература

1 *Валеев Р.Н.* Авлакогены Восточно-Европейской платформы. – М: Недра, 1978.

2. Геология океана. Геологическая история океана. – М: Наука, 1980.

3. *Докучаев С.А., Докучаева Н.А., Андреева Е.Е.* Ранние этапы эволюции континентальной литосферы Волго-Камской антеклизы и возможная природа Ромашкинского месторождения // Отечественная геология. – 2008. – №1. – С. 75–78.

4. Кольцевые структуры земной коры Волжско-Камской антеклизы / под ред. Боронина В.П. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1983.

5. *Мулюков Б.А*. Отчет о работах сейсморазведочной партии 11-12/82-83.

РОЛЬ ТЕКТОНИЧЕСКИХ РАЗЛОМОВ И ЗОН РАЗВИТИЯ ПЛАНЕТАРНОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.А.Драгунов

ООО «ТНГ-Казаньгеофизика»

От ответа на вопрос: «Откуда поступает нефть и газ в залежи»? – зависит идеология проведения нефтегазопоисковых работ, а также оценка перспектив нефтегазоносности любой рассматриваемой территории.

Системно-геодинамическое моделирование позволяет учитывать роль космогенного фактора в процессе нефтегазообразования. Оно является принципиально новым подходом к оценке перспектив нефтегазоносности на любой рассматриваемой территории [2]. Данный подход допускает, что на процесс нефтегазообразования в значительной степени оказывают влияние геодинамически активные очаги генерации углеводородов, а на ее миграцию – региональный снос флюидов, происходящий от водосборных бассейнов к шельфовым окраинам континентов по породам фундамента и гидравлически связанным с ним осадочным отложениям. Как на региональном, так и на детальном масштабных уровнях, при проведении системно-геодинамического моделирования, в качестве областей повышенной проницаемости рассматриваются геодинамически активные зоны нарушений (обширные области мелкой трещиноватости), развитие которых контролирует ротационное поле напряжений Земли.

Пространственное положение геодинамически активных зон может быть прослежено по космическим снимкам на основе фототона и всего комплекса ландшафтных индикаторов [3].

По картам пьезометрических напоров, построенных К.Н.Доронкиным (1976), видно, что региональный снос флюидов на территории Татарстана (как и на большей части Русской платформы) осуществляется в юго-восточном направлении с отдельными отходами в юго-западном направлении по породам фундамента и гидравлически связанным с ними отложениями терригенного девона. Реальная направленность движения пластовых вод неплохо совпадает с пространственным положением геодинамически активных зон (рис. 1).

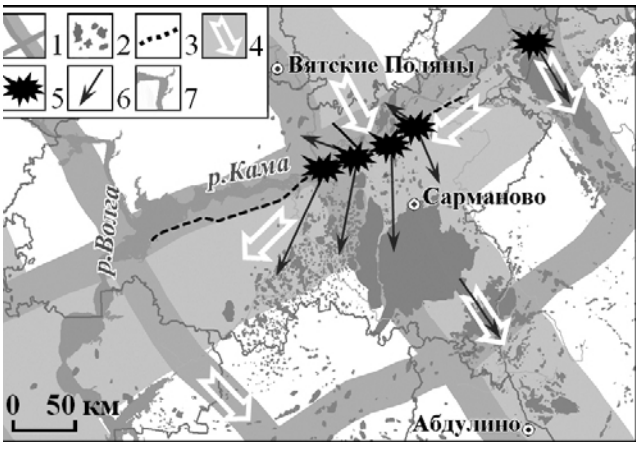


Рис. 1. Результаты системно-геодинамического моделирования Татарского свода.
1 – гедиодинамически активные зоны 1 и 2 рангов; 2 – залежи УВ; 3 – Прикамский разлом; 4 – региональный снос флюидов, происходящий по породам фундамента и терригенной толщи девона; 5 – очаг генерации УВ; 6 – направленность движения нефтегазовой эмульсии; 7 – речная сеть.

В пределах Республики Татарстан достаточно крупный гидродинамический барьер может формироваться только в районе устья р.Вятки, так как только здесь встречаются два потока подземных вод. Кроме того, здесь же проходит глубинный Прикамский разлом, что создает благоприятные условия для формирования целой группы Прикамских геодинамически активных очагов генерации углеводородов. От них в пределах зоны флюидоперетоков 1 ранга, имеющей юго-восточное направление, в направлении регионального сноса флюидов происходит миграция основной части нефтегазовой эмульсии. В пользу данного положения свидетельствует то, что в этой полосе, шириной до 90 км, располагаются все наиболее крупные месторождения углеводородов Татарстана и Башкортостана в терригенном девоне. Вместе с тем, нефть в этих залежах имеет наименьшие значения плотности, что указывает на близость их пространственного положения к очагам нефтегазообразования.

Исходя из положений системно-геодинамического моделирования Прикамские очаги генерации должны развиваться в породах кристаллического фундамента на глубинах 2 км, 4 км и более. Именно здесь небольшими порциями постоянно, по мере прохождения Лунно-Солнечных твердых приливов (в субгоризонтальных расслоениях земной коры, где постоянно происходит изменение термобарических условий), может происходить образование нефтегазовой эмульсии. По опыту работ на ранее изученных территориях известно, что от благоприятных участков для формирования крупных геодинамически активных очагов генерации «шлейфы» месторождений углеводородов вытянуты по ходу регионального сноса флюидов на 50 км и даже до 100 км.

Из данного положения следует, что саргаевские и семилукские отложения, широко развитые в Волго-Уральской НГП, не являются нефтематеринскими, а служат покрышками, ниже которых осуществляется постоянная миграция нефтегазовой эмульсии. Благодаря этому данные горизонты повсеместно обильно «заражены» углеводородами (преимущественно тяжелыми). Вместе с тем битумопроявления широко представлены и в кристаллическом фундаменте. Изучая керновый материал Миннибаевской скв. 20000, Е.Г.Бурова (1980) пришла к выводу, что по трещиноватым зонам пород кристаллического фундамента (действительно) происходит активная циркуляция флюидов, содержащих богатую гамму углеводородов.

Ближняя миграция углеводородов осуществляется по субвертикальным тектоническим нарушениям, улавливающим нефтегазовую эмульсию из области ускоренного движения флюидов. Крупные разломы смещают покрышки и позволяют углеводородам поступать во все вышележащие продуктивные комплексы, где, двигаясь далее под воздействием гравитации, они заполняют все ловушки нефти и газа. В пределах Южно-Татарского свода нефтегазовая эмульсия поднимается по всем моноклиналям к его купольной части.

Не вызывает сомнения, что первостепенное значение при формировании скоплений углеводородов играет структурный фактор. Вместе с тем, на Северо-Татарском своде и на северной части Сармановской площади большая часть скважин, давших промышленную нефть, приурочены к геодинамически активным зонам флюидоперетоков 5 и 6 рангов. Скважины, давшие только признаки углеводородов, также тяготеют к геодинамически активным зонам.

Рассмотрим более подробно роль тектонических разломов и регионального сноса флюидов на формировании скоплений углеводородов на примере северной части Сармановской площади.

По результатам анализа пространственного положения многорангового каркаса геодинамически активных зон нарушений, крупных тектонических разломов и результатов глубокого поисково-разведочного бурения стоит отметить две следующие особенности (рис. 2):

1. В районе работ имеются восемь глубоких скважин с высоким забойным пластовым давлением, давшие фонтаны нефти. Четыре из них (скв. 404, 427, 432 и 510) располагаются на расстоянии 0.2 – 1.1 км от крупных тектонических нарушений. Очевидно, что открытые данными скважинами залежи непосредственно причленены к ним. Еще четыре скважины (скв. 481, 487, 562 и 736) находятся на значительном удалении от крупных нарушений (т.е. более 4.5 км) и, по всей видимости, с тектоническими нарушениями связи не имеют.

В то же время, все восемь фонтанирующих скважин (вскрывших залежи с аномально высоким пластовым давлением) приурочены к геодинамически активным зонам наименьших рангов (т.е. 5-7 рангов). Шесть из

них (скв. 404, 427, 481, 510, 562 и 736) пробурены непосредственно в пределах геодинамически активных зон флюидонакопления (имеющих северо-восточное простирание), одна (скв. 432) в пределах геодинамически активных зон флюидоперетоков (северо-западное простирание) и еще одна в узле пересечения разноранговых зон флюидонакопления и флюидоперетоков (скв. 487).

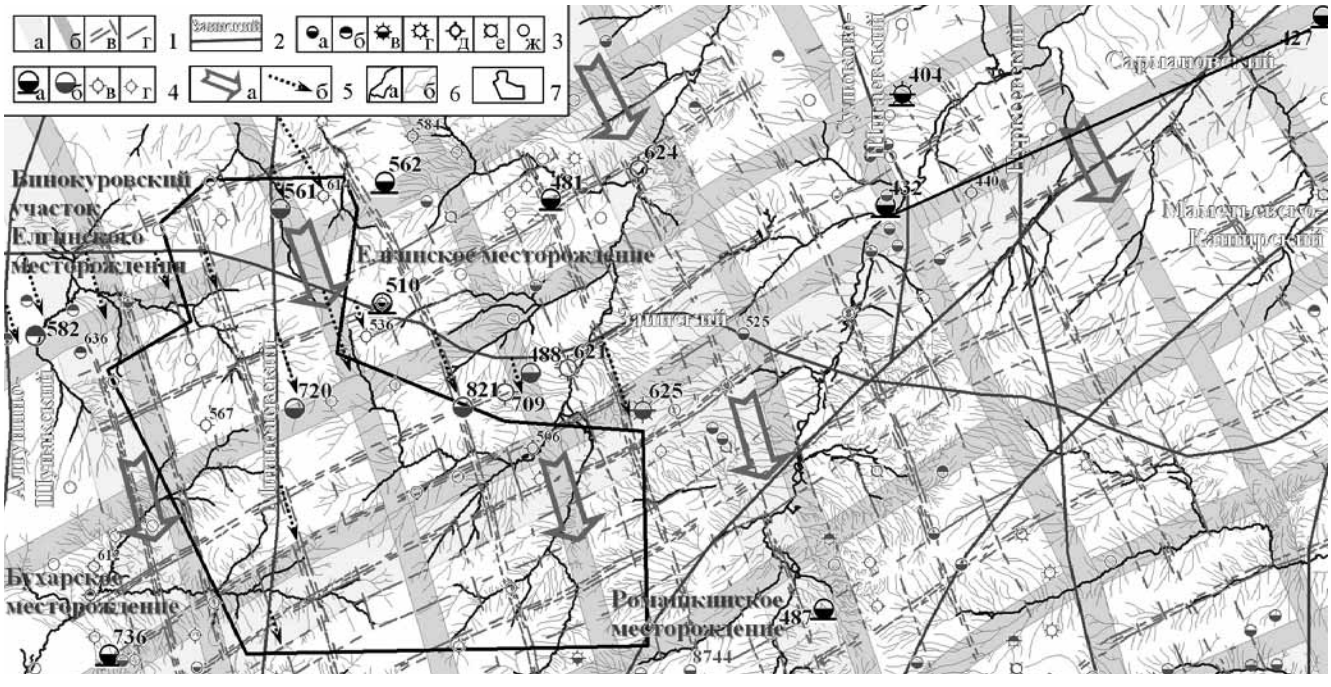


Рис. 2. Связь высокого забойного пластового давления в скважинах и нефтепроявлений, полученных из средне- и верхнефранских отложений, с крупными тектоническими разломами и многоранговым каркасом геодинамически активных зон на Сармановской площади.

1 – геодинамически активные зоны: а – 4 ранга, б – 5 ранга, в – 6 ранга, г – 7 ранга; 2 – осевые линии тектонических разломов кристаллического фундамента (Войтович,2003); 3 – глубокие скважины: а – с притоком нефти в девоне, б – с притоком нефти в карбоне;
в – с притоком нефти в девоне и их признаками карбоне, г – с признаками нефти в девоне и карбоне, д – с признаками нефти в девоне, е – с признаками нефти в карбоне, ж – без признаков нефти; 4 – глубокие скважины: а – фонтанирующие нефтью, б – с разломнообусловленными залежами в средне- и верхнефранских отложениях и в карбоне, в – с признаками нефти в верхнефранских отложениях, г – не имеющие рассматриваемых признаков; 5 – направление движения: а – регионального сноса флюидов, б – нефтегазовой эмульсии; 6 – водотоки: а – постоянные, б – временные; 7 – северная часть Сармановской площади.

Таким образом, в районе работ проявляется связь фонтанирующих скважин, как с тектоническими разломами, так и с геодинамически активными зонами. Причем связь с геодинамически активными зонами является наиболее существенной.

2. Минибаевский, Алтунино-Шунакский и Заинский глубинные разломы, имеющие субмеридиональное (первые два) и субширотное простирание, играют существенную роль при формировании и переформировании скоплений углеводородов в северной части Сармановской площади. Как было отмечено выше, основная направленность регионального сноса флюидов на территории Республики Татарстан осуществляется ниже подошвы саргаевского горизонта, в основном с севера на юг – преимущественно в юго-восточном направлении, с отдельными отходами в юго-западном направлении. Исходя из этого, следует, что Минибаевский и Алтунино-Шунакский разломы способны выполнять роль зон региональной проницаемости и обеспечивать перенос с севера на юг нефтегазовой эмульсии (т.е. в пределы Ромашкинского месторождения). Заинский разлом простирается поперек регионального движения пластовых вод, и поэтому можно ожидать, что флюидообмен в его пределах менее активен, что создает в большей степени благоприятные предпосылки для вертикальной миграции углеводородов.

В пользу последнего утверждения говорит то, что Винокуровский участок Елгинского месторождения (скв. 501, 658, 669 и др.), а также залежи, открытые вдоль Заинского разлома, в районе скв. 488, 510 и 625, располагаются либо в пределах данного разлома, либо южнее – по ходу регионального сноса флюидов от него. К востоку от Минибаевского разлома в скв. 561 и 720 открыты небольшие залежи нефти, расположенные на расстоянии, соответственно, 0.3 км и 0.5 км. Можно полагать, что данные залежи также являются приразломными, на развитие которых оказывает влияние региональный снос флюидов. Многопластовый характер данных залежей (в скв. 720 нефтеносными являются пашийский, тиманский и речицкий горизонты) может служить признаком их приразломного характера.

Основные продуктивные горизонты в северной части Сармановской площади приурочены к нижнефранским отложениям. Пашийский и тиманский горизонты имеют собственные глинистые покрышки, способные надежно

экранировать залежи нефти. Среднефранские отложения включают еще более мощные регионально выдержанные покрышки, препятствующие вертикальной миграции углеводородов. Очевидно, что именно с этим обстоятельством и связана относительно редкая встречаемость скоплений углеводородов в средне- и верхнефранских отложениях, относительно нижнефранских.

Однако в хорошо разбуренной северной части Сармановской площади и на прилегающих к ней территориях из средне- и верхнефранских отложений 6 скважин дали промышленные дебиты нефти, 3 скважины – непромышленные дебиты нефти и 11 – признаки углеводородов. Группа из 8 скважин, давших дебиты нефти, довольно кучно вытянута к югу и к юго-востоку от Заинского (скв. 488, 582, 621, 625, 709 и 821) и Минибаевского (скв. 561 и 720) разломов по ходу развития регионального сноса флюидов. Большинство скважин, давших признаки углеводородов из верхнефранских отложений (6 скв. из 11 скв.: скв. 506, 510, 525, 536, 614 и 636), подчиняются той же тенденции.

Наиболее ярко данная закономерность проявилась в районе Винокуровского участка Елгинского месторождения. Открытая здесь залежь является многопластовой. Промышленные дебиты нефти получены из пашийских (скв. 501), речицко-семилукских (скв. 582), бобриковских (скв. 582 и 658) и тульских отложений (скв. 634, 636, 658 и 669). Данная залежь располагается непосредственно к юго-востоку от узла пересечения Алтунино-Шунакского и Заинского разломов. Следовательно, указанные разломы способствуют разрушению пашийской залежи и вертикальной миграции нефти через ослабленные зоны, существующие в покрышках среднефранского возраста, в вышележащие отложения. К северу и западу от Алтунино-Шунакского и Заинского разломов нефтяных скважин, относящихся к данной залежи, нет.

Методика системно-геодинамического моделирования, разработанная в ООО «ТНГ-Казаньгеофизика», не имеет аналогов ни в России, ни за рубежом. Она является дальнейшим развитием наработок российской школы аэрокосмогеологов [1], существовавшей до 2005 г. в РГУ нефти и газа им. И.Г.Губкина под руководством профессора В.И.Гридина (созданной в СССР для подготовки космонавтов и специалистов для системы геофизических трестов).

Методика системно-геодинамического моделирования может быть использована:

- для оперативной оценки перспектив нефтегазоносности территорий;
- для изучения труднодоступных районов без проведения полевых работ;
- для повышения эффективности решения поисково-разведочных задач в части локализации нефтегазоперспективных площадей и выделения детальных объектов;
- для существенной экономии средств при проведении нефтегазопоисквых работ.

В результате рассмотрения «Научно-методическим советом по геолого-геофизическим технологиям поисков и разведки твердых полезных ископаемых Минприроды России от 25-26 марта 2010 г.» концепции развития геодинамически активных очагов генерации и взаимосвязанных с ними областей накопления углеводородов, по влиянию космогенных факторов на процесс нефтегазообразования, было вынесено заключение, что данный подход представляет научно-практическую ценность. В связи с дискуссионностью системно-геодинамического метода Совет рекомендовал его дальнейшее всестороннее обсуждение [4].

Литература

1. *Гридин В.И., Ермаков Г.И., Петрик А.И.* Методология и организация работ по сопряженному мониторингу // Горный вестник. – 1997. – №1. – С. 7–56.

2. *Драгунов А.А.* Роль планетарной трещиноватости при формировании Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. – Казань: ЗАО «Новое знание», 2006. – 136 с.

3. *Драгунов А.А., Мухамадиев Р.С., Андреев Д.С.* Системы закономерно развитых зон планетарных нарушений и их нефтепоисковое значение // Бурение и нефть. – 2009. – №2. – С. 10–13.

4. Очередная (73-я) сессия Научно-методического совета по геолого-геофизическим технологиям поисков и разведки месторождений полезных ископаемых Минприроды России, посвященная тематике «Восполнение запасов месторождений углеводородов // под предс. В.П.Кальварской. – СПб. – 2010.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ АППАРАТУРЫ ЯМК ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА

В. С. Дубровский, В. М. Мурзакаев, Р. С. Мухамадиев

ООО «ТНГ-Групп»

При проведении исследований бурящихся скважин на месторождениях Татарстана широко используется метод ядерно-магнитного резонанса в слабопольной модификации поля Земли [1]. Метод хорошо зарекомендовал себя благодаря своей отличительной особенности. Она заключается в том, что при ЯМК показания напрямую связаны с содержанием подвижного флюида в пласте. Поэтому такая оперативная информация непосредственно при бурении скважин неоценимо важна для буровиков-нефтянников, поскольку по наличию сигнала против исследуемой области однозначно судят о коллекторе и проводят реальную оценку содержания подвижного флюида.

Вместе с тем возникает возможность реальной оценки извлекаемых запасов, используется параметр эффективной пористости. Метод хорошо известен и за пределами Татарстана. На месторождениях Западной Сибири, Иркутской, Оренбургской, Самарской областях, Красноярского и Краснодарского краев и ближнего Зарубежья с его помощью успешно решались задачи выделения коллекторов в сложных геологических условиях, определения эффективной пористости коллекторов и оценка их проницаемости не только на глинистом растворе, но и подобных ему, например, торфо-гуматном (рис.1).

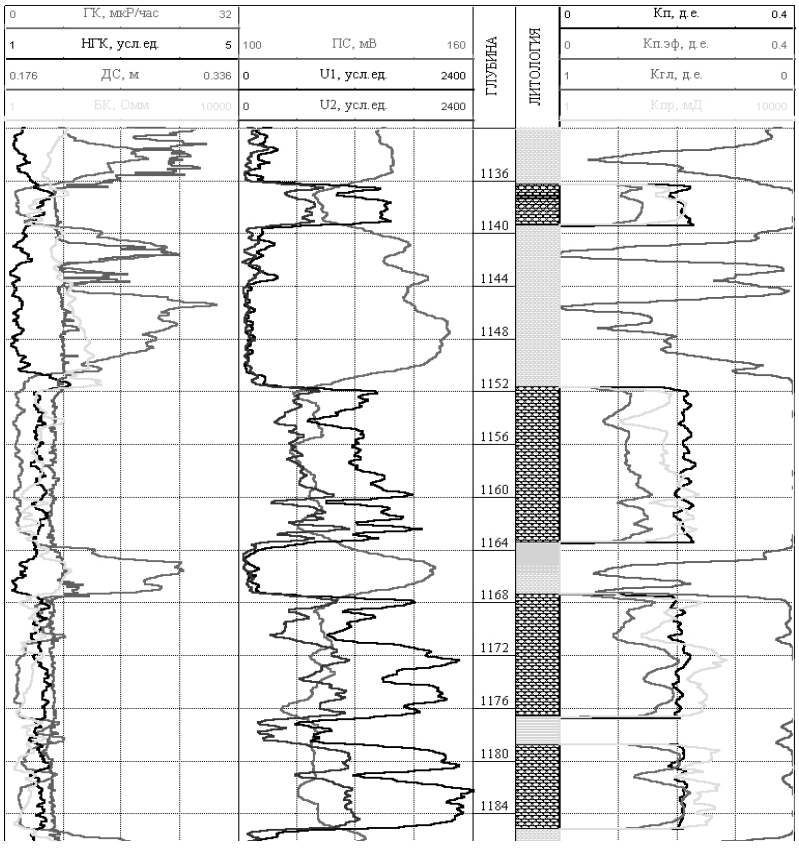


Рис.1. ЯМК на торфо-гуматном растворе. Республика Марий Эл.

Начало интенсивного развития метода ЯМК в ООО «ТНГ-Групп» относится к началу 70-х годов. В это время АО «Татнефть» приступило к реализации широкомасштабной программы поисков и разведки нефти в карбонатных отложениях, которыми сложен почти весь разрез скважин. Недостаточная эффективность применяемого в это время комплекса ГИС при выделении коллекторов объяснялась не только качеством применяемых методов и аппаратуры, но и чрезвычайно сложными и многообразными по свойствам изучаемыми геологическими объектами. Первые же замеры ЯМК показали, что метод обладает принципиально новыми возможностями при решении выделения коллекторов. При количественной обработке данных ЯМК можно определить эффективную толщину пласта, его эффективную пористость. При комплексной интерпретации результатов ядерно-магнитного каротажа и стандартных методов ГИС, с применением разработанных в ООО»ТНГ-Групп» методик, оказывается возможным определение степени извлечения нефти из пласта, проницаемости, оценить продуктивность и качество вскрытия пласта [2]. Такая информация чрезвычайно важна как на этапе проводки скважины для более рационального бурения, так и на этапе подсчета реальных запасов месторождений.

Аппаратура ЯМК постоянно совершенствуется и в настоящее время существует в двух вариантах. Первый и наиболее распространенный вариант аппаратуры диаметром 140мм, выпускаемый ООО «ТНГ-Групп» под маркой ЯК-8 предназначен для проведения исследований в бурящихся скважинах диаметром от 190 мм до 295 мм. Исследования аппаратурой ЯК-8 оказались эффективными не только в водо-нефтяных скважинах, но и в газовых (рис.2). Отличием поведения кривых ЯМК в газовых скважинах по сравнению с нефтяными являются более низкие значения индекса свободного флюида (ИСФ) или эффективной пористости в коллекторах, так как газ хуже вытесняется фильтратом бурового раствора. Все коллекторы четко выделяются, эффективно проводится количественная обработка данных ЯМК до эффективной пористости.

Второй вариант аппаратуры, носящей название ЯК-9, диаметром 80мм изначально был предназначен для условий Западной Сибири для проведения исследований через буровой инструмент. Такая аппаратура на месторождениях Татарстана используется для проведения исследований в вертикальных скважинах малого диаметра (от 100 мм до

216 мм), врезках боковых стволов, а также горизонтальных скважин. Такими приборами проделаны многочисленные замеры и на малогабаритную аппаратуру ЯМК получен патент РФ [3]. Для проведения ЯМК в скважинах малого диаметра (от 140 мм), но в условиях высокой температуры и давления, разработан прибор диаметром 100 мм с сосудом Дьюара и титановым кожухом.

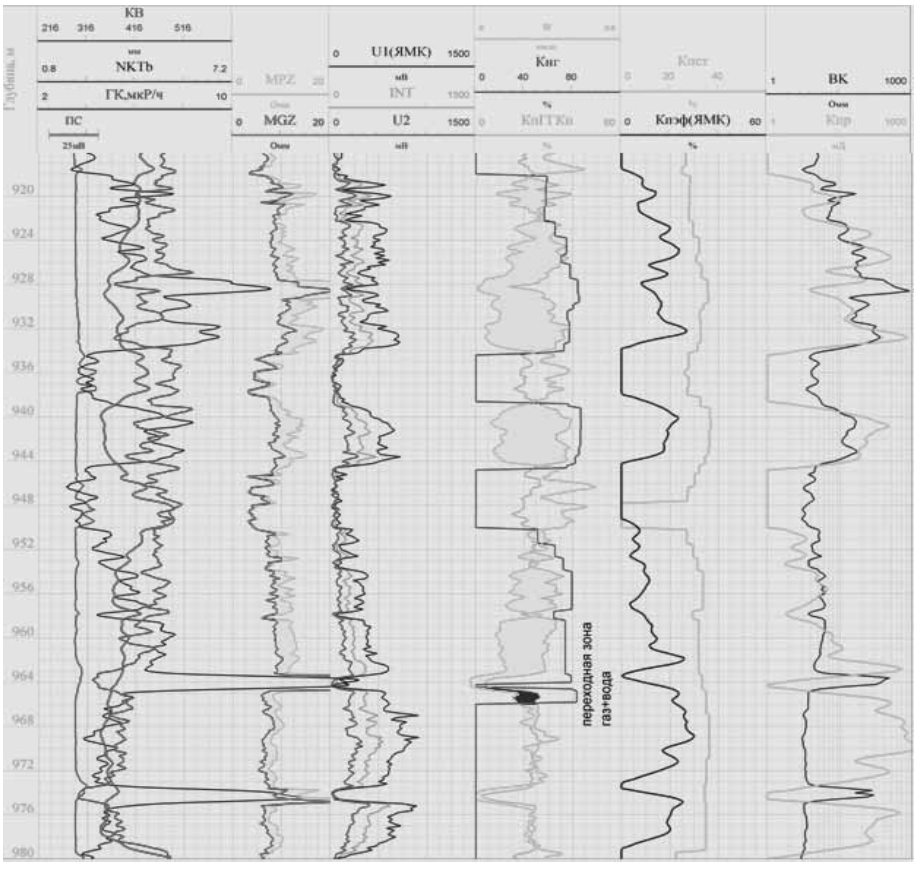


Рис.2. ЯМК в газовой скважине. Южно-Русское м-е. ЯНАО.

В выпускаемой в ООО «ТНГ-Групп» аппаратуре ядерно-магнитного каротажа используются последние разработки, в том числе запатентованные. Разработанное устройство автоматической настройки на частоту прецессии [4] позволило получить качественный материал при значительных градиентах частоты прецессии, а совместно с разработанной программой цифровой обработки сигнала на основе преобразования Фурье дало новую информацию о ходе каротажа, точности настройки на частоту и наибольший вклад полезного сигнала на резонансной частоте (рис.3). Применение такого способа настройки на частоту прецессии полезно даже на территории Татарстана, где присутствуют места пересечений геологических разломов кристаллического фундамента (рис.4). Присутствие в этих местах скопления железосодержащих минералов вносит неоднородность в магнитное поле Земли, вследствие чего изменяется частота прецессии в широком диапазоне и становится невозможным регистрация сигналов ЯМК.

В последнее время в бурении все чаще используются полимерные буровые растворы, благодаря которым решаются проблемы осложнения скважин при бурении, но в то же время это отрицательно сказывается на качестве ЯМК. В таких случаях сигнал от бурового раствора (или промывочной жидкости (ПЖ)) может превысить полезный сигнал от пластов-коллекторов и выделение их на этом фоне не представляется возможным. Это обстоятельство, возможно, явилось одной из причин, по которой метод не нашел своего развития за рубежом. В лучшем случае, когда сигнал от пласта все-таки выделяется в конце затухающего сигнала от ПЖ, возможно программное решение данного вопроса (рис.5), т.е. сдвигается интервал обработки сигнала относительно конца спада сигнала от ствола скважины.

В случае, когда сигнал от ПЖ значительно превышает сигнал от коллектора, необходимо использовать специальную технологию, снижающую или исключающую такое влияние. Благодаря совместной разработке с Казанским физико-техническим институтом негативное влияние раствора на показания ЯМК стало возможным значительно уменьшить и тем самым повысить качество ЯМК в сложных геолого-технологических условиях. Этот способ и соответствующее устройство запатентовано в РФ [5] и широко используется в скважинной аппаратуре, выпускаемой в ООО «ТНГ-Групп», в том числе в малогабаритной аппаратуре ЯК-9.

Наиболее неблагоприятное влияние, с точки зрения величины сигнала от ПЖ, оказывает полимер-меловой раствор. Такой раствор имеет 80-процентный эквивалент, то есть сигнал от него соответствует замеру от пласта

с ИСФ, равным 80%. Такой раствор наиболее часто применяется, например, на Байтуганском месторождении на границе Татарстана с Самарской областью. Здесь бурятся неглубокие скважины малого диаметра (155,6 мм) на терригенные и карбонатные отложения (бобрик, турней). Применяется полимер-меловой раствор, плотностью 1,03 г/см^3 и сопротивлением 0,6 Ом.м, и меньше. В таких условиях в обычном режиме регистрация ЯМК становится некачественной, так как сигналы от пластов на фоне сигнала от ПЖ выделяются очень неуверенно или вообще не заметны. Применение системы снижения сигнала от ПЖ позволило провести качественный замер с последующей количественной обработкой. На рис. 6 представлен пример такой записи малогабаритным прибором ЯК-9, где видно уверенное выделение коллекторов на фоне сниженного сигнала от ПЖ.

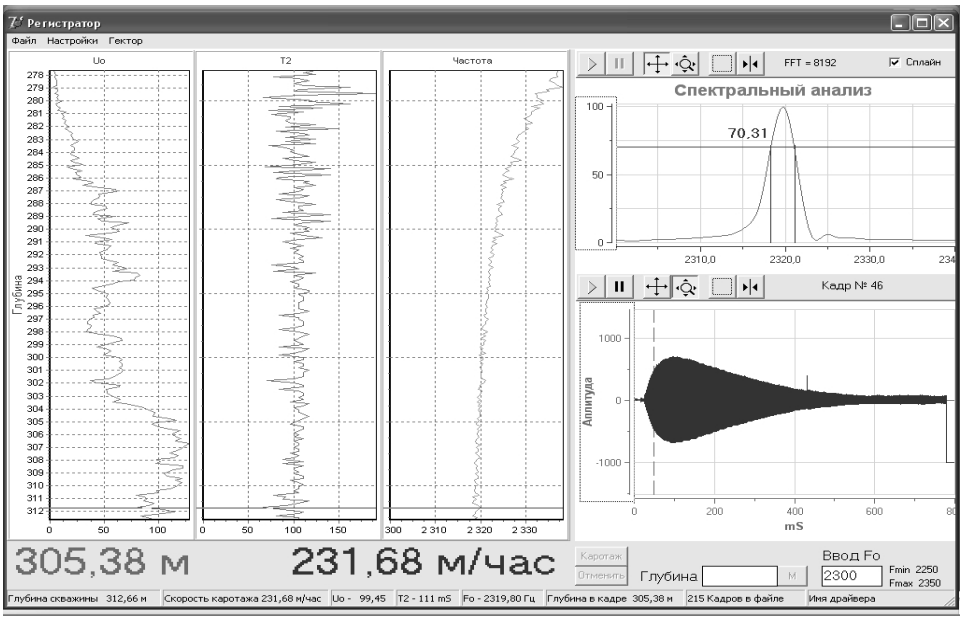


Рис.3. Цифровая обработка сигнала ЯМК с помощью преобразования Фурье и определение параметров сигнала по его спектру.

Рис.4. Зоны аномального изменения частоты прецессии на Ромашкинском месторождении Татарстана (по данным Абдуллина Р.Н., Музалевского И.И., ООО «ТНГ-Групп»).

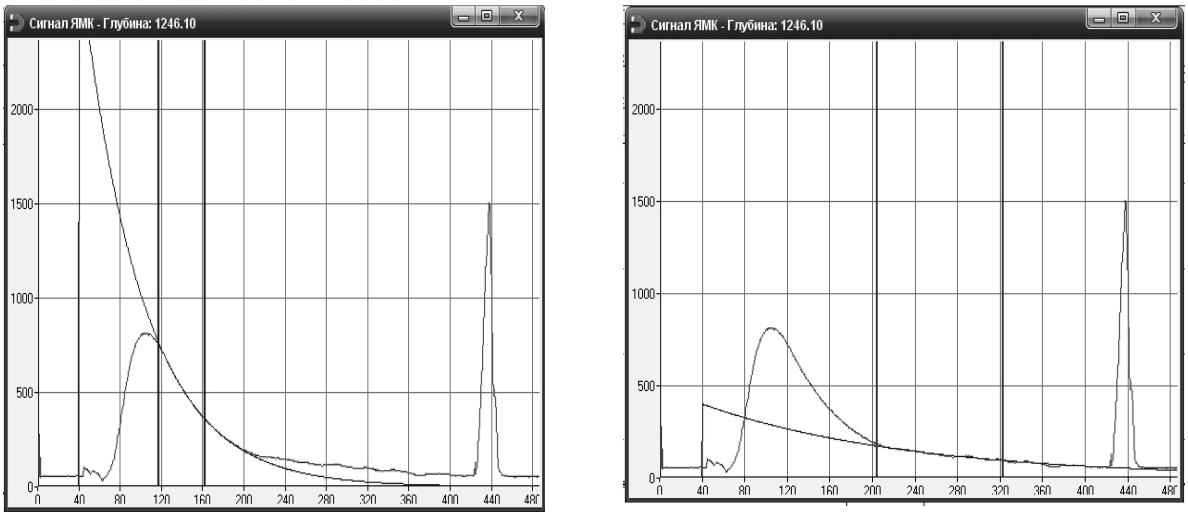


Рис.5. Вид сигнала от ПЖ и пласта.

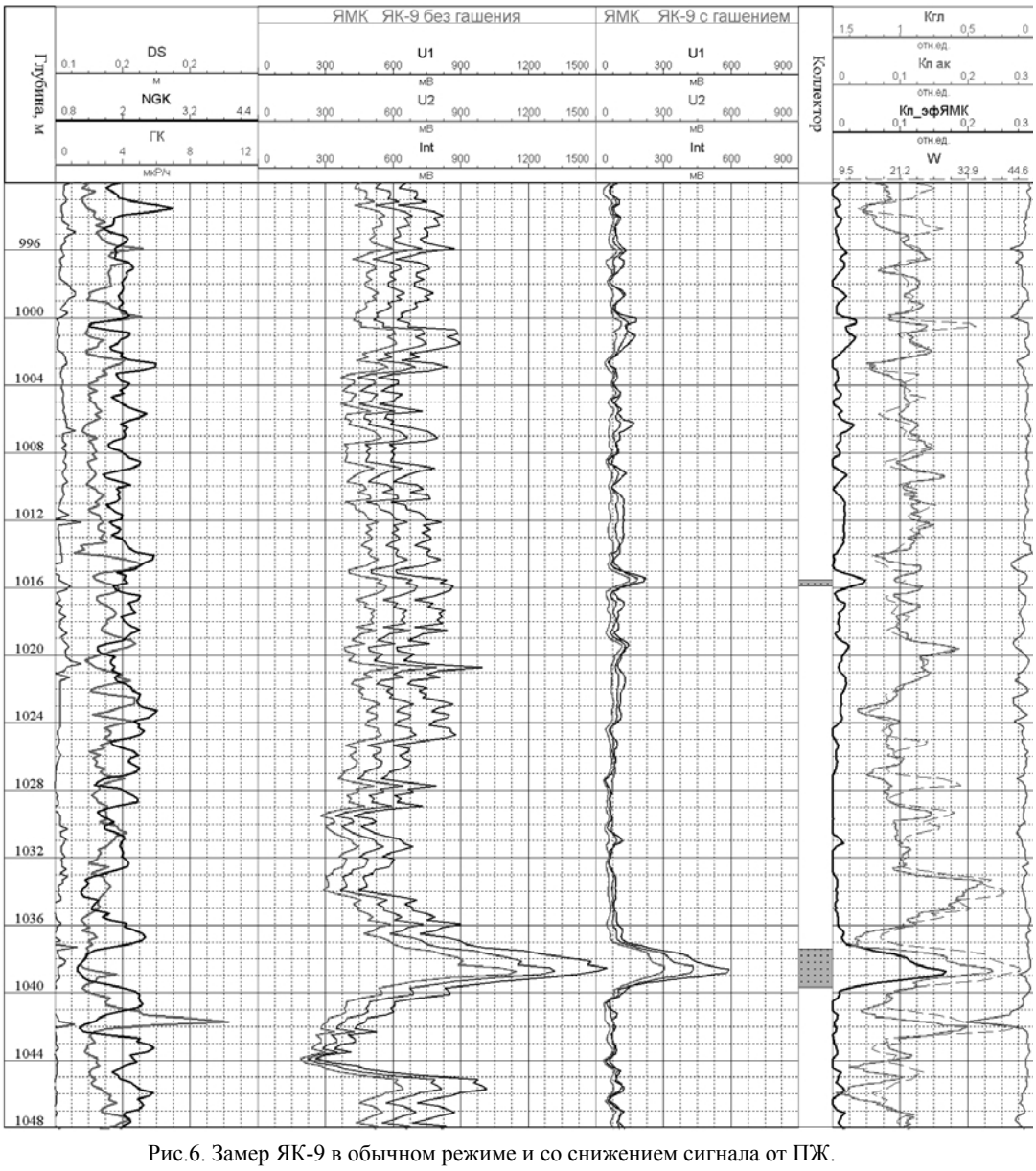


Рис.6. Замер ЯК-9 в обычном режиме и со снижением сигнала от ПЖ.

Так, например, нефтяной пласт (1015,5 м–1015,9 м) при обычном режиме записи ЯМК вообще не выделяется на фоне сигнала от раствора (порядка 600 единиц). После применения режима снижения сигнала от ПЖ сигнал от раствора уменьшился в 10 и более раз и стал соответствовать уровню помехи (около 60 единиц) и уверенно выделяется пласт, с эффективной пористостью, равной 5,8%. Пласт большей мощности (1037,4-1039,7 м) с пористостью 16% первоначально имел соотношение сигнала к помехе (к уровню фона от раствора) не более 2,5. После применения системы и режима снижения сигнала от ПЖ соотношение сигнал – помеха в этом пласте составило более 10. При использовании режима гашения сигнала от ПЖ наблюдается хорошее расчленение разреза по коллекторским свойствам и становится возможной количественная обработка результатов замера.

Разработанный ряд аппаратуры ЯМК разного диаметра обеспечивают высокую информативность при строительстве скважин сложной конструкции (разного диаметра) и делает возможным ее более широкое применение за пределами республики. Термо- и баростойкость аппаратуры позволяет значительно расширить районы применения МРК-9 и обеспечить надежность аппаратуры в целом.

Литература

1. *Аксельрод С. М., Неретин В. Д.* Ядерный магнитный резонанс в нефтегазовой геологии и геофизике. М.:Недра, 1990. – 192 с.

2. *Дубровский В.С.. Корженевский А.Г., Абдуллин Р.Н.* Решение различных геологических задач по данным ЯМК и стандартного комплекса ГИС на нефтяных месторождениях Татарстана // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд-во АИС. – 1998. – Вып.50.

3. Патент №2376870 Россия / Мурзакаев В.М., Тараканов В.К., Сотников А.Н., Дубровский В.С. Устройство ядерно-магнитного каротажа для исследования скважин малого диаметра.

4. Патент № 90225 Россия / Мурзакаев В.М., Ежков М.Н. Устройство ядерно-магнитного каротажа.

5. Патент №2351959 Россия /Мурзакаев В.М., Чухвичев В.Д., Губайдуллин Ф.Ф., Дубровский В.С., Мухамадиев Р.С. Способ ядерно-магнитного каротажа и устройство для его осуществления.

НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН В РАЗРЕЗЕ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

В.А.Екименко, И.М.Миргалимов

ООО «ТНГ-Групп»

Анализ истории открытий и практики геологоразведочных работ показывает, что решающее значение в создании мощной нефтяной базы на территории Татарстана принадлежит двум факторам: богатству недр и применению новых методик поисков, разведки и доразведки нефтяных месторождений.

Успех геологоразведочных работ на нефть определялся не только геологическими причинами, но и правильным решением теоретических, методических и технических вопросов, связанных с разработкой методики работ и обоснованием научных основ поисков полезных ископаемых. Поэтому история геологического изучения территории Татарстана тесно связана с историей развития сейсморазведки как самого информативного метода нефтяной геофизики.

Большой объем геологоразведочных работ на нефть в настоящее время приходится на сейсморазведку МОГТ в модификации 2D. По состоянию на 2010 год практически вся территория Республики Татарстан покрыта сейсмической съемкой 2D с плотностью выше 1.0 пог. км/км^2 около 100 тыс. пог. км.

В пределах Татарстана пространственные сейсморазведочные работы 3D начали проводиться со второй половины 90-х годов прошлого столетия, проводятся они и в настоящее время, но в объемах, недостаточных, для того чтобы решать задачи подготовки ресурсов и уточнения строения залежей с промышленными категориями запасов для поддержания объемов добычи нефти. В пределах распределенного фонда недр проведено чуть более 2000 км^2 сейсморазведки 3D.

Основная информация о детальном внутреннем строении большинства месторождений Республики Татарстан, в частности о стратиграфическом, тектоническом и фациальном строении, поступает главным образом из результатов глубокого бурения. В связи с этим процесс познания многих особенностей строения продуктивных отложений растягивается на долгий период и зависит от объемов бурения. Ситуация может существенно измениться благодаря разрешающей способности и геологической информативности пространственной сейсморазведки, проведению сейсмических работ 3D в значительных масштабах и на новом техническом уровне. Материалы пространственной сейсморазведки позволяют до бурения или при ограниченном числе скважин выявлять сложные геологические структуры различного типа, погребенные формы тектонического, эрозионного и аккумулятивного рельефа, намечать литолого-фациальные переходы, зоны вероятного распространения литологически экранированных ловушек и многие другие объекты.

Необходимость применения сейсморазведки 3D на месторождениях Республики Татарстан не вызывает сомнений, поскольку высокая плотность наблюдений позволят привлечь к детальному анализу изменения динамических

особенностей сейсмического волнового поля в вертикальной и горизонтальной плоскостях, что важно при изучении структур в сложных сейсмогеологических условиях. В настоящее время в скважинах месторождений Республики Татарстан проведен широкий комплекс современных исследований (ВСП, акустический каротаж, плотностной каротаж и т. д.), который необходим и должен использоваться для параметрического обеспечения пространственных сейсморазведочных работ.

Несмотря на огромный прогресс, наблюдаемый в последние годы в развитии самого информативного метода нефтяной геофизики – сейсморазведки, усложнение задач нефтяной геологии требует не останавливаться на достигнутом, а искать новые пути их решения. В сейсморазведке сегодня это относится к прогнозированию непосредственно вещественных характеристик среды (в том числе характера флюида), изучению и прогнозу новых типов трещинных коллекторов и геодинамических характеристик разреза. Суть новых требований нефтяной сейсморазведки состоит в переходе к флюидо-геодинамическим моделям нефтяных залежей. Решение таких задач требует более полного и глубокого знания упругих и других физических характеристик среды. Эти данные можно получить, изучая полное волновое поле, что означает внедрение многоволнового (3D/3C) просвечивания среды, т. е. использование, наряду с продольными, поперечных и обменных волн, а также использование сейсмического мониторинга (4D).

Сейсморазведка 4D выполняется для контроля движения флюидов в процессе эксплуатации месторождений, она включает повторяющиеся наблюдения 3D. Сейсморазведочные работы 3D являются первым обязательным этапом сейсморазведки 4D, обеспечивающим получение базовой сейсмогеологической модели для последующего мониторинга 4D.

Сейсморазведка 4D может позволить точно определять местонахождение и конфигурацию фронта заводнения месторождения. Это означает, что в будущем можно будет с большей точностью определять места бурения эксплуатационных скважин, что позволит избежать серьезных финансовых потерь в результате ошибок при закладке скважин. В сочетании с традиционными геолого-промысловыми исследованиями технология сейсмомониторинга позволит повысить эффективность разработки месторождений.

Все вышесказанное свидетельствует о том, что будущее сейсморазведки остается за сейсмическими наблюдениями МОГТ 3D, многоволновой сейсморазведкой и сейсмомониторингом 4D.

ПРИМЕНЕНИЕ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ С ЦЕЛЬЮ ПРОГНОЗА КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ОДНОГО ИЗ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОАО «ТАТНЕФТЬ»

В.А. Екименко, Ф.Ф. Зелезняк, А.В. Семенова

ООО «ТНГ-Групп»

Необходимость решения задач по исследованию сложных нефтеперспективных объектов заставляет геофизиков совершенствовать известные и создавать новые методики изучения физических свойств геологического разреза. Наиболее современные методики прогноза коллекторских свойств основаны на использовании результатов акустической инверсии. Термином «акустическая инверсия» (иногда – «амплитудная инверсия») в последнее время обозначается процедура, которая с шестидесятых годов прошлого века известна как «псевдоакустический каротаж» (ПАК) и сводится к определению важнейшей характеристики модели среды –акустического импеданса – (произведение скорости продольной волны на плотность) , который можно получить путем обратной фильтрации или инверсии сейсмических разрезов 2Д или кубов 3Д с использованием правильно подобранного импульса. При этом необходимо наличие акустического и плотностного каротажа по скважинам для создания исходных моделей. При инверсии сейсмическая волна представляется в виде ступенчатого отклика, соответствующего акустическому импедансу или акустической жесткости (Vp.*p*) слоистой толщи.

На одном из нефтяных месторождений ОАО «Татнефть» в Сирии ООО «ТНГ-Групп» выполнены обработка и интерпретация сейсмических данных 3Д. На площади работ пробурено четыре скважины, в трех из них проведены акустический и плотностной каротажи, в двух – исследования ВСП. Это позволило создать стартовую модель для инверсии и дало возможность в первом приближении оценить возможность прогнозирования коллекторских свойств. Объектом исследований являются карбонатные отложения f.U.Shiranish (пласт-коллектор Sh) верхнего мела. Пласт-коллектор представлен аргиллитовыми биометрическими доломитизированными известняками. Общая толщина пласта-коллектора изменяется от 99 м до 105 м, суммарные эффективные толщины меняются от 13.5 м до 37.8 м, пористость меняется в пределах 16–18%, предположительно залежи структурного типа – массивные, тектонически экранированные, коллектор трещиноватый.

Из четырех скважин продуктивными оказались три, была поставлена задача оценить дальнейшие перспективы исследуемой площади и дать рекомендации на последующее бурение.

В результате выполненной работы получен куб акустического импеданса в интервале залегания продуктивного пласта U.Shiranish, (рис.1), по которому рассчитаны карты среднего импеданса (рис.2) в двух окнах –для определения среднего импеданса по всему пласту и непосредственно в интервале залегания продуктивной части пласта, определенной по скважинам. На полученных картах выделяются зоны с повышенными значениями импеданса, куда попадают продуктивные скважины. «Сухая» скважина располагается в отличной от продуктивных скважин зоне с более низкими значениями импеданса, что, возможно, характеризует ухудшенные коллекторские свойства.

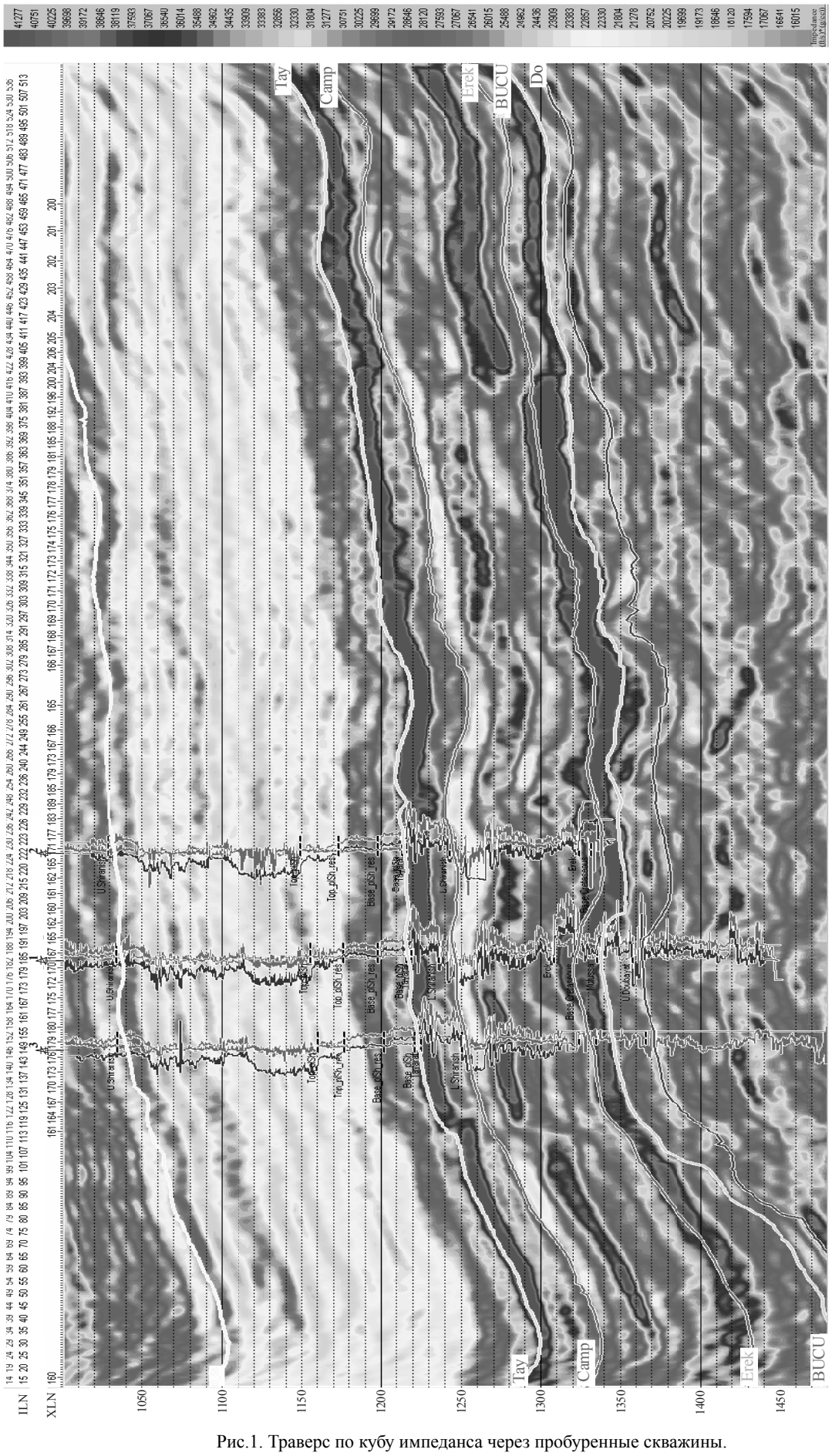


Рис.1. Траверс по кубу импеданса через пробуренные скважины.

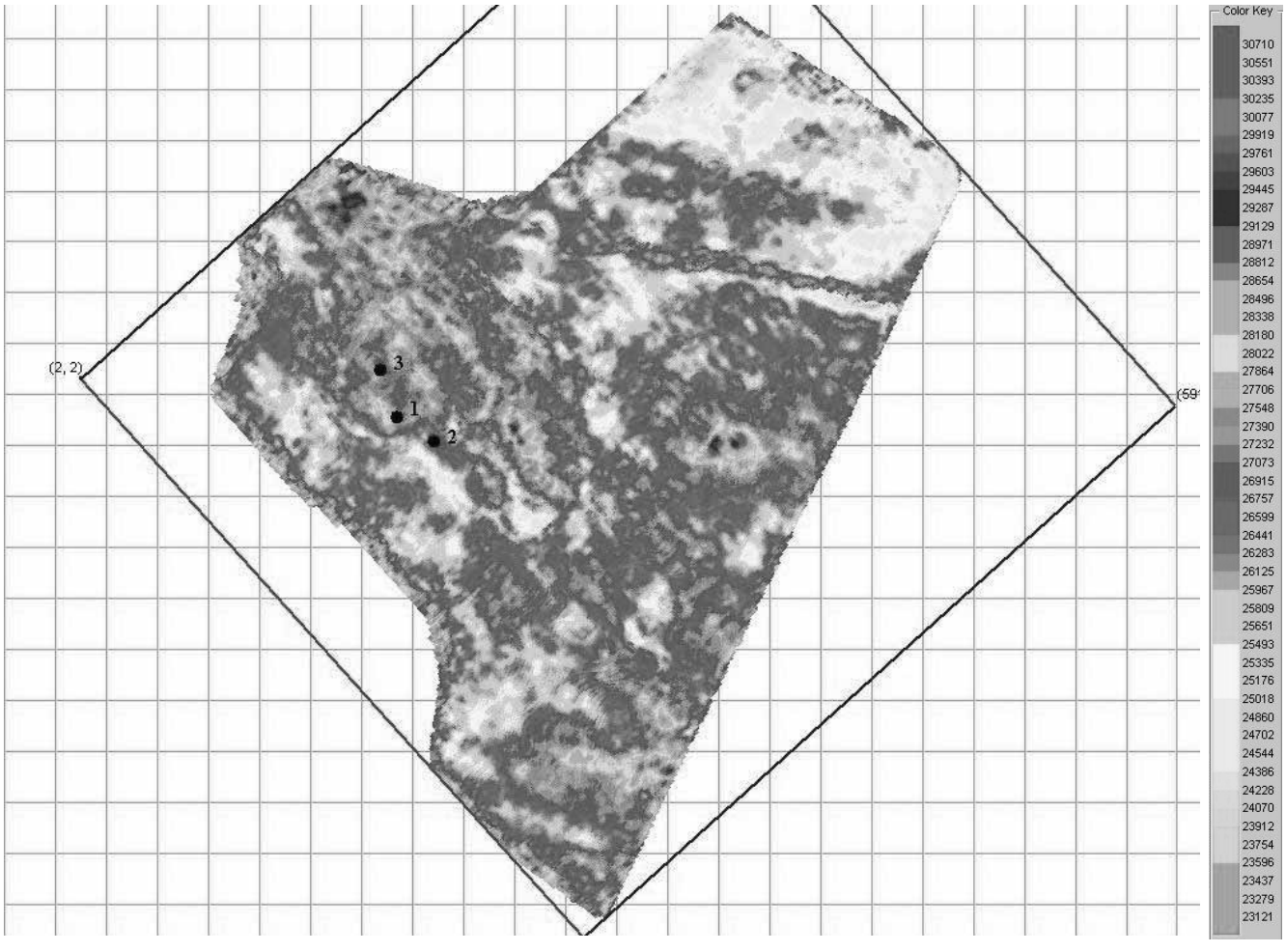


Рис.2. Карта средних значений импеданса, полученная в интервале залегания продуктивного пласта.

ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МЕЛКИХ И СРЕДНИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ ПРИ ИННОВАЦИОННОМ ПРОЕКТИРОВАНИИ

Р.Х.Закиров

ЗАО НИЦ «Геотехнефтегаз», г.Казань

В последние годы в связи с бурным развитием вычислительной техники и математических методов решения сложных задач геолого-гидродинамическое моделирование стало одним из эффективных инструментов анализа и проектирования разработки нефтяных месторождений.

Современные средства геолого-гидродинамического моделирования позволяют обработать и интегрировать большой объем разнородной информации и представить месторождение в виде трехмерной, цифровой, физически содержательной модели.

В соответствии с действующим регламентом к проектным технологическим документам относятся:

- проекты пробной эксплуатации;
- технологические схемы разработки;
- проекты разработки;
- технологические схемы опытно-промышленных работ.

К каждому виду документа предъявляются различные требования по решаемым задачам, содержанию проектного документа и исходным данным, на основе которых должен составляться документ [Муслимов, 2003]. Следовательно, различаются и требования и подходы к геолого-гидродинамическим моделям.

Область использования моделей заключается, в первую очередь, в диагностике состояния разработки месторождения, распределения текущих запасов нефти, гидродинамического режима пласта и определении оптимального сценария дальнейшей разработки месторождения на основе многовариантных прогнозных расчетов.

Объекты моделирования (месторождения, эксплуатационные объекты, залежи, участки) обладают особенностями, связанными с размерами, геологическим строением, стадией разработки и другими свойствами. Для получения достоверных моделей необходимо учитывать все факторы, влияющие на процессы при разработке объектов.

Для мелких и средних месторождений (каковыми являются множество месторождений в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и других регионах) в отличие от крупных месторождений, с количеством скважин в несколько сотен и тысяч скважин, моделирование требует своего подхода в силу особенностей геологического и технологического характера [Закиров, 2010]. Наиболее существенные особенности с точки зрения моделирования, на наш взгляд, заключаются в следующем:

- месторождение состоит из нескольких (до 5–12) поднятий;
- наличие «врезовых» нарушений;
- совместная эксплуатация нескольких пластов с различными свойствами;
- небольшое количество скважин и неравномерное разбуривание;
- большая протяженность границ нефтеносности относительно площади залежи.

Указанные особенности необходимо учитывать при геолого-гидродинамическом моделировании.

Расположенные на месторождениях поднятия, как правило, соединены водоносными пластами и отстоят друг от друга на достаточно больших расстояниях (по сравнению с межскважинными расстояниями). Ввиду этого распределение скважин по площади месторождения и, следовательно, скважинной информации крайне неравномерно. Интерполяция параметров при создании геологической модели в такой ситуации требует привлечения дополнительной информации в виде «фиктивных скважин» или статистических зависимостей.

Построение структурных поверхностей обычно основывается на результатах сейсмических исследований. Однако, как показывает опыт, погрешность сейсмических карт достигает десятков метров, что сопоставимо с амплитудами поднятий на мелких и средних месторождениях. Для уточнения структурных построений строится разностная карта по отклонению сейсмических и скважинных значений. Очевидно, в зонах, удаленных от скважин, разностная карта близка к нулю, что является определенным допущением.

Более сложная задача стоит при расчете карт эффективных толщин и параметров пласта (пористость, проницаемость, песчанистость). При подсчете запасов внимание уделяется исключительно нефтеносным площадям, а водоносная часть месторождения за контуром нефтеносности практически не изучается. Для мелких месторождений, когда отношение площади залежи к протяженности контура нефтеносности существенно меньше, чем для средних и крупных залежей, законтурная область и ее параметры играют существенную, а часто и определяющую, роль при разработке залежи. Это также требует допущений путем введения дополнительной информации.

Гидродинамическое моделирование мелких месторождений также имеет свои особенности. Ввиду большой протяженности границ относительно площади залежи возрастает влияние на процесс фильтрации законтурных зон. При этом, если при достаточном удалении залежей друг от друга их можно моделировать отдельно, то близко расположенные залежи (2–3 шага сетки скважин) необходимо рассматривать в рамках единой модели. Необходимо аккуратно подходить к подключению внешнего бассейна воды, так называемых «аквайферов» (например, по модели Катрера-Трейси), ввиду их существенного влияния на разработку небольших залежей, и в процессе адаптации отслеживать динамику давления на контуре залежи.

Из-за малого фонда скважин вклад каждой скважины в разработку месторождения становится значительным. Поэтому необходима тщательная адаптация истории работы каждой скважины.

Наряду с полнотой и достоверностью результатов исследований, на качество моделирования влияет и корректность построения трехмерной сетки. В первую очередь, это относится к вертикальной сетке. Проблема заключается в том, что для гидродинамического моделирования, в целях снижения временных затрат на расчеты, используется достаточно крупный (около 1 м и более) шаг по вертикали. В программных пакетах моделирования (в частности, широко используемые в России продукты компании Roxar) применяется равномерный и/или пропорциональный шаг вертикальной сетки. Очень часто это приводят к тому, что слой модели на границе продуктивной части и непроницаемой перемычки моделируется как проницаемый слой. Если для величины запасов это корректируется введением параметра доли коллектора (NTOG), то для процесса фильтрации мы теряем непроницаемую перемычку. Это существенно меняет динамику фильтрационных потоков и, соответственно, достоверность модели.

Для решения данной проблемы разработан способ построения «адаптивной» вертикальной сетки. Суть способа состоит в построении для каждой скважины индивидуальной сетки, границы слоев которой проходят строго через границы продуктивных слоев. При этом учитываются результаты детальной корреляции разрезов скважин. Для сильно расчлененного пласта два-три слоя объединяются в один модельный слой. Далее сетки в скважинах интерполируются на межскважинное пространство для построения трехмерного структурного каркаса модели, которая дополняется параметрической моделью. Результатом такого подхода является прослеживание непроницаемых перемычек и точное соответствие фактического разреза пласта в скважинах и модели и, как следствие, достижение физической содержательности модели.

Реализация такого подхода автоматизирована разработанными нами программными средствами, вид главного окна которых приведен на рис.1. На рис.2 приведены примеры построения «адаптивной» сетки.

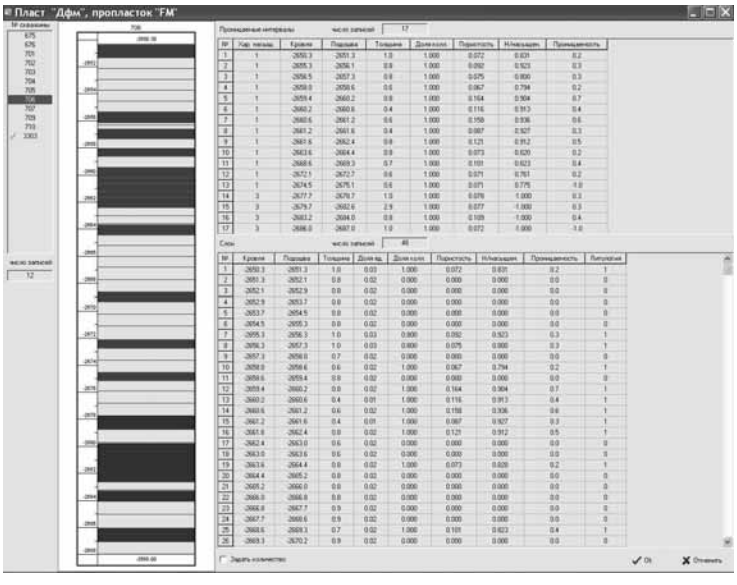


Рис.1. Вид главного окна построения «адаптивной» сетки по скважине.

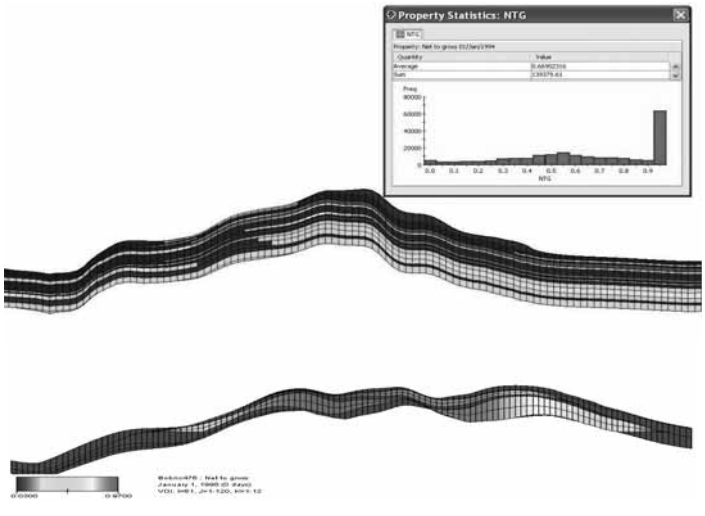


Рис.2. Примеры построения «адаптивной» сетки.

Большая часть запасов нефти на мелких и средних месторождениях содержится в нетрадиционных коллекторах, нефть имеет высокую вязкость и неньютоновские свойства, и относится к категории трудноизвлекаемых. При моделировании таких объектов возникает необходимость учета таких факторов как двойная пористость и проницаемость, сильная изменчивость параметров в межскважинном пространстве.

Геологическая модель объекта, которая является трехмерным представлением о геологическом строении в виде структурных и параметрических моделей позволяет выявить особенности строения залежи, оценить запасы нефти и газа. Безусловно, построению компьютерной геологической модели должна предшествовать работа по изучению условий осадконакопления, литолого-фациальный анализ, выделение геологических тел, определение распространения плотных и разуплотненных пород, детальная корреляция разреза пласта.

Следует подчеркнуть важность геофизических, промысловых и физико-химических исследований, изучения керна и других исследовательских работ, от которых напрямую зависит достоверность как геологических, так и фильтрационных моделей, и, следовательно, верность и обоснованность результатов моделирования.

Для мелких и средних месторождений достоверность и полнота исследований становятся определяющими, так как необходимо проведение адаптации модели по каждой скважине. При недостаточном объеме и высокой погрешности измерений давления, дебита, обводненности и адаптация производится при дефиците контрольных параметров и увеличении количества параметров и диапазона их изменения, находящихся во власти исследователя.

Объем, качество и достоверность исходной информации являются определяющим фактором качества геолого-гидродинамических моделей и проектного документа на разработку месторождения.

Важнейшим фактором при адаптации является физическая содержательность модели. Ввиду того что адаптация является многопараметрической обратной задачей, она не имеет единственного решения. Поэтому искусство

исследователя заключается в управлении корректируемыми параметрами (модификаторами) для достижения приемлемого совпадения расчетных и фактических значений целевых параметров, оставаясь при этом в диапазоне реальных значений модификаторов и соотношения между ними.

На стадии адаптации модели, при наличии достаточного количества исследований, с хорошей точностью можно определить трехмерное распределение флюидов в пласте, текущий гидродинамический режим залежи, выявить осложнения геологического и технологического характера. При адаптации уточняются фильтрационные характеристики пластов, методы измерения которых на современном этапе являются несовершенными (например, проницаемость) или они имеют высокую степень изменчивости в межскважинном пространстве. Таким образом корректируются параметры геологической модели, выявляются особенности строения пластов, не вскрытых при бурении скважин, и в целом повышается достоверность представлений о геологическом строении залежей.

Существует опасность недопустимого отклонения от реального объекта при стремлении к максимальному приближению к фактическим величинам целевых параметров. Закладываемые в модель характеристики в большинстве имеют погрешность 15–20 % и более. При этом измерения производятся только в скважинах, которые охватывают ничтожную долю объекта разработки, а параметры в межскважинном пространстве определяются путем интерполяции различными методами. Требования к приближению расчетного значения целевых параметров (как правило, текущей и наколенной добычи нефти по объекту и скважинам) с точностью 5–10 %, которые содержатся в корпоративных регламентах по созданию моделей, в этих условиях являются нецелесообразными. Безусловно, при определенных навыках исследователя такая точность может быть достигнута, так как модель имеет большую степень свободы в виде множества изменяемых параметров. Но при этом физическое наполнение модели в большинстве случаев будет далеко от реальности, а модель не выполняет свои функции диагностики состояния разработки и малопригодна для достоверного прогнозирования показателей.

Опыт показывает, что процесс адаптации нередко позволяет обнаружить и явления технологического характера. Например, неоднократно встречаются случаи, когда высокую обводненность скважин не удавалось адаптировать при помощи физически содержательных корректировок модели. При дополнительных исследованиях выявлялось наличие заколонных перетоков или нарушения эксплуатационной колонны. Другие ситуации связаны с недостоверностью учета добычи нефти по скважинам и отдельным пластам при их совместной эксплуатации.

Результаты адаптации являются основой для выбора технологий и объектов их применения на ближайший период выбора вариантов дальнейшей разработки эксплуатационных объектов. Адаптированная фильтрационная модель используется для прогнозных гидродинамических расчетов вариантов разработки.

Здесь следует отметить, что несовершенство программных средств моделирования не позволяет полностью смоделировать процессы при применении малообъемных технологий, что является неотъемлемой составляющей разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами [Муслимов, 2005], и учесть неньютоновские свойства нефтей и ряд других явлений. Поэтому вводятся скачкообразные изменения параметров призабойной зоны пласта, имитирующие эффект от технологии воздействия на пласт, использовать ряд других приемов для максимального приближения модели к реальным процессам.

Многовариантные прогнозные гидродинамические расчеты служат для обоснования оптимального размещения новых скважин и объемов бурения, выбора объектов и момента применения геолого-технических мероприятий, прогнозирования динамики обводнения и дебитов скважин, выбора системы заводнения. В результате для каждого из вариантов рассчитываются уровни добычи нефти, достигаемая нефтеотдача и другие показатели, определяющие эффективность разработки месторождения.

Несмотря на большие временные затраты и трудозатраты специалистов, необходимые на проведение геолого-гидродинамического моделирования, при наличии достаточного объема исходной информации и квалифицированных исполнителей, применение моделей позволяет более точно прогнозировать показатели разработки, оптимизировать эксплутационные затраты и капитальные вложения.

Таким образом, геолого-гидродинамическое моделирование является, в первую очередь, мощным инструментом исследования, позволяющим интегрировать большой объем разнородной информации, получить представление о многогранном сложнейшем процессе разработки нефтяных залежей. Использование моделей при проектировании разработки, при глубоком знании возможностей и недостатков программных средств моделирования, заложенных в них математических моделей, позволяет существенно увеличить знания о строении и процессах выработки запасов и повысить как технологическую, так и экономическую эффективность добычи нефти.

Литература

1. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2003. – 596 с.

2. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. – 688 с.

3. Закиров Р.Х. Роль геолого-гидродинамического моделирования при проектировании разработки нефтяных месторождений // «Нефть. Газ. Новации». – №1/2010. – С.24–27.

ВЛИЯНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Т.Зарипов, Л.Р.Зарипова

ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть»

С 2006 г. по технологии термокапиллярогравитационного дренирования пласта начата разработка пилотного участка залежи СВН Ашальчинского поднятия Ашальчинского нефтяного месторождения. На 1.08.2010 пробурено 13 горизонтальных скважин, из которых 12 являются парными и одна (скв. № 15078) одиночной в вертикальном разрезе (рис. 1).

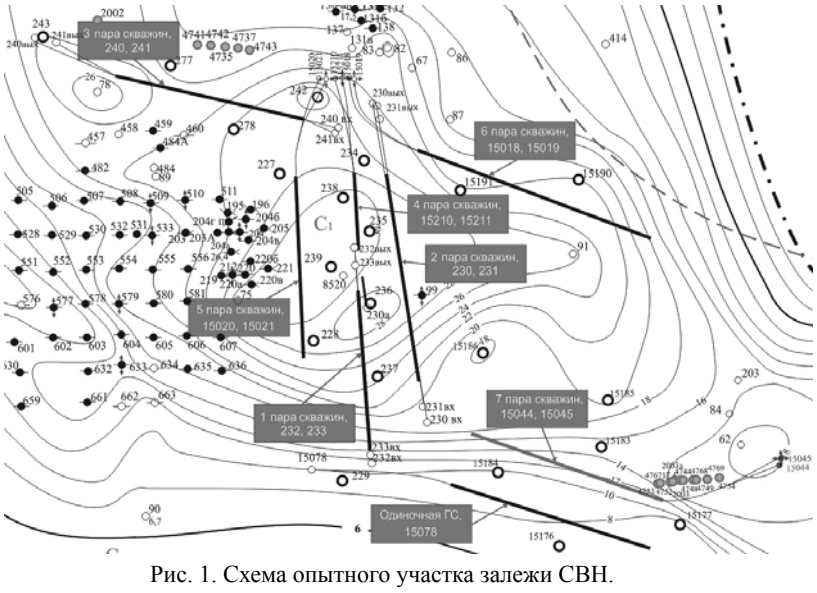


Рис. 1. Схема опытного участка залежи СВН.

Первые три пары пробурены с обычной буровой установки БУ-75 и имеют два устья (вход и выход). В дальнейшем бурение велось наклонным буровым станком, который позволил обеспечить кустование за счет усложнения профиля горизонтальных скважин.

В эксплуатацию введены 4 пары горизонтальных скважин, из которых первая (ввод в 2006 г.) и вторая (ввод в 2007 г.) имеют длительную историю эксплуатации. Пятая пара находится на стадии разогрева. Начато испытание пароциклического метода добычи на одиночной в вертикальном разрезе горизонтальной скважине № 15078.

Всего с начала опытно-промышленной разработки залежи СВН, способом парогравитационного дренирования добыто более 52 тыс. тонн нефти со средним дебитом по участку – 70 т/сут. Достигнуто накопленное паронефтяное отношение (ПНО) на уровне передового зарубежного опыта – менее 3 т/т.

Одним из основных факторов, влияющих на эффективность данного метода разработки, является начальная нефтенасыщенность пласта и наличие водонефтяных зон с подстилающей водой.

При бурении нижней добывающей скважины № 232 первой пары горизонтальным участком ствола был пройден водонасыщенный интервал (более подробно описано в [1]), который значительно повлиял на показатели эксплуатации.

Если показатели привести к одной дате, то по динамике накопленных отбора нефти и ПНО (рис. 2) можно отметить, что при сопоставимых величинах накопленной добычи нефти количество закачанного в первую пару скважин теплоносителя превысило на 18 % накопленную закачку во вторую.

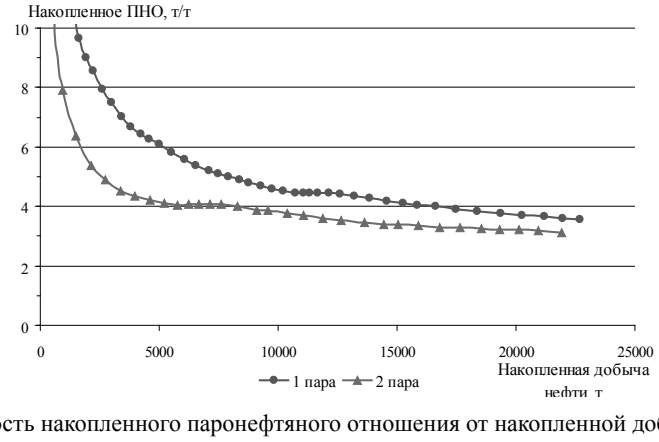


Рис. 2. Зависимость накопленного паронефтяного отношения от накопленной добычи нефти.

По первой паре в условиях вскрытия водонасыщенного интервала на начальном этапе прослеживается медленный рост годовой добычи нефти и резкое снижение изначально высокого ПНО (рис. 3), затем идет стабилизация данных показателей. С достижением паровой камерой кровли продуктивного пласта и последующим его расширением по горизонтали происходит рост добычи нефти наряду со снижением величины текущего ПНО. При большей длине второй пары (в 2 раза) относительно первой по ним наблюдаются сопоставимые объемы закачки пара и дебитов нефти, что связано с наличием потерь тепла в подошвенную воду в первой паре и наличием высокой нефтенасыщенности в области второй пары скважин.

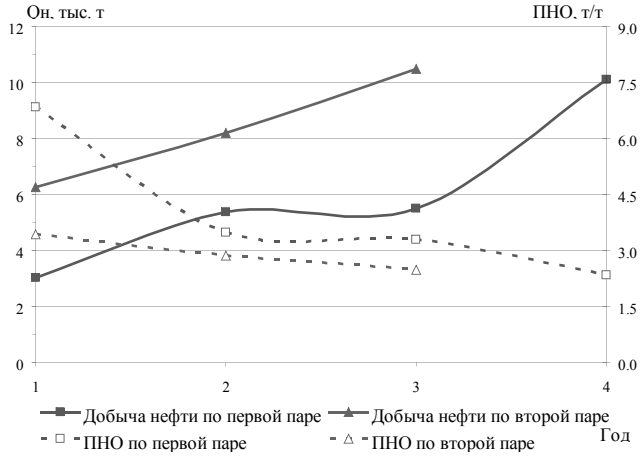


Рис. 3. Динамика изменения показателей эксплуатации первой и второй пар горизонтальных скважин.

По изменению температуры в окружающих скважинах можно судить о размерах и форме паровой камеры, образуемой в результате эксплуатации первой пары. По данным термометрии наличие высокой температуры установлено в контрольных скважинах № 230а и № 236 (рис. 4), расположенных со стороны наклонного устья на расстоянии соответственно 14 и 30 м от горизонтального ствола первой пары скважин (рис. 1).

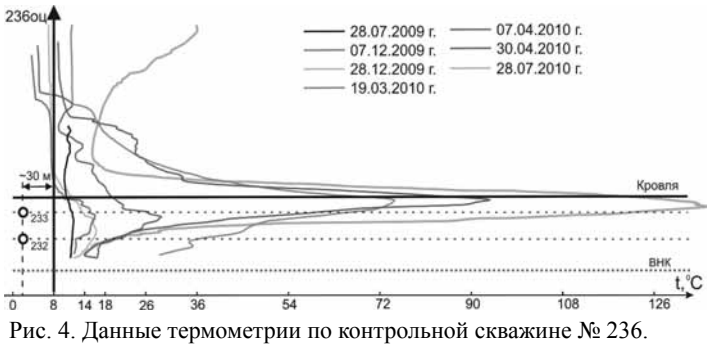


Рис. 4. Данные термометрии по контрольной скважине № 236.

На начальном этапе (рис. 4, замеры от 07 и 28.12.2009 г., рис. 5б, 5в) края паровой камеры оставались в большей степени вертикальными, вместо того чтобы наклоняться и расширяться вбок. Это объясняется тем, что поток пара, движущийся в пределах ствола нагнетательной скважины вверх, создает значительный градиент давления, который частично сводится на нет потенциалом гравитации нефти, заставляя его задерживаться при расширении вбок.

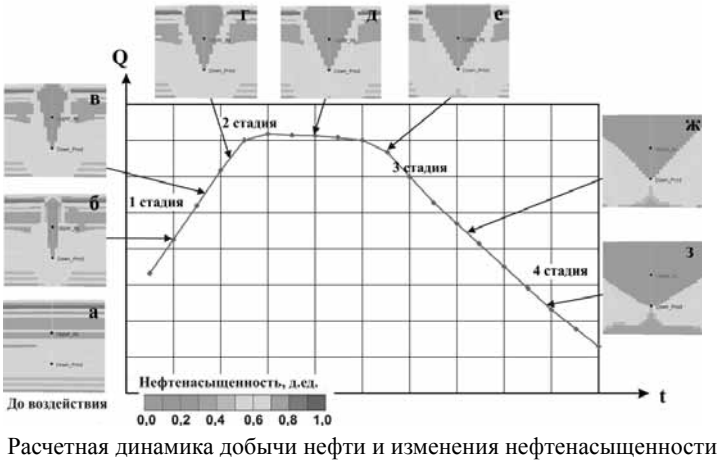


Рис. 5. Расчетная динамика добычи нефти и изменения нефтенасыщенности при технологии парогравитационного дренирования.

Паровая камера достигла кровли продуктивного пласта и в настоящее время идет ее расширение вдоль кровли по горизонтали (рис. 4, 07 и 30.04.2010 г., рис. 5г, 5д). Текущий дебит нефти составляет 32 т/сут, что является максимальной величиной за историю эксплуатации первой пары.

Ожидается, что по мере дальнейшего расширения паровой камеры ее края будут становиться все более наклонными (рис. 5д-5з). По мере выполаживания границ паровой камеры (рис. 5 ж, 5 з) нефть с каждым разом будет стекать вниз под действием уменьшающейся величины силы тяжести, что в конечном итоге приведет к началу постепенного снижения темпов ее отбора.

Согласно проведенному анализу, технология, реализуемая ОАО «Татнефть» на залежи СВН Ашальчинского месторождения, оказалась довольно эффективной в условиях различного по величине и характеру флюидонасыщения. Этот процесс за счет наличия двух устьев обеспечивает достаточно высокие дебиты нефти и низкие ПНО в широком диапазоне изменения насыщенности пластов. Как показал опыт, добычу нефти в осложненных условиях вскрытия подошвенной воды можно увеличить, управляя дебитами жидкости и закачкой пара по устьям.

Литература

1. *Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Зарипов А.Т., Гадельшина И.Ф.* Геологические и технологические особенности разработки залежи сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 7. – С. 34–37.

ВОЗМОЖНОСТЬ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПЗ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Е.Ф.Захарова, О.Тазиева

Альметьевский государственный нефтяной институт

Вопросы получения достоверной информации на поздней стадии разработки приобретают особую значимость, так как именно на ее основе принимаются такие важные технологические решения, как отключение обводнившихся или малодебитных скважин, планируются и реализуются технологические мероприятия по повышению коэффициента нефтеизвлечения [3].

Контроль процесса разработки нефтяного месторождения включает проведение тех или иных видов исследований, обработку и обобщение первичной информации с целью оценки эффективности реализуемой системы разработки и получения необходимой информации для регулирования процесса.

Проблема ГИДС является одной из актуальных и достаточно специфических и сложных научно-технических составляющих в общем комплексе вопросов управления разработкой месторождений углеводородов и состоит в интегрированном, междисциплинарном подходе к решению проблем на основе современных научно-технических достижений геологии, геофизики, а также результатов исследований по подземной гидромеханике, математическому моделированию, компьютерным технологиям, отраслевой экономике с учетом финансовых и других аспектов

На текущий момент крупные нефтяные месторождения Татарстана, которые в течение многих лет обеспечивали основной объем добычи, находятся на поздней стадии разработки. Наиболее характерными особенностями данного этапа являются: значительное количество малодебитных скважин, высокая обводненность продукции, увеличение доли трудноизвлекаемых запасов. При этом практически весь фонд механизирован.

Работа выполнена на основании анализа промысловой информации по Северо-Альметьевской площади Ромашкинского месторождения, для которой рассчитан ряд важнейших фильтрационных параметров с использованием результатов исследований по методу КВУ (КВД) и объективной оценки эффективности конкретного метода ОПЗ.

Известно, что периодичность и типы проводимых ГДИС существенно зависят от специфики разрабатываемых объектов – геологического строения залежи, состояния разработки, типов и фильтрационных свойств коллекторов, режимов работы скважин, динамики продуктивности и обводненности скважин, состояния призабойной зоны, видов приборов и оборудования для исследований скважин и др. Учет данных факторов может позволить оптимизировать комплекс ГДИС, сократив затраты на исследования или повысив информативность данных при тех же затратах.

С начала разработки Северо-Альметьевской площади Ромашкинского месторождения из продуктивных пластов горизонтов $Д_1$ и $Д_0$ добыто 87,0 % от начальных извлекаемых запасов, текущий коэффициент нефтеизвлечения достиг 0,47. Отбор жидкости в пластовых условиях скомпенсирован на 104,5 %.

За годы разработки в результате опережающей выработки высокопродуктивных песчаных коллекторов ухудшилась структура запасов, основной объем добычи нефти происходит за счет регулирования процессов разработки (циклическое заводнение, изменение направления фильтрационных потоков жидкости и др.). Очевидно, что основной объем ГТМ в последующие годы будет направлен на вовлечение в разработку алевролитов и глинистых песчаников, доля извлекаемых запасов по которым увеличилась в 2 раза.

Согласно РД 153-39-384-05 «Оптимальный комплекс и периодичность методов контроля за разработкой месторождений ОАО «Татнефть», снятие КВУ (КВД) или КПД должно производится один раз в три года для

добывающих скважин и один раз в два года – для нагнетательных. В случае проведения ГТМ и ПНП исследования должны проводиться в течение трех месяцев до ОПЗ и через три месяца после воздействия.

Результаты анализа выполненных исследований по одной из скважин промыслового объекта (табл. 1) позволили установить, что необходимая периодичность исследований для достоверной оценки эффективности методов ОПЗ и ГТМ по промысловому объекту соблюдается.

Таблица 1

Скв.	Дата	Гориз.	Вид_исслед	Вр. простоя	Обв.	Уд. вес воды	Qж_реж	Рпласт	Рзаб
5611	02.12.93	1873	КВУ	6,06	10	1,06	3	148	127
5611	17.08.95	1873	КВУ	6,17	65	1,06	4	134	47
5611	17.06.98	1873	КВУ	1,03	55	1,07	2,4	112	62
5611	25.10.99	1873	КВУ	5,21	46	1,08	5,6	133	46
5611	20.09.01	1873	КВУ	4,18	12	1,08	5	140	83
5611	07.07.03	1873	КВУ	1,04	20	1,08	6	146	63
5611	18.01.05	1873	КВУ	10,06	15	0	4	139	36
5611	06.12.05	1873	КВУ	2,01	71	1,03	8	199	119
5611	09.04.07	1873	КВУ	169,39	44	1,02	9	143,2	63,7
5611	05.06.07	1873	КВУ	76,22	75	1,02	18	159,5	112
5611	20.05.09	1873	КВУ	144	62	1,02	11,6	145,6	66,4

Для оценки эффективности методов ОПЗ, как правило, используются фильтрационные параметры продуктивных пластов, которые с достаточной степенью точности могут быть определены по результатам гидродинамических исследований скважин, являющихся главным и основным инструментом контроля за изменением фильтрационных и энергических свойств пласта. Результаты гидродинамических исследований наиболее ценны для этих целей, так как отражают непосредственный процесс фильтрации жидкости в пластовых условиях и дают усредненную информацию по значительной части пласта.

Таблица 2

№ скв.	Доп.добыча, т	Затраты на 1 скв, тыс.руб.	Продолжительность эффекта по методу «прямого счета», мес.
ГРП			
5611	5	606,92	12
10136	12705	490,549	25
32558	108	542,311	7
5577	2077	670	11
5552	7013	576,756	16
14817	511	528,771	14
5578Д	2505	539,203	13
5581	2683	454,004	13
11207	3383,5	522,323	25
ДП			
5615	199,5	9,312	11
21267	163	12,41	3
ГИВ			
21254	419,8	66,792	22
14786	301	59,631	9
МИА-ПРОМ			
5797	267	219,483	11
5786	719,9	207,714	10
ГОПЗ			
Уч.нагн.скв.10114	2215	212,329	5
5690			
5691			
11304			
СНПХ 90-30			
Уч.нагн.скв.11311	28	157,693	10
5697			
5998			
21378			

На Северо-Альметьевской площади Ромашкинского месторождения за рассматриваемый период были проведены следующие виды ОПЗ: гидроразрыв пласта (ГРП); депрессионная перфорация (ДП); газоимпульсное воздействие (ГИВ); глинокислотная ОПЗ (ГОПЗ); применение СНПХ 90-30; применение МИА-ПРОМ. Эффективность указанных методов была рассчитана (табл. 2) по методу «прямого счета» [3].

Результаты расчетов (табл.3) показали, что наибольшая дополнительная добыча и продолжительность эффекта характерны для технологии ОПЗ методом ГРП. Однако разброс значений критериев оценки эффективности методов ОПЗ значителен. Так, дополнительная добыча по рассмотренным скважинам колеблется от 5 до 12705, продолжительность эффекта от 7 до 25 месяцев. Возможным объяснением этому служат различия коллекторских свойств продуктивных пластов, а также геологические и гидродинамические особенности эксплутационного объекта.

Таблица 3

Метод ОПЗ	Объем применения, скв.	Суммарная доп. добыча, т	Удельный эффект, т/скв.	Средние затраты на 1 скв., тыс.руб.
ГРП	9	30990,5	3443,39	547,9
МИА-ПРОМ	2	986,9	493,45	213,6
ДП	2	362,5	181,25	10,9
ГИВ	2	720,8	360,4	63,2
ГОПЗ	1	2215	2215	212,3
СНПХ 90-30	1	28	28	157,7

Относительно неплохие результаты наблюдаются после проведения ДП, ГИВ, ГОПЗ и методов ОПЗ с применением МИА-ПРОМ. Данные таблицы 3 свидетельствуют, что удельный эффект по рассмотреным методам изменяется от 181,25 (ДП) до 2215 т/скв. (ГОПЗ).

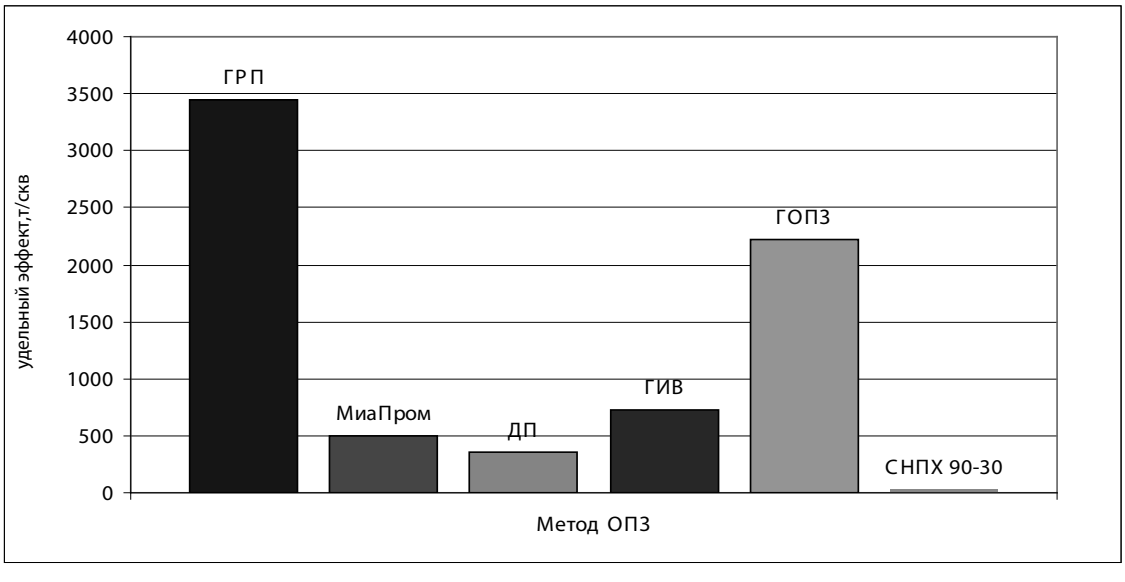


Рис. 1. Удельная эффективность методов ОПЗ на Северо-Альметьевской площади.

Следует отметить, что применение СНПХ 9030 на участке нагнетательной скважины 11311 не дало существенных результатов (рис.1), дополнительная добыча по трем реагирующим скважинам – 28 тонн, что составило 0,15% от суммарной добычи нефти после воздействия.

При анализе мероприятий были также учтены затраты на их проведение: нефтепромысловое оборудование, обеспечение транспортировки, приготовление (перемешивание) и закачка рабочих жидкостей в скважину.

Значительная разница в стоимости проведения рассмотренных ОПЗ не позволяет выбрать тот или иной метод как наиболее предпочтительный. Для объективной оценки была определена дополнительная добыча (рис.2), приходящаяся на 1 тыс.руб. Получены следующие результаты: ГРП – 6,3 т/т.р., МИА-ПРОМ – 2,3 т/т.р., ДП – 16,7 т/т.р., ГИВ – 5,7 т/т.р., ГОПЗ – 10,4 т/т.р., СНПХ 90-30 – 0,2 т/т.р. Следовательно, наиболее выгодным является ДП, т.к. ее эффективность является максимальной, а затраты при этом минимальными.

Известно, что дебит скважины зависит не только от фильтрационных параметров, но и от величины депрессии, которая может существенно различаться до и после ОПЗ в силу различных причин [3]. Например, это происходит при смене насосного оборудования или изменении режима его работы, в связи с изменением режимов близлежащих скважин. Наиболее достоверным является сравнение фильтрационных параметров призабойной зоны по результатам ГДИС (табл.3).

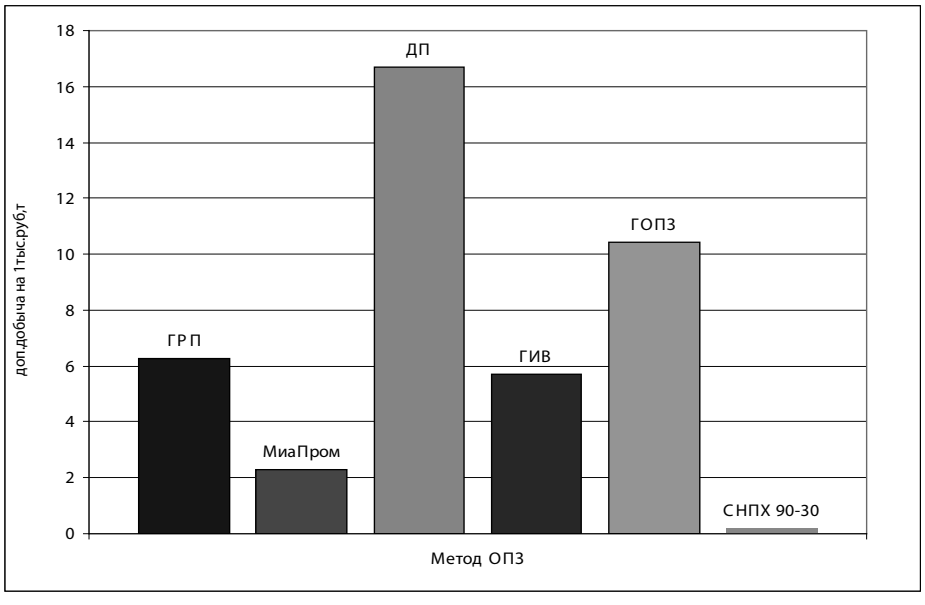


Рис. 2. Дополнительная добыча на 1 тыс. руб по методам ОПЗ на Северо-Альметьевской площади.

Таблица 3

Параметр	До ОПЗ	После ОПЗ	До ОПЗ	После ОПЗ	До ОПЗ	После ОПЗ
	Скв. № 5611 ГРП		Скв. № 10136 ГРП		Скв. № 32558 ГРП	
Дебит, $м^3$/сут	9	18	10	22	5	13
Гидропроводность призабойной зоны, $мкм^2м/Па·с$	1,4	4,96	0,88	14,37	0,13	3,21
Гидропроводность удаленной зоны пласта, $мкм^2м/Па·с$	0,45	1,51	0,26	5,22	0,35	1,17
Коэффициент продуктивности, т/сут·атм	0,099	0,362	0,063	0,912	0,083	0,21
Скин-эффект	-0,25	-0,31	-0,17	-0,27	-0,215	-0,256
	Скв. № 5577 ГРП		Скв. №5552 ГРП		Скв. № 14817 ГРП	
Дебит, $м^3$/сут	4,2	14,9	8,8	30	3,4	14,1
Гидропроводность призабойной зоны, $мкм^2м/Па·с$	0,52	5,05	1,78	6,28	0,91	3,56
Гидропроводность удаленной зоны пласта, $мкм^2м/Па·с$	0,2	2,39	0,64	3,49	0,35	1,18
Коэффициент продуктивности, т/сут·атм	0,038	0,336	0,13	0,344	0,063	0,289
Скин-эффект	-0,134	-0,207	-0,145	-0,19	-0,198	-0,25
	Скв. № 5578Д ГРП		Скв. № 5581 ГРП		Скв. № 11207 ГРП	
Дебит, $м^3$/сут	11,9	26,5	5	24,5	14	22
Гидропроводность призабойной зоны, $мкм^2м/Па·с$	2,49	6,54	1,89	7,04	3,05	18,29
Гидропроводность удаленной зоны пласта, $мкм^2м/Па·с$	1,41	1,94	0,68	3,17	1,04	9,28

Коэффициент продуктивности, т/сут·атм	0,164	0,542	0,132	0,525	0,206	1,098
Скин-эффект	-0,142	-0,25	-0,18	-0,217	-0,24	-0,266
	Скв. № 5615 ДП		Скв. №21267 ДП		Скв. № 21254 ГИВ	
Дебит, м^3/сут	6	29,3	3,6	5	3	4
Гидропроводность призабойной зоны, мкм^{2}м/Па·с	2,64	7,1	2,54	5,1	1,48	1,74
Гидропроводность удаленной зоны пласта, мкм^{2}м/Па·с	0,88	2,38	2,13	4,7	0,56	0,61
Коэффициент продуктивности, т/сут·атм	0,203	0,581	0,19	0,3	0,086	0,109
Скин-эффект	-0,19	-0,225	0,21	-0,14	-0,24	-0,256
	Скв. №14786 ГИВ		Скв. № 10114 ГОПЗ		Скв. №11311 СНПХ 90-30	
Дебит(приемистость), м^3/сут	2	4,5	4	55	17	20
Гидропроводность призабойной зоны, мкм^{2}м/Па·с	0,66	1,08	0,2	13,09	1,34	5,4
Гидропроводность удаленной зоны пласта, мкм^{2}м/Па·с	0,23	0,33	0,5	9,43	1,14	2,53
Коэффициент продуктивности (приемистости), т/сут·атм (м^3/сут·атм)	0,044	0,062	0,068	1,881	0,348	0,542
Скин-эффект	-0,18	-0,22	1,2	- 0,06	-0,03	-0,12

Анализ результатов исследований (таблица 4) показал существенное улучшение фильтрационных характеристик пласта при всех рассмотренных видах ОПЗ. Однако следует отметить единичный случай ОПЗ с применением «МИА-пром», связанный с ухудшением свойств призабойной зоны пласта (скв.5797).

Таблица 4

Параметр	До/после ОПЗ		После ОПЗ	
	Скв. № 5797 М-Пром		Скв. № 5786 М-Пром	
Дебит, м^3/сут	10	10	13	16
Гидропроводность призабойной зоны, мкм^{2}м/Па·с	2,57	2,31	3,39	3,82
Гидропроводность удаленной зоны пласта, мкм^{2}м/Па·с	1,02	0,83	7,86	1,54
Коэффициент продуктивности, т/сут·атм	0,212	0,175	0,249	0,261
Скин-эффект	-0,22	-0,237	-0,26	-0,33

Наиболее вероятными причинами этого могут являться несоответствие химической структуры растворителя «МИА-ПРОМ», недостаточная изученность физико-химического состава АСПО для конкретных условий, несоблюдение технологии проведения ОПЗ.

Применение разработанных в последние годы глубинных дистанционных высокоточных электронных манометров с пьезокварцевыми датчиками давления и глубинных комплексов с соответствующим компьютерным обеспечением позволит использовать при анализе новые процедуры, резко улучшающие качество интерпретации фактических данных и количественно определяемых параметров продуктивных пластов. Особо остро стоят эти вопросы при разработке сложно построенных месторождений, при бурении, эксплуатации и исследовании горизонтальных скважин.

Литература

1. РД 153-39.0-384-05. Оптимальный комплекс и периодичность гидродинамических методов контроля за разработкой месторождений ОАО «Татнефть». – 2004. – 33 с.

2. Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001 . – 212 с.

3. *Муслимов Р.Х.* Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности: Учеб. пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. – 688 с.

О МЕРАХ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОДДЕРЖКИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Р. Р.Ибатуллин, Е.Д.Подымов

ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть»

Вначале представляется целесообразным остановиться на некоторых понятийных вопросах.

Определение срока эффективной выработки запасов нефти объекта (применительно к методам увеличения нефтеотдачи – участка залежи, на котором реализуются эти методы) неразрывно связано с величиной извлекаемых запасов объекта.

Как известно, для нефтедобывающей компании разработка нефтяной залежи должна заканчиваться достижением уровня экономически оправданной добычи нефти – следовательно, извлекаемыми запасами нефти является величина накопленной добычи нефти на дату достижения максимума накопленного чистого дисконтированного дохода:

$Q_{извл} = Q(T)$, при T, определяемом условием $\frac{d}{dt} S^{дк}(t)\Big|_{t=T} = 0$,

где $Q_{извл}$ – извлекаемые запасы нефти;

$Q(T)$ – накопленная добыча нефти;

t – время;

T – дата конца разработки запасов нефти участка;

$S^{дк}(t)$ – чистый дисконтированный доход (накопленное дисконтированное сальдо суммарного потока) в целом.

Отсюда вытекает следствие – осуществление мероприятий, влекущих за собой увеличение накопленной добычи нефти на дату достижения максимума накопленного чистого дисконтированного дохода, является применением методов увеличения нефтеотдачи.

В этом аспекте предметом интереса нефтедобывающей компании является любое воздействие на пласт (как в отдаленной, так и в близкой к скважине зоне) с целью обеспечения максимума накопленной добычи нефти на дату достижения максимума накопленного чистого дисконтированного дохода.

Представляется целесообразным использование следующей терминологии.

Метод увеличения нефтеотдачи (МУН) пласта: объемное воздействие на нефтяной пласт (обычно осуществляемое через нагнетательные скважины) с целью длительного улучшения характеристик заводнения, предназначенное для увеличения извлекаемых запасов нефти пласта.

Обработка призабойной (прискважинной) зоны (ОПЗ) пласта: локальное воздействие на пласт в ближайшей окрестности скважины (осуществляемое через добывающие и нагнетательные скважины) с целью обеспечения заданных или восстановления утраченных эксплуатационных характеристик скважины (без отнесения к состоянию извлекаемых запасов нефти пласта).

Технология увеличения нефтеизвлечения: технология, реализующая МУН или ОПЗ пласта.

Общее представление о назначении применяемых ОАО «Татнефть» технологий увеличения нефтеизвлечения дает таблица 1.

Основными особенностями применения технологий увеличения нефтеизвлечения в ОАО «Татнефть» являются следующие:

- технологии предназначены для оптимизации действующей системы разработки залежи (но не являются самостоятельными способами ее разработки) с основной задачей обеспечения прироста или восстановления дебитов нефти скважин;
- рассредоточенное применение технологий увеличения нефтеизвлечения (воздействие на малые объекты, включающие небольшое количество скважин);
- широкий спектр видов воздействия (зоны влияния налагаются, что требует разделения эффектов).

Применение технологий характеризуется в среднем довольно низкими показателями эксплуатации скважин:

- стимуляция отбора продукции скважины: (дебит нефти 2,4 т/сут, дебит жидкости 9,8 т/сут, обводненность отбираемой продукции 46 %);
- ограничение притока воды в скважину (дебит нефти 1,6 т/сут, дебит жидкости 44 т/сут, обводненность отбираемой продукции 93 %);

- оптимизация приемистости скважины (дебит нефти 3,8 т/сут, дебит жидкости 70 т/сут, обводненность отбираемой продукции 44 %);

- совершенствование заводнения (дебит нефти 4,6 т/сут, дебит жидкости 59 т/сут, обводненность отбираемой продукции 83 %).

Таблица 1.

Назначение применяемых ОАО «Татнефть» технологий увеличения нефтеизвлечения (укрупнено)

Методы увеличения нефтеизвлечения										
Повышение степени нефтеизвлечения из пластов через добывающие скважины					Повышение степени нефтеизвлечения из пластов через нагнетательные скважины (третичные методы увеличения нефтеотдачи при заводнении)					
Стимуляция отбора жидкости			Ограничение притока воды		Оптимизация приемистости			Совершенствование заводнения		
Снижение вязкости нефти	Увеличение проницаемости призабойной зоны пласта	Восстановление проницаемости призабойной зоны пласта	Селективное снижение проницаемости призабойной зоны пласта для воды	Тампонирование каналов поступления воды в призабойной зоне пласта	Увеличение проницаемости призабойной зоны пласта	Восстановление проницаемости призабойной зоны пласта	Выравнивание профиля приемистости	Изменение свойств пласта и пластовых флюидов	Увеличение нефтеотмывающей способности вытесняющего агента	Увеличение охвата пласта заводнением

В качестве критерия эффективности мероприятия по применению технологии увеличения нефтеотдачи в ОАО «Татнефть» используется индекс доходности инвестиций:

$$I^{дк}(t) = \frac{В^{дк}_{скв}(t) + В^{дк}_{м}(t)}{От^{дк}_{скв}(t) + От^{дк}_{м}(t)},$$

где t – время;

$I^{дк}(t)$ – дисконтированный индекс доходности инвестиций;

$В^{дк}_{скв}(t)$ – накопленная дисконтированная выручка от продажи нефти за счет ввода скважины;

$В^{дк}_{м}(t)$ – накопленная дисконтированная выручка от продажи нефти за счет мероприятия;

$От^{дк}_{скв}(t)$ – накопленные дисконтированные оттоки при эксплуатации скважин;

$От^{дк}_{м}(t)$ – накопленные дисконтированные оттоки при осуществлении мероприятия.

Структура затрат на реализацию технологии в ОАО «Татнефть» приведена на рис. 1. Отметим, что оба крупных сектора имеют тенденцию к росту (дорожание топлива, химреагентов, производственных услуг и т.п.), вследствие чего растут и сами затраты по абсолютной величине.

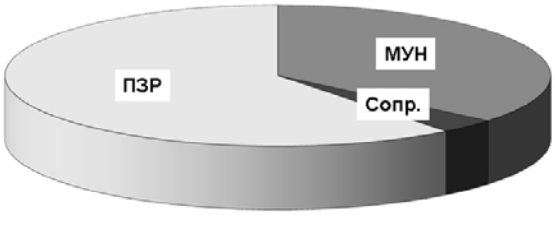


Рис. 1. Структура затрат на реализацию технологии.

В настоящее время структура основных месторождений уже во многом представляет собой совокупность относительно обособленных геологических тел или блоков, в которых либо продолжается довыработка остаточных запасов при высокой обводненности, либо еще только предстоит серьезная работа по вовлечению в активную выработку ранее почти не затронутых запасов в низкопроницаемых коллекторах и застойных зонах.

В первом случае проявляются осложнения, вызванные большой отдаленностью действующих добывающих скважин блока от нагнетательных из-за выведения из эксплуатации ближайших к нагнетательным быстро обводнившихся добывающих скважин. В частности, возрастает количество используемых реагентов из-за повышенных потерь вследствие адсорбции в бóльшем (чем при очагово-избирательном заводнении) поровом пространстве, через которое продвигается закачанная оторочка, прежде чем достигнуть еще невыработанных запасов нефти. При этом, естественно, увеличивается стоимость мероприятия и ухудшаются экономические характеристики его реализации.

Во втором случае проявляются осложнения, вызванные неадекватностью применяемых методов увеличения нефтеотдачи условиям разработки запасов в низкопроницаемых коллекторах и застойных зонах, характеризующихся низкими добывными возможностями скважин. В частности, при проведении мероприятий через нагнетательные скважины явно просматривается тенденция сокращения количества используемых реагентов для достижения приемлемых экономических характеристик реализации воздействия. А это влечет за собой смещение акцентов от большеобъемной обработки в глубине пласта с целью увеличения охвата пласта заводнением к обработке локального характера в призабойной зоне с целью выравнивания профиля приемистости.

Представляется возможным сформулировать следующие тенденции изменения условий и результатов применения методов увеличения нефтеотдачи при разработке крупных залежей ОАО «Татнефть».

Во-первых, снижение темпов роста масштабов применения технологий, осуществляемых через нагнетательные скважины (практически достигнуто насыщение – многократно используется практически весь пригодный фонд внутриконтурных скважин).

Во-вторых, снижение удельных объемов закачиваемых реагентов по соображениям рентабельности при объективном росте потребностей в них (из-за повышенных потерь вследствие адсорбции в бóльшем поровом пространстве, через которое продвигается закачанная оторочка, прежде чем достигнуть еще невыработанных запасов нефти).

В-третьих, снижение эффективности технологий увеличения охвата пласта заводнением вследствие:

- смещения акцентов в решении задачи увеличения охвата пласта заводнением на относительное увеличение числа нагнетательных скважин и более равномерную их расстановку;

- «дряблого» режима закачки воды, не позволяющего полноценно использовать главный фактор воздействия потокоотклоняющих технологий – радикальное изменение градиентов давления вследствие повышения сопротивления пласта.

В-четвертых, снижение масштабов применения технологий увеличения вытесняющей способности закачиваемого агента и увеличения охвата пласта на ранней стадии заводнения (как вследствие перехода в позднюю стадию разработки, так и из-за дороговизны реагентов).

Определились проблемные направления разработки месторождений ОАО «Татнефть»:

– недостаточное вовлечение в активную разработку запасов нефти в низкопроницаемых зонах терригенных коллекторов;

– низкая нефтеотдача при разработке запасов нефти в карбонатных коллекторах;

– недостаточно эффективная разработка запасов нефти в водонефтяных зонах.

Каких-либо специальных технологий для выработки именно трудноизвлекаемых запасов пока не создано; однако, известны технологии, которые в принципе могут быть использованы при выработке запасов нефти в любых коллекторах, но в настоящее время не применяются в силу разных причин (в первую очередь, экономических).

В части использования методов увеличения нефтеотдачи намечаются следующие пути решения указанных проблем:

– в низкопроницаемых зонах терригенных коллекторов за счет применения поверхностно-активных веществ и растворителей;

– в карбонатных коллекторах за счет применения газовых методов; рациональное применение прочих методов при заводнении на большинстве объектов не представляется возможным из-за трещиноватости (латеральное продвижение закачиваемого агента по нефтенасыщенной части пласта незначительно, а по водонасыщенной части пласта закачка химреагентов неэффективна);

– в водонефтяных зонах за счет применения газовых методов или осадкообразователей для создания протяженных «экранов», разделяющих нефтенасыщенную и водонасыщенную зоны пласта.

Таким образом, реальные масштабы и цели применения современных методов увеличения нефтеизвлечения уже недостаточны для того, чтобы преодолеть тенденцию снижения добычи нефти вследствие ухудшения структуры запасов. Поэтому, с одной стороны (со стороны нефтедобывающих компаний – в частности, ОАО «Татнефть») необходимо активизировать работу по развитию третичных методов увеличения нефтеотдачи для выработки трудноизвлекаемых запасов, а с другой стороны (со стороны собственника недр) принять меры государственной поддержки применения методов увеличения нефтеотдачи при выработке трудноизвлекаемых запасов.

В целях стимулирования применения методов увеличения нефтеотдачи при выработке трудноизвлекаемых запасов представляется целесообразным рассмотреть следующие меры государственной поддержки:

Таблица 2

Оценка эффекта применения некоторых технологий для выработки трудноизвлекаемых запасов

Варианты	Кол. нагн. скв.	Кол. доб. скв.	Продолж., мес	Дебит нефти, т/сут	Добыча нефти, тыс. т	Добыча жидкости, тыс. т	Закачка воды, тыс. м^3	Доля НДПИ, %	Индекс доходности затрат, д. ед.	Доход государства, млн. р	Изменение дохода государства, млн. р.
Базовый				2,0	12,0	14,4	15,8	100%	1,13	68,7	
Оторочка ПАВ				3,0	18,0	21,6	25,9	100% для добычи	1,28	105,8	37,0
Разность	1	4	60	1,0	6,0	7,2	10,1	100% для доп. добычи	1,77	37,0	37,0
Оторочка ПАВ				3,0	18,0	21,6	25,9	50% для добычи	1,54	109,0	40,3
Разность				1,0	6,0	7,2	10,1	50% для доп. добычи	2,30	38,1	38,1
Базовый				2,0	7,2	36,0	39,6	100%	1,03	40,4	
Оторочка полиакриламида				2,5	9,0	36,0	39,6	100% для добычи	1,12	51,4	11,0
Разность	1	3	48	0,5	1,8			100% для доп. добычи	1,65	11,0	11,0
Оторочка полиакриламида				2,5	9,0	36,0	39,6	50% для добычи	1,31	53,1	12,7
Разность				0,5	1,8			50% для доп. добычи	2,11	11,3	11,3
Базовый				1,5	2,7	27,0	29,7	100%	0,77	15,0	
Гидрофобная эмульсия				2,0	3,6	27,0	29,7	100% для добычи	0,90	20,1	5,0
Разность	1	2	36	0,5	0,9			100% для доп. добычи	1,53	5,4	5,4
Гидрофобная эмульсия				2,0	3,6	27,0	29,7	50% для добычи	1,04	20,3	5,2
Разность				0,5	0,9			50% для доп. добычи	1,91	5,6	5,6
Базовый				1,0	1,5	3,0	3,3	100%	0,88	8,4	
Гидроразрыв пласта				3,0	4,5	15,0	16,5	100% для добычи	1,28	26,4	18,1
Разность		1	60	2,0	3,0	12,0	13,2	100% для доп. добычи	1,63	18,3	18,3
Гидроразрыв пласта				3,0	4,5	15,0	16,5	50% для добычи	1,54	27,3	18,9
Разность				2,0	3,0	12,0	13,2	50% для доп. добычи	2,07	18,9	18,9

- на федеральном уровне для нефти, добытой с применением методов увеличения нефтеотдачи при выработке трудноизвлекаемых запасов, установить ставку НДПИ, равную половине базовой ставки НДПИ для промышленно внедряемых технологий (например, закачка растворов поверхностно-активных веществ и полимеров), и полностью снять НДПИ для опытно-промышленных работ (например, закачка углеводородного газа и двуокиси углерода);

- на региональном уровне для оборудования, применяющегося для методов увеличения нефтеотдачи при выработке трудноизвлекаемых запасов, установить нулевую ставку налога на имущество.

При этом более целесообразным представляется применение льготы в отношении всего участка выработки трудноизвлекаемых запасов (хотя мера вполне действенна даже в узком отношении собственно дополнительной добычи нефти за счет применения метода увеличения нефтеотдачи).

Экономическая оценка ожидаемых результатов применения некоторых технологий увеличения нефтеотдачи пластов в типичных условиях реализации при выработке запасов нефти в низкопроницаемых коллекторах показывает следующее (табл. 2). При действующей ставке НДПИ и имеющей место тенденции роста стоимости как реагентов, так и сервисных услуг по их закачке применение таких методов увеличения нефтеотдачи, как заводнение с оторочкой поверхностно-активных веществ или полимерное заводнение, в условиях разработки малодебитных пластов остается, невыгодным. Следовательно, объемы их реализации в ОАО «Татнефть» будут продолжать снижаться.

Снижение ставки НДПИ позволило бы вернуть часть скважин из категории «нерентабельные» в категорию «рентабельные». При этом, несмотря на снижение ставки НДПИ, доход государства в целом может увеличиться за счет увеличения налога на прибыль при увеличении рентабельности применения методов увеличения нефтеотдачи для компании.

Для реализации предложенных налоговых льгот необходимо наладить организацию системы учета дополнительно добытой нефти и затрат на проведение мероприятий по увеличению нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Это не вызовет серьезных затруднений, поскольку главным образом связано лишь с выделением геологических тел (объектов) – зон распространения трудноизвлекаемых запасов. Их определение базируется на нескольких вполне четких геолого-промысловых критериях (проницаемость коллектора, трещиноватость коллектора, толщина нефте- и водонасыщенной части пласта и перемычки между ними, продуктивность пласта, приемистость пласта, вязкость нефти и др.), которые могут быть вполне объективно признаны нефтяным сообществом.

Оценка результатов применения методов увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов, применение которых привязано к геологическим телам (объектам), базируется на тех же самых принципах, что и при разработке обычных запасов, в силу чего может быть выполнена в порядке, давно и достаточно хорошо отработанном в ОАО «Татнефть» с использованием штатных технических и программных средств.

Определен следующий перечень приоритетных пилотных проектов по разработке трудноизвлекаемых запасов ОАО «Татнефть».

1. Системное применение поверхностно-активных веществ, гидроразрыва пласта и методов увеличения продуктивности низкопроницаемых коллекторов (Ново-Елховское месторождение, тульский горизонт; Тат. Кандызское месторождение, бобриковский горизонт; Ромашкинское месторождение, Абдрахмановская, Южно-Ромашкинская площади, кыновский и пашийский горизонты).

2. Закачка газа в залежи с водонефтяными зонами (Соколкинское месторождение, турнейский ярус).

3. Системное применение потокоотклоняющих технологий и технологий ограничения притока воды для выработки остаточных запасов нефти в зонах разрезающих рядов с редкой сеткой (Ромашкинское месторождение, Ташлиярская, Восточно-Сулеевская площади, кыновский и пашийский горизонты).

4. Экранирование водонефтяного контакта в скважинах, вырабатывающих запасы в водонефтяных зонах, на основе осадкообразования, кольматации.

5. Выработка запасов нефти повышенной вязкости (50–200 МПа·с) с использованием раствора полиакриламида, целлюлозы, кислотного гидроразрыва пласта через горизонтальные скважины (Ямашинское месторождение, башкирский ярус).

6. Выработка запасов нефти повышенной вязкости (200–800 МПа·с) на основе использования горючеобразующего состава и кислотного гидроразрыва пласта через горизонтальные скважины (Архангельское месторождение, башкирский ярус).

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

С.А.Иванов *(ТПП «Когалымнефтегаз»)*, **Д.М.Клейдман** *(ООО «НТЦ Геопроект»)*

Теоретические основы бурения горизонтальных скважин заложены еще в 30-х годах прошлого века. Однако отсутствие значимых положительных результатов и высокая стоимость работ объективно привели к снижению объемов бурения горизонтальных скважин (ГС). Массовое распространение данной технологии извлечения нефти

на месторождениях России сдерживалось ее дороговизной. В последнее 10-летие эти работы стали востребованы в связи с появлением новых более дешевых и качественных инструментов, техники и технологий.

Параллельно развитию техники в течение последнего десятилетия широко развиваются технологии компьютерного моделирования процессов нефтедобычи. Понятие «геолого-гидродинамическая модель» прочно вошло в обиход геолога-разработчика.

Компания НТЦ «Геопроект» по заданию ТПП «Когалымнефтегаз» в течение нескольких лет активно занимается подбором скважин-кандидатов для бурения боковых стволов скважин с горизонтальным окончанием на месторождениях Западной Сибири, таких как Ватьеганское, Тевлинско-Русскинское, Повховское, Южно-Ягунское, Дружное, Кустовое, Восточно-Придорожное.

Рассматриваемые месторождения зачастую относятся к поздней стадии разработки с длительной историей воздействия системы заводнения, когда заметно ухудшаются геолого-физические условия выработки пластов, на фоне происходивших деформаций пород (при падении давлений), ухудшения свойств остаточных нефтей, кристаллизацией парафина (при переохлаждении), наличия крустификационного хлорита. Таким объектам присущи все известные проблемы поздней стадии разработки пластов с длительным воздействием системы заводнения: первая связана с недостатками внутриконтурного заводнения (разубоживание запасов, низкий коэффициент охвата заводнением), а вторая – физический износ скважин и оборудования, особенности выработки пластов (взаимодействие пластов, необратимые деформации пород). Планирование мероприятий по зарезкам боковых стволов на таких объектах оправдано по нескольким причинам:

- наличие трудноизвлекаемых запасов, целиков нефти, запертых среди обводненного объема коллектора;
- наличие микро- и макронеоднородностей на залежи. Горизонтальные скважины, пробуренные на десятки и сотни метров по простиранию пластов, вскрывают в неоднородных эксплуатационных объектах участки с различной проницаемостью, что существенно повышает дебит скважины;
- в самом простом случае можно рассматривать бурение боковых стволов как вид ремонтных работ при аварийном состоянии забоя скважины.

С другой стороны, бурение БГС сопряжено с рисками технологического характера (проходка в искомом интервале коллектора, загрязнение призабойной зоны при более длительном контакте с породой, чем при бурении вертикальных скважин, крепление, способ закачивания ствола, вскрытие пласта на горизонтальном участке, отсутствие качественных ГИС в горизонтальной части) и геологического плана, обусловленными кинжальным прорывом закачиваемой воды, конусообразованием при повышенных депрессиях в залежах с подошвенной водой.

Как правило, в настоящее время в нефтяных компаниях для бурения боковых стволов скважин с горизонтальным окончанием требуется проектный документ – обоснование, которое выполняется научно-исследовательскими центрами, имеющими опыт анализа и проектирования разработки нефтяных месторождений на базе построенных геолого-гидродинамических моделей по рассматриваемому объекту. Стало общепринято называть такие работы «мини-проектами». В целом, мини-проекты выполняются при обосновании применения следующих видов геолого-технических мероприятий: бурение вторых стволов, ГС, бурение новых скважин на участках со сложным геологическим строением, ГРП по специальной технологии, совершенствование системы ППД. Далее кратко охарактеризованы основные этапы работ по созданию обоснования для бурения БГС.

1. Формирование актуальной геолого-промысловой базы данных

На данном этапе проводится проверка и загрузка новой информации на дату начала расчетов. Работа проводится с информацией различного уровня, начиная от локальных скважинных данных и заканчивая общей информацией по пласту. В последнее время массово проводятся замеры кривизны стволов скважин как по вновь пробуренным, так и по старым скважинам. В связи с этим особое внимание уделяется уточнению координат и отметок пластопересечений. Кроме того, приходится значительное внимание уделять проверке полноты, достоверности и актуальности данных по гидродинамическим исследованиям скважин, ввиду недостатка информации и ее противоречивости. Результатом работы по данному этапу является актуальная база данных по координатам и инклинометрии скважин, каротажу, РИГИС, добыче, закачке, движению по фонду, причинам простоев, ГТМ, перфорации, ГДИ, ПГИ. Поток вносимых изменений и дополнений достаточно велик, поэтому необходимо наличие автоматизированных инструментов конвертации информации с функциями выявления и исправления ошибок в базе данных.

2. Построение геологической модели

Целью данного этапа является построение детальной трехмерной геологической модели (рис. 1), максимально описывающей геологические особенности объекта, включая условия осадконакопления, наличие региональных трендов в положении реперов, ВНК, разломов, фациальную неоднородность и т.д. Как правило, исследуемые участки являются плотно разбуренными с наличием противоречий в данных по соседним скважинам. Исходя из понимания геологического строения участка, принимается решение о корректировке информации по ряду «ошибочных» скважин. Например, при структурном моделировании корректируются скважины (гипсометрические отметки, положения контактов), противоречащие концепции залегания пластов. Этап «снятия противоречий» является основным и фактически от него зависит качество и достоверность дальнейшей работы с геолого-гидродинамической моделью.

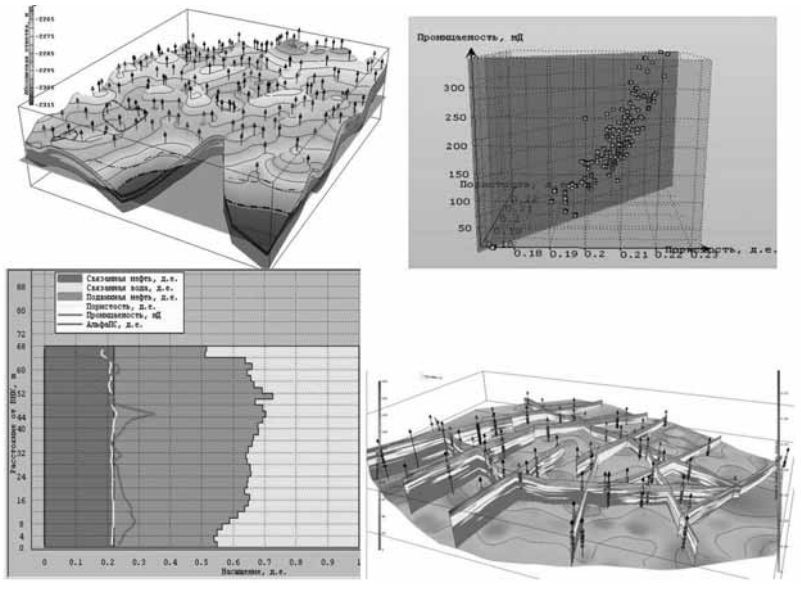


Рис.1. Инструменты геологического моделирования.

3. Построение гидродинамической модели

Для получения текущих распределений нефтенасыщенности и давления проводится построение гидродинамической модели. В качестве основы желательно использовать детальную геологическую модель. Данный этап является одним из самых трудозатратных, требующий от специалиста проведения серии итерационных расчетов с привлечением большого количества как прямой информации (добыча, закачка, перфорация), так и косвенной (результаты ПГИ и другие исследования скважин). Необходимым условием адекватного отражения фильтрационных процессов в гидродинамической модели является тесная связь между геологом и гидродинамиком, позволяющая вносить оперативные изменения в геологическую основу. На основе адаптированной гидродинамической модели оценивается механизм выработки запасов и эффективность применяемой системы разработки

4. Анализ эффективности системы разработки участка, выработки запасов.

В рамках данного этапа оценивается эффективность реализованной системы разработки (рис. 2), соответствие ее проектным решениям, в т.ч. проводится анализ фонда скважин, энергетического состояния, оценивается эффективность проведенных ГТМ. Особое внимание уделяется анализу уже пробуренных БГС с указанием причин и возможных мероприятий по скважинам, не достигшим порога рентабельности. Важнейшей составляющей данного этапа является анализ механизма выработки запасов. На основе результатов моделирования проводится дифференциация запасов (рис. 3), выявляются балансовые, извлекаемые, подвижные, остаточные, дренируемые и т.д. Такая дифференциация позволяет локализовать зоны концентрации текущих подвижных запасов, вовлеченных и не вовлеченных в разработку для планирования мероприятий.

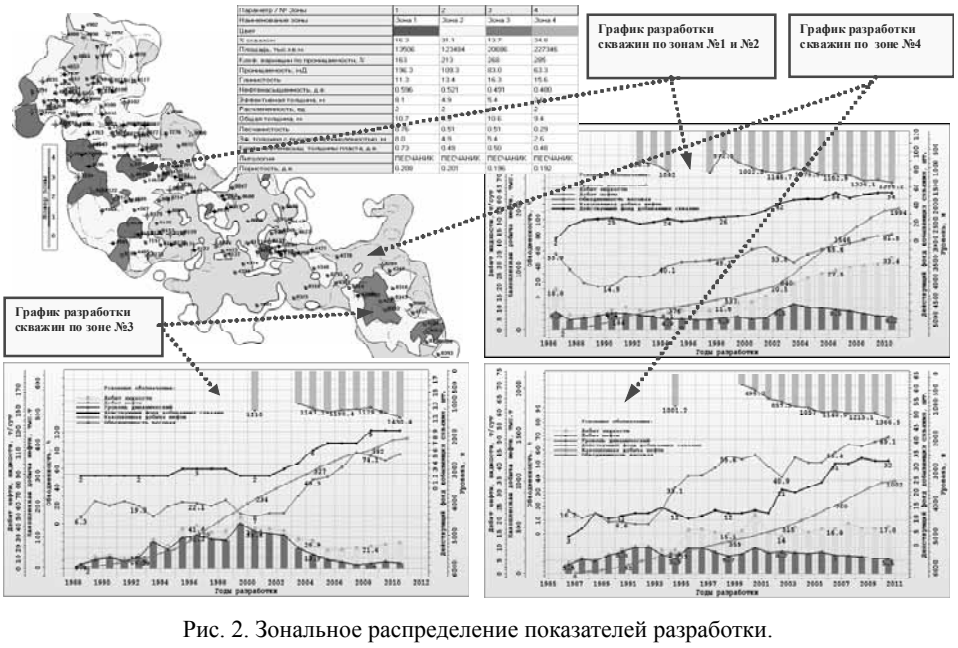


Рис. 2. Зональное распределение показателей разработки.

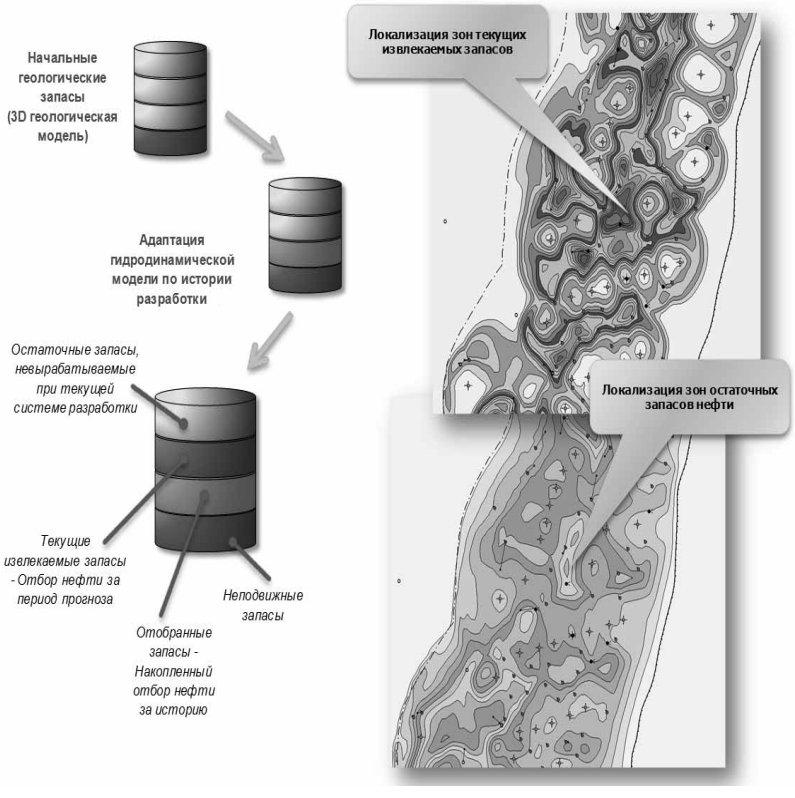


Рис.3. Структура запасов нефти.

5. Подбор кандидатов на бурение БГС. Расчет технологической и технико-экономической эффективности проектируемых БГС.

На основе выделенных зон концентрации текущих запасов нефти, анализа текущей схемы размещения и показателей эксплуатационных скважин подготавливается список скважин для зарезки боковых стволов. Расчеты начальных и остаточных запасов производятся на основе адаптированной гидродинамической модели.

Подбор кандидатов для зарезки боковых стволов выполняется по этапам:

- просмотр технологических характеристик скважин участка (состояние по фонду, величины отборов нефти, обводненность, состояние э/к);
- составление списка скважин, наиболее близко расположенных к зоне остаточных запасов, уточнение текущего коэффициента извлечения запасов нефти по скважине-кандидату;
- выявление геологических особенностей строения пласта в районе планируемого БГС.

Фактическая эффективность проведения ГТМ зависит от конкретных геолого-промысловых условий разработки объекта, поэтому геолого-промысловый анализ выделенных участков с целью планирования зарезки боковых стволов проводится с учетом соответствия их основным критериям применимости этого типа ГТМ. Можно перечислить следующие обобщающие критерии бурения БГС:

- минимальные значения эффективной нефтенасыщенной толщины по рассматриваемому пласту должны быть не ниже технических возможностей бурения с использованием существующей аппаратуры (не менее 3 м);
- величина остаточных запасов нефти по пласту не ниже рентабельных с учетом стоимости бурения;
- желательна изолированность пластов и пропластков, содержащих остаточную нефть, от остальных продуктивных интервалов разреза скважины;
- выбор направления бурения горизонтальных стволов необходимо производить с учетом конфигурации зон остаточных запасов нефти и геолого-промысловых характеристик соседних скважин;
- необходимо стремиться к тому, чтобы фронт вытеснения от соседних нагнетательных скважин подошел к БГС перпендикулярно к направлению, в котором пробурен горизонтальный ствол. Для этого БГС необходимо бурить, по возможности, параллельно размещению разрезающих рядов нагнетательных скважин;
- при бурении БГС в пределах водонефтяных зон необходимо располагать горизонтальные стволы в прикровельной части продуктивного пласта.

Для примера рассмотрим один из объектов, для которого характерно неравномерное залегание осадков с наличием зон замещения и выклинивания коллекторов. Локализация зон подвижных запасов является необходимым, но недостаточным условием для подбора скважин-кандидатов. Одновременно необходимо анализировать залегание по площади залежи песчаных пропластков с достаточной для планирования БГС нефтенасыщенной мощностью. Т.е. требуется найти «тело бурения» бокового горизонтального ствола.

Подбор лучшей траектории проводится через различные азимуты и положения ствола по вертикали. В результате многовариантных расчетов рекомендуется к бурению та траектория, расчеты по которой дали лучшие технико-экономические показатели эффективности: входящий дебит, обводненность, накопленная дополнительная добыча нефти по участку с учетом «интерференции» по ближайшим скважинам, рентабельность с учетом капитальных затрат.

При этом необходимо минимизировать риски бурения. Риск бурения боковых стволов обусловлен чаще всего недостижением проектных дебитов жидкости, связанным с геологическими характеристиками пласта – высокой изменчивостью разреза (замещением пропластков, расчлененностью пласта). Во-вторых, существует фактор обводненности. В связи с анизотропией по проницаемости возможны языковые прорывы как подошвенных, так и закачиваемых вод. Подбор кандидатов проводится с учетом этих факторов риска с удалением от фронта закачки, на высоких гипсометрических отметках с перемычкой в разрезе от водосодержащей пачки на значительном расстоянии от контура нефтеносности.

Результатом работы по обоснованию бурения БГС (рис. 4) являются: параметры планируемой траектории бокового ствола (отход, глубина врезки, коридор бурения от кровли, точка входа в пласт, начало горизонтального участка, азимут, зенитный угол), планируемые технико-экономические показатели (дебиты по нефти/жидкости, пластовые и забойные давления, накопленные показатели, поток наличности, период окупаемости и т.д.).

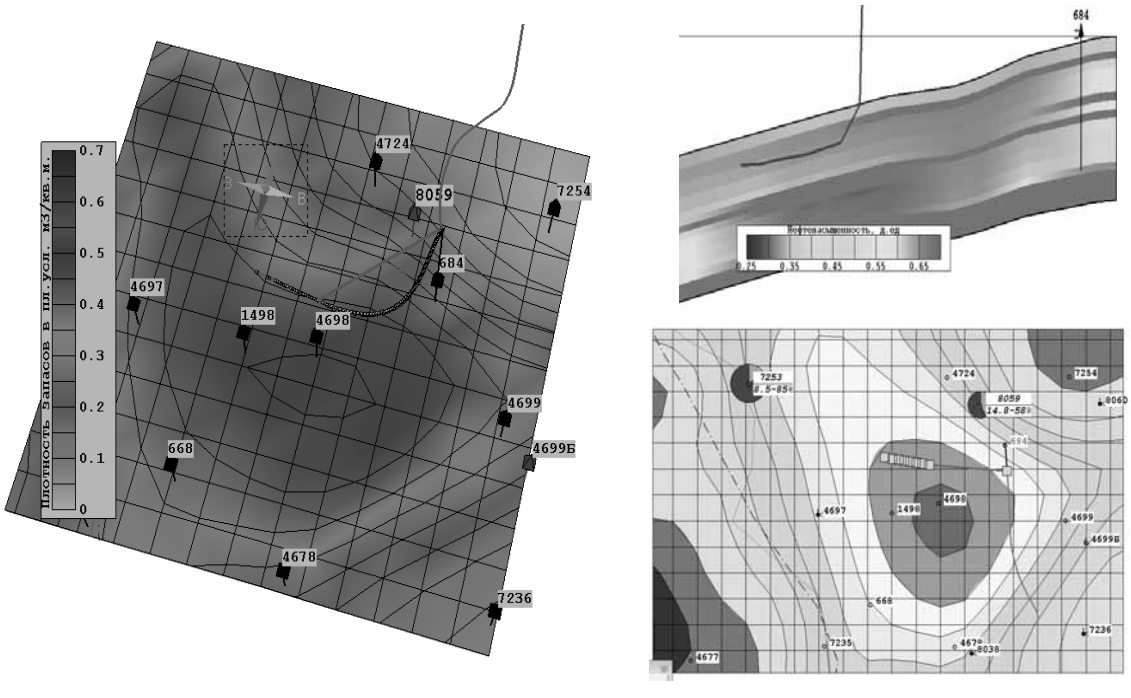


Рис. 4. Рекомендация к бурению БГС.

В заключение необходимо отметить, что залогом успешной реализации запланированных мероприятий является постоянное сотрудничество специалистов разного уровня на этапе бурения бокового ствола для оперативного принятия решений. При бурении ствола могут возникнуть трудности с однозначным определением залегания коллектора. В этом случае важно своевременно и всесторонне интерпретировать результаты ГТИ (геолого-технологические исследования в процессе бурения) с привлечением специалистов геологов-разработчиков, геологов-модельеров, занимающихся прогнозными расчетами эффективности бурения БГС на основе геолого-гидродинамических моделей.

Литература

1. Калинин А.Г., Никитин Б.А. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. Справочник. – М.: «Недра», 1997.

2. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D моделей. – М.: ООО «ИПЦ «Маска»», 2008. – 272 с.

3. Временное методическое руководство по составлению мини-проектов на внедрение геолого-технических мероприятий в ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь». ОАО «ЛУКОЙЛ».

4. Корнильцев Ю.А. Гидродинамический анализ разработки залежей нефти горизонтальными скважинами. – Казань: Изд-во «ПЛУТОН», 2002. – 230 с.

5. Регламент по созданию постояннодействующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-047-00. Министерство топлива и энергетики Российской Федерации, Москва, 2000 г. С методическими указаниями 2003 года в дополнении.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ СТРУЙНЫХ НАСОСОВ УЭГИС ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ В ПРОЦЕССЕ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА

А.И.Имаев, Э.М.Мугинова, В.С.Дубровский

ООО «ТНГ-Групп»

В настоящее время скважины, выходящие из бурения осваиваются и исследуются с помощью компрессора, свабирования и др. При этом определяется насыщенность исследуемого объекта, а по кривым восстановления уровня (КВУ) – гидродинамические параметры. Эти методы являются более длительными и требуют значительных материальных затрат бригад капитального ремонта или освоения скважин. Применение для этих целей эжекторных установок выгодно отличается от приведенных выше методов по следующим факторам:

– время регистрации КВД не превышает 3-4 часов, поскольку восстановление давления происходит в малом объеме пространства, ограниченном пакером;

– возможен широкий диапазон установки начальных давлений КВД;

– регистрация КВД возможна даже при значительном превышении гидростатического давления над пластовым;

– можно проводить регистрацию нескольких КВД с различными начальными давлениями или с разной длительностью периода притока при одном забойном давлении (рис.1).

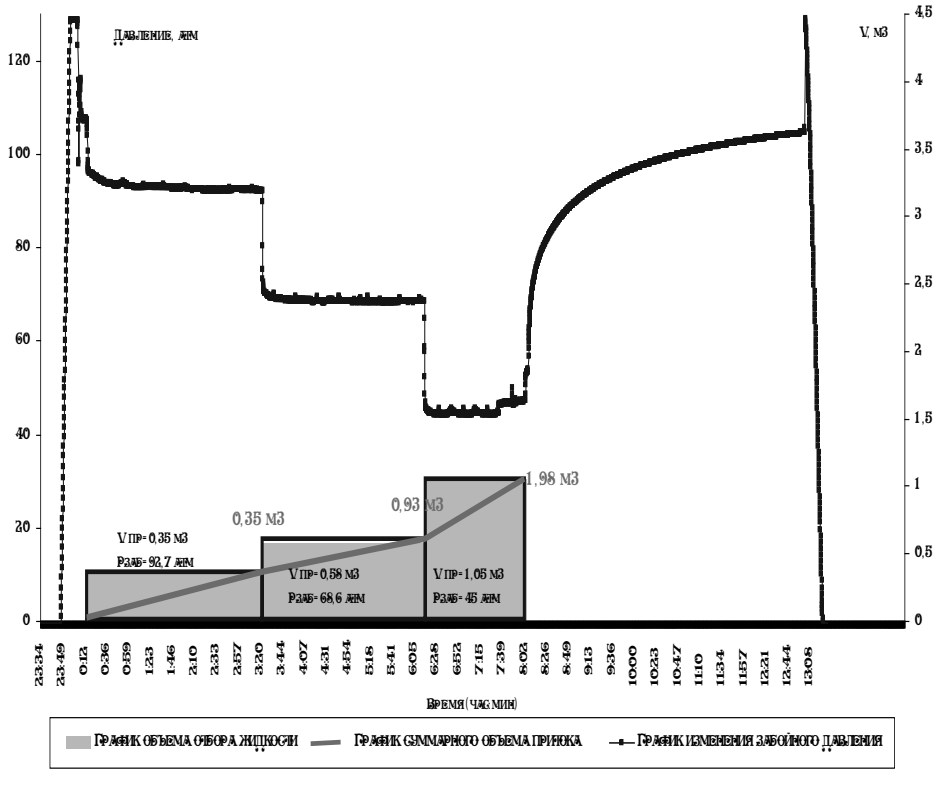


Рис. 1. Результаты применения УЭГИС с КВД-вставкой при освоении скважины.

Существует ряд требований, которым должны отвечать создаваемые технические средства и технологии работ по очистке ПЗП, а также освоения скважин;

- создание за короткий период времени необходимой величины депрессии на пласт и поддержание ее постоянной в течение требуемого времени;
- исключение образования взрывоопасных газовых смесей и открытого фонтанирования скважин;
- возможность пропуска через оборудование измерительной аппаратуры и проведение геофизических исследований при любой заданной депрессии на пласт (рис.2);
- возможность проведения обработки ПЗП с привлечением широкого спектра методов, материалов и стандартного оборудования;
- проведение многоцикловых гидродинамических исследований на разных режимах;
- воздействие на пласт знакопеременными (циклическими) перепадами давлений и гидроударами (рис.3);
- работа в условиях высокого содержания в продукции скважины механических примесей, природного газа и химически агрессивных агентов;

- работа в широком диапазоне изменения дебитов скважин;
- работа в скважинах с любым искривлением ствола;
- соблюдение требований охраны окружающей среды и безопасности труда.

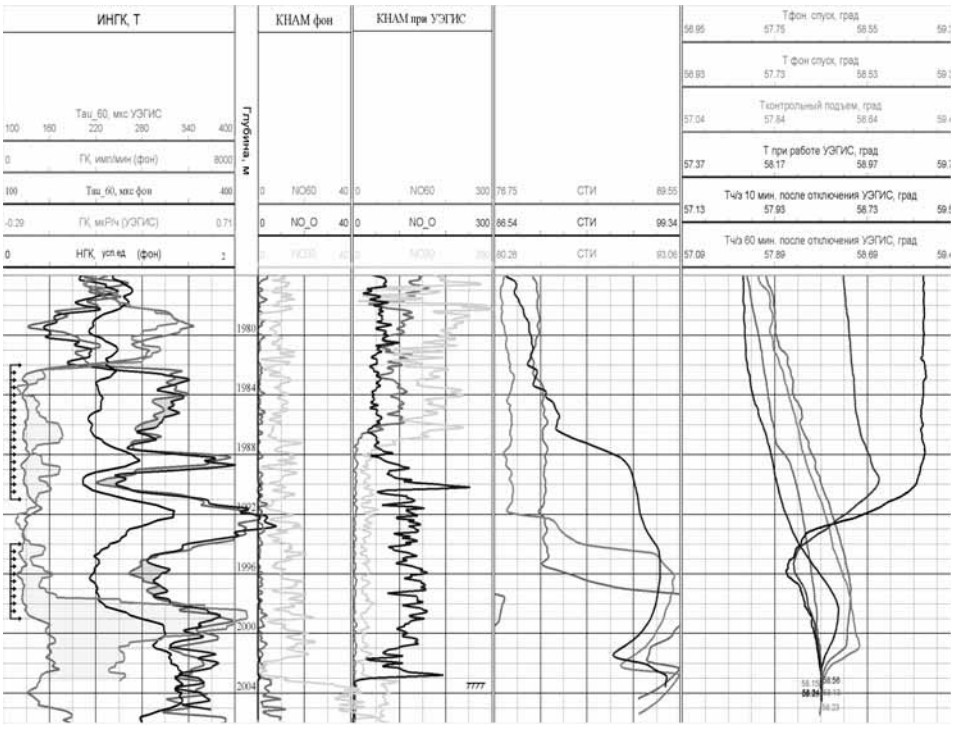


Рис.2. Определение заколонной циркуляции, источника обводнения, работающих интервалов.

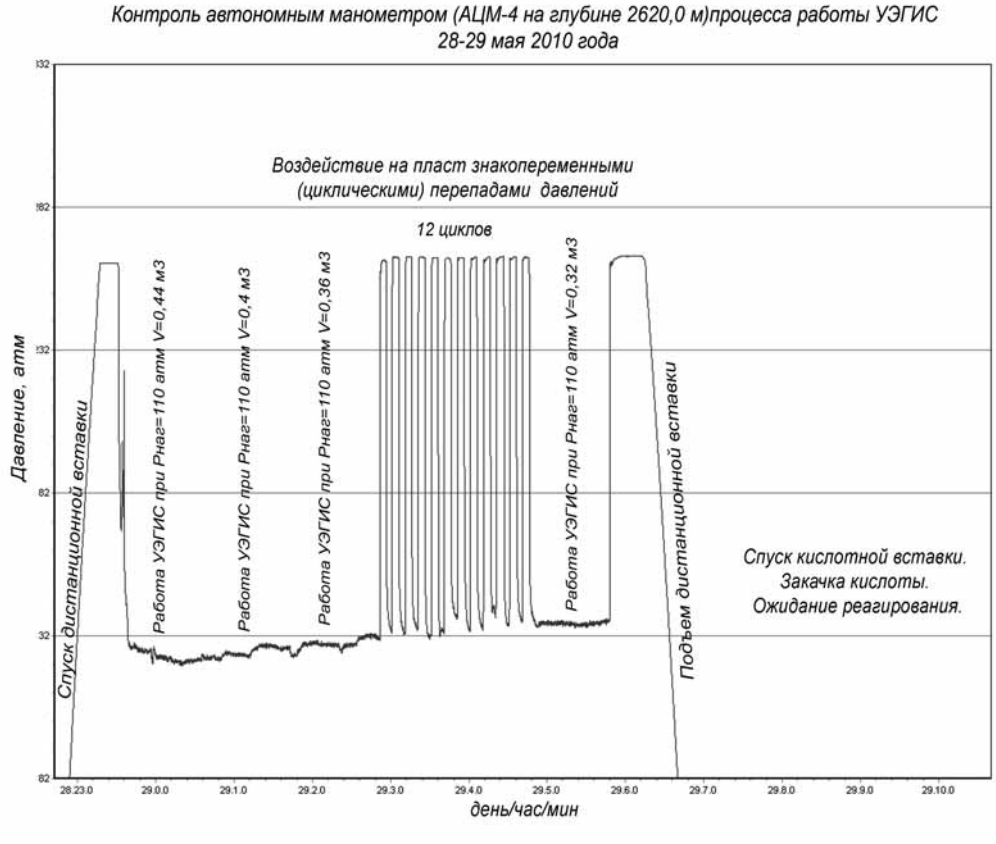


Рис. 3. Воздействие на пласт знакопеременными (циклическими) перепадами давлений.

Эжекторные устройства отвечают всем перечисленным требованиям и относительно других средств имеют следующие преимущества: простота конструкции, отсутствие трущихся деталей, простота передачи и преобразования энергии, возможность работы в широком диапазоне дебитов, возможность оперативного управления забойным давлением, выход на рабочий режим за считанные секунды, надежность работы при высоком газовом факторе и наличии механических примесей в пластовом флюиде, малые габариты и низкая себестоимость.

Применение УЭГИС с целью восстановления коллекторских характеристик ПЗП является экологически чистым методом ОПЗ.

Сущность технологического процесса состоит в том, что в скважину на НКТ спускается корпус устройства со встроенными эжекторными насосами и проходным каналом для геофизических приборов. Под устройством устанавливается пакер, предназначенный для исключения воздействия столба рабочей жидкости на продуктивный горизонт при работе устройства. В корпус устройства доставляют герметизирующий узел, подвижно установленный на кабеле над дистанционным геофизическим прибором. Прибор устанавливают в интервале исследуемого пласта. Установкой герметизирующего узла в корпус насоса, устройство переводится из транспортного в рабочее состояние.

При прокачивании с помощью насосных агрегатов рабочей жидкости через НКТ и эжекторные насосы, в зоне продуктивного горизонта создается заданное снижение гидростатического давления, контролируемое по каналу манометра скважинного прибора и регулируемое давлением нагнетания рабочей жидкости. По достижении заданного снижения давления проводятся исследования или воздействие на пласты скважинным прибором.

После прекращения подачи рабочей жидкости по всему стволу скважины восстанавливается нормальное гидростатическое давление.

ОСВОЕНИЕ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Н.И.Искрицкая, В.Н.Макаревич, С.А.Богословский

ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт»

Доля легкой нефти в нефтяном балансе запасов страны постоянно снижается, а в структуре добычи преобладает, значительный ресурсный потенциал месторождений тяжелых нефтей (ТН) осваивается крайне медленными темпами. Основные причины кроются в экономике и обусловлены более высокими затратами, поскольку добыча, транспортировка и переработка ТН требует применения специальных более интенсивных технологий по сравнению с обычной нефтью. Актуальной задачей является анализ проблем замедленного развития ресурсного потенциала тяжелых нефтей Российской Федерации и поиск путей их преодоления.

На территории Российской Федерации основная часть ресурсов тяжелых нефтей (ТН) приурочена к месторождениям Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций (НГП). Физико-химические свойства тяжелых нефтей, структура запасов и степень их освоения заметно различаются как от региона к региону, так и внутри каждой провинции. В настоящее время на территории Западно-Сибирской НГП разрабатывается примерно 25% залежей тяжелых нефтей; на разрабатываемые залежи приходится 30% извлекаемых запасов ТН провинции. На территории Тимано-Печорской провинции разрабатывается примерно четверть залежей; доля этих залежей в запасах ТН провинции превышает 50%. На территории Волго-Уральской НГП, занимающей лидирующую позицию в вопросах освоения ресурсов тяжелых нефтей, в настоящее время разрабатывается около 40% залежей ТН, на разрабатываемые залежи приходится до 90% запасов тяжелой нефти провинции [1].

В пределах ***Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции*** сосредоточено более 40% запасов тяжелых нефтей России. По сравнению с другими регионами, тяжелые нефти Западной Сибири в среднем характеризуются меньшими значениями вязкости в пластовых условиях, а также небольшим содержанием серы и попутных металлов. Вместе с тем, нефти ряда крупных месторождений (Тазовское, Западно-Мессояхское, Новопортовское, Северо-Комсомольское, Ван-Еганское) характеризуются как высоковязкие. Залежи высоковязких нефтей приурочены к меловым отложениям и расположены в основном на глубинах 800–1500 м.

Отдельного рассмотрения достойно уникальное Русское месторождение тяжелых нефтей, расположенное на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. Геологические запасы этого крупнейшего в России месторождения ТН достигают 1,47 млрд. т. Залежи сверхтяжелой (0,936 г/см^3), сверхвязкой (217 МПа·с), малосернистой, малопарафинистой нефти приурочены к терригенным отложениям верхнего мела. Месторождение находится в распределенном фонде, но темпы его освоения невелики.

На территории ***Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции*** (ТПП) на ТН приходится примерно треть извлекаемых запасов нефти. Добыча тяжелой нефти в провинции несоизмерима с ее долей в запасах, и в настоящее время составляет менее 15% суммарной добычи нефти в регионе. Всего на территории ТПП расположено более сорока месторождений тяжелых нефтей; основные запасы сосредоточены в Тиманской, Хорейверской и Варандей-Адзъвинской НГО. В целом тяжелые нефти ТПП характеризуются высокой и сверхвысокой вязкостью, среди месторождений тяжелых высоковязких нефтей следует отметить Ярегское (вязкость 12000-15000 МПа·с), Торавейское

(более 1800 МПа·с), Усинское (710 МПа·с), Тобойско-Мядсейское (более 150 МПа·с), Западно-Хоседаюское (110 МПа·с). Содержание серы в нефтях ТПП достигает 2,5–3,5%, доля высокосернистых нефтей составляет около 75% по провинции в целом и достигает 98% в Ненецком автономном округе.

Основная часть геологических запасов тяжелых нефтей ТПП приурочена к значительным глубинам. Исключением является Ярегское месторождение, залежи которого расположены на глубинах 100–180 м, что позволяет эффективно использовать термошахтные методы добычи. На большинстве других месторождений ТПП основные залежи ТН приурочены к интервалу глубин 850–1700 м, а в ряде случаев (например, на Тобойско-Мядсейском, Тэдинском, Западно-Хоседаюском месторождениях) и к большим глубинам, до четырех километров.

Также необходимо отметить существенную разницу в степени освоения ресурсов тяжелых нефтей внутри провинции. Основные запасы ТН Республики Коми приурочены к двум крупнейшим месторождениям (Ярегское и Усинское), которые находятся в активной разработке с использованием современных тепловых методов. В то же время на севере Тимано-Печорской провинции, в пределах Ненецкого АО, большая часть запасов ТН еще не вовлечена в разработку.

Значительные запасы тяжелых нефтей приурочены также к акваториальной части Тимано-Печорской провинции – шельфу Печорского моря, на котором расположен целый ряд крупных месторождений (Приразломное, Долгинское, Медынское-море). Особо следует выделить сверхтяжелые, высоковязкие и высокосернистые нефти месторождения Медынское-море, открытого в 1997 г., с начальными геологическими запасами ТН более 360 млн. т. [2].

Волго-Уральская НГП по запасам тяжелых нефтей находится на втором месте среди нефтегазоносных провинций России. На территории Волго-Уральской НГП находится более пятисот месторождений с залежами тяжелой нефти, большая часть которых расположена в северных и центральных районах провинции. Извлекаемые запасы тяжелых нефтей Волго-Уральской НГП превышают 660 млн. т, при этом залежи с запасами более 1 млн. т составляют лишь 7% от общего числа залежей, обеспечивая вместе с тем 60% запасов ТН провинции. Наиболее крупные залежи тяжелых нефтей приурочены к терригенным и карбонатным отложениям нижнего и среднего карбона и карбонатам верхнего девона. Подавляющее большинство залежей сосредоточено на глубинах 700–1500 м, в ряде случаев глубина залегания продуктивных пластов достигает 2–2,5 км.

Тяжелые нефти Волго-Уральской провинции характеризуются высокими значениями вязкости, и сернистости – доля высокосернистых нефтей в запасах ТН провинции превышает 97%. Во многих залежах (Аканское, Степноозерское, Вишнево-Полянское, Зимницкое месторождения) содержание серы превышает 4–5% . Кроме того, для тяжелых нефтей Волго-Уральской провинции характерно значительное содержание полезных попутных компонентов, в первую очередь, ванадия и никеля. Высокая концентрация этих металлов отмечена в нефтях Ромашкинского, Ново-Елховского, Степноозерского, Зимницкого и многих других месторождений.

На территории Республики Татарстан в опытно-промышленной разработке находятся также залежи сверхвязкой нефти, с вязкостью более 2500–4000 МПа·с. Благодаря использованию современных термических методов добычи нефтеотдача при разработке этих залежей превышает 30%. По различным оценкам, суммарные ресурсы СВН и природных битумов Республики Татарстан составляют от 1,4 до 7 млрд. т [3].

Важным условием расширения ресурсной базы углеводородов нефтяных компаний является создание и промышленное внедрение инновационных технологий разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, в т.ч. тяжелых нефтей и битумов. На территории Восточно-Европейской платформы основные лидеры в данном направлении – ОАО «Татнефть» (Татарстан, Ульяновская область) и ОАО "ЛУКОЙЛ" (Тимано-Печорская провинция). На месторождениях ТН методы повышения нефтеотдачи необходимо применять с самого начала разработки. Но даже существенный прирост добычи, получаемый за счет внедрения прогрессивных методов повышения нефтеотдачи, не всегда приводит к снижению издержек производства, а рентабельность достигается только при наличии налоговых льгот.

Одно из старейших и уникальных месторождений ТВН – Ярегское (Республика Коми), опытная эксплуатация которого ведется с 1935 г. По данным ОАО «ЛУКОЙЛ» на Ярегском месторождении шахтным способом добывается около 99% добываемой на месторождении нефти. Применение прогрессивной термошахтной технологии позволяет достичь величины нефтеизвлечения на Ярегском месторождении до 55–60%. При термошахтной технологии нефтеизвлечение оказалось выше в 30 раз по сравнению со скважинным способом разработки месторождения с поверхности земли и в 10–15 раз – по сравнению с шахтным методом на естественном режиме без паротеплового воздействия. Себестоимость добычи нефти термошахтным методом на Ярегском месторождении почти в два раза ниже себестоимости добычи паротепловым воздействием через скважины с поверхности земли.

Несмотря на это, себестоимость добычи тяжелой нефти в 3–4 раза выше легкой, поэтому без налоговых льгот добиться конкурентоспособных технико-экономических показателей трудно. Здесь внедрение новой технологии проводится на уже работающем промысле, а когда идет освоение месторождений с нуля – себестоимость будет еще выше.

Увеличение добычи нефти на Ярегском месторождении стало возможным за счет введения нулевой ставки НДПИ для месторождений сверхвязкой нефти, а также использования понижающего коэффициента для месторождений со степенью выработанности более 80 %, что позволяет достичь конкурентоспособных технико-экономических показателей добычи. Но добыть эту трудную нефть – еще не решение всех проблем.

Подготовка ТВН к сдаче в магистральный трубопровод является сложной задачей. Поскольку ТВН по составу отличаются от обычных нефтей, сдача товарной продукции в магистральный трубопровод вызывает немало проблем, т.к. качественные показатели по содержанию примесей и серы, как правило, находятся на уровне предельно допустимых. Доведение исходного сырья до стандарта качества достигается разбавлением более легкой нефтью, переработкой на дополнительном технологическом участке до получения так называемой «синтетической» нефти. Иногда строятся специальные трубопроводы с подогревом, чтобы обеспечить транспортировку ТВН, что также увеличивает издержки производства.

За последние годы тарифы на транспортировку нефти по трубопроводам возросли в 3,4 раза, на железнодорожные перевозки – в 4,5 раза, поэтому транспортные издержки существенно влияют на доходы компаний. Компании, прокачивающие более качественную нефть, предъявляют АК «Транснефть» иски на возмещение убытков в результате ухудшения состава нефти в пути следования от добывающего предприятия к перерабатывающему. Переход на новые международные стандарты топлив, нацеленных на улучшение экологической обстановки, также требует дополнительного повышения качества исходного сырья в переработке, поэтому претензии предъявляют и нефтеперерабатывающие предприятия.

При поставке нефти на переработку на нефтеперерабатывающие предприятия существуют компенсационные выплаты за снижение качества нефти. Они зависят от содержания фракций до 350 °С («потенциал светлых нефтепродуктов») и количества серы в нефти. Содержание светлых фракций в нефти практически регламентирует ассортимент вырабатываемых предприятием топлив, а в ряде случаев может приводить и к ограничению объема переработки нефти. Второй показатель предопределяет качество вырабатываемых мазутов по содержанию в них серы и уровень затрат на гидроочистку средних фракций нефти. Так, по расчетам АО «КИНЕФ» («Киришинефтеоргсинтеза») каждый процент снижения потенциала светлых фракций в поступающей на переработку нефти приводит к уменьшению прибыли предприятия в размере 1,5% от цены нефти, а каждые 0,1% серы – 3,4% от цены нефти [4].

Минэнерго считает целесообразным создание банка качества нефти на основе ее сортов. Главной целью введения банка качества является повышение качества нефти, ее цены на внешнем рынке. Компании, добывающие легкую нефть, терпят убытки за счет понижения ее качества в процессе прокачки, поскольку вместо марки Brent на экспорт поступает марка нефти Urals. Известно, что баррель Urals стоит на 1–2 доллара дешевле смеси Brent, которая служит основным показателем цены на нефть на мировом рынке. Сибирский сорт нефти Siberian light дороже, чем Brent. Чем выше мировые цены на нефть, тем больше разрыв между ее сортами. Он может составлять уже около 10 долларов за баррель и выше.

Создание банка качества – идея хорошая, но она может болезненно сказаться на работе компаний, разрабатывающих месторождения ТВН и СВН. По оценкам консультанта Президента РТ по вопросам разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений Р.Х. Муслимова, при введении банка качества по монетизированной модели на каждой тонне в зависимости от того или иного варианта администрирования татарские нефтяники потеряют не менее $10, а при сортовой – даже около $20. Если компании, добывающие ТВН и СВН, будут платить компенсации, то их финансовое положение ухудшится, и поступления в бюджеты всех уровней ряда регионов – существенно сократятся.

Доля прокачиваемых ТВН и СВН оценивается примерно в 10–15%, поэтому целесообразно развивать специальные технологии подготовки добываемого сырья, получения «синтетической» нефти. Транспортировка ТН зависит от их физико-химических свойств. Может осуществляться железнодорожным транспортом, трубопроводным, поточно-контейнерным. Трубопроводный транспорт экономически более выгоден при значительных объемах добычи (сотни тысяч и миллионы тонн в год), но создание специального трубопровода требует значительных общих капитальных вложений при освоении месторождений ТН (более 30% от стоимости проекта). Учитывая возрастание доли ТВН в добыче на перспективу, необходимо уже сегодня развивать все виды их транспортировки.

Конечно, имеются объективные причины создания банка качества транспортируемой нефти, в котором заинтересованы и государство, и нефтедобывающие, нефтеперерабатывающие компании. Но его организация не должна сводиться к выплате штрафов компаний, работающих на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами в пользу компаний, работающих в более благоприятных условиях. Создание банка качества требует углубленной подготовки нефти. Создавая специальную систему подготовки и транспортировки СВН, частная компания решает и государственную задачу улучшения качества нефти, поэтому здесь необходима поддержка государства, создание рациональных схем организации производства в рамках частно-государственного партнерства.

Последовательность ввода месторождений ТН в разработку, издержки производства и показатели экономической эффективности зависят как от технологической возможности разработки месторождений, так и от наличия современных мощностей по их переработке. Например, мощности строящегося Нижнекамского НПЗ по глубокой переработке ТВН должны соответствовать объемам добычи трудноизвлекаемых запасов в регионе на перспективу. Добывающей и перерабатывающей компании нужен надежный сбыт продукции, поэтому их развитие должно быть сбалансировано.

В нашей стране в 1990-х г. наблюдался резкий спад нефтепереработки с 298 млн. т в 1990 г. до 173 млн. т в 2000 г. По данным Минтопэнерго объем первичной переработки нефтяного сырья в 2009 г. составил 235,7 млн.т и снизился

на 1,1 млн.т или на 0,5% к уровню соответствующего периода 2008 г. Несмотря на относительный рост объема переработки по сравнению с 2000 г., он так и не достиг уровня начала спада. Наращивание объемов переработки происходило на старых производствах. Уровень глубины переработки сырья на отечественных НПЗ колеблется вокруг среднего значения 71,2 %. Это средний показатель: более половины НПЗ работают с глубиной переработки 50–70 %, статистику спасают несколько относительно успешных заводов с глубиной переработки на уровне 80% и выше. В большинстве развитых стран нормой считается глубина переработки 85–95 %.

В настоящее время в крупнотоннажной нефтепереработке идет модернизация технологических процессов с учетом увеличения доли ТВН в общем балансе добываемой нефти. Основные процессы: каталитический крекинг, гидрокрекинг, замедленное коксование и висбрекинг. Углубление переработки ведет к сокращению тяжелых фракций, что само по себе хорошо. Если раньше тяжелые остатки были в избытке, и шли на выработку нефтебитумов, то теперь в связи с углублением переработки в нашей стране уменьшился выпуск нефтебитумов почти вдвое по сравнению с 1990-ми годами. На сегодняшний день потребность в нефтяных битумах, которые получают из фракций обычной и тяжелой нефти, составляет более 2,5 млн. т в год. Темпы среднегодового роста спроса на нефтяные битумы в ближайшей перспективе ожидаются в пределах 10%, к 2015 г. объемы их использования могут достичь 9–10 млн. т в год [5].

Целесообразно создавать на промыслах установки по переработке ТВН с получением «синтетической» нефти и битумов, решая таким образом проблемы их транспортировки и переработки. Мощность установок должна соответствовать объемам добычи. При полной загрузке мощностей окупаемость даже среднетоннажных установок составляет 3–4 года с момента запуска производства. «Синтетическая» нефть соответствует технологическим характеристикам обычной нефти и сдается в нефтепровод, а дорожный битум используется в регионах для нужд дорожного строительства.

Учитывая ухудшение ресурсной базы, получение качественных нефтепродуктов в достаточных объемах невозможно без модернизации существующих процессов переработки и ввода новых производств, рассчитанных на комплексную переработку ТВН. При этом целесообразно не смешивать нефти различных марок, ухудшая качество и повышая затраты на их глубокую переработку, а создавать мощности по переработке ТВН. Такое разделение перерабатываемого сырья позволяет повысить глубину переработки и качество товарной продукции, получаемой из легких нефтей и обеспечивать потребность в нефтебитумах за счет природной битумной нефти.

Изучение состава попутных компонентов ТВН показало, что содержащиеся в них металлы (V, Ni) качественно превосходят получаемые аналоги из руды, и ведущие страны предпочитают их использовать в инновационных технологиях, где нужны металлы более высокой чистоты, чем в литейном производстве. Наиболее развитые страны, такие как Канада и Япония, полностью получают ванадий из ТВН. Даже если сырье импортируется, то преимущественно используются для извлечения ванадия нефтяные остатки или металлоносный кокс, а не руда. В США удельный вес извлечения ванадия из нефти превышает 80%. Россия обладает крупнейшими в мире месторождениями ванадийсодержащих титаномагнетитовых руд, но, несмотря на высокие цены на сырье, предприятия по их разработке имеют низкие технико-экономические показатели деятельности.

До 2002 г. среднегодовое мировое потребление ванадия долгое время было стабильным и составляло примерно 33–35 тыс. т. Однако с 2003 г. спрос на ванадий начал расти опережающими темпами, к 2005 г. достиг 47 тыс. т и продолжает расти более умеренными темпами. В условиях кризиса, начиная с конца 2008 г., значительного снижения цен на ванадий и изменения спроса не наблюдается, а в Китае объемы производства пентаоксида ванадия и феррованадия с 2009 г. стабильно возрастают. Причины роста спроса на ванадий и его производные:

- общий рост мирового производства стали;
- опережающий рост производства конструкционных, нержавеющих и специальных сталей, особенно в Китае;
- применение ванадия в производстве аккумуляторов (входит в состав литиево-полимерных аккумуляторных батарей);
- быстрый рост цен на ряд стальных лигатур (в первую очередь – на никель) и поиск их заменителей.

Извлечение, применение ванадия и его производных в различных производствах является перспективным направлением деятельности, которым при использовании ресурсного потенциала ТВН практически пренебрегают. В процессе добычи нефти ванадий не может быть извлечен как товарный продукт, он концентрируется в составе кокса при последующей переработке ванадийсодержащих нефтей. Разработка промышленных технологий извлечения ценных попутных компонентов из нефтей является перспективным направлением исследований.

Анализ практики освоения месторождений тяжелых нефтей показывает, что, несмотря на некоторые существенные достижения в добыче и переработке данного вида сырья, комплексного промышленного освоения месторождений данной категории еще не наблюдается. Основная причина заключается в том, что еще не достигнуты сопоставимые с обычной нефтью технологические и экономические показатели добываемого сырья и получаемых продуктов переработки.

За последние годы введены некоторые льготы по уплате НДПИ при разработке трудноизвлекаемой нефти. Несмотря на положительные тенденции, на практике система налогообложения в недропользовании остается сложной. Месторождения ТВН, обоснованно имеющие более высокие удельные затраты на добычу нефти, разрабатываются не так эффективно, как могли бы, что невыгодно как для государства, так и для недропользователей.

Основные направления ускорения темпов освоения месторождений ТН:

- внедрение эффективных технологий добычи;
- решение проблем сдачи товарной нефти в магистральный трубопровод:
- создание новых мощностей по переработке ТН:
- решение проблемы потерь ценных попутных компонентов, содержащихся в ТН:
- поиск новых товарных продуктов, получаемых из ТН, и конкурентоспособных технологий их производства,
- государственное стимулирование рационального использования и развития минерально-сырьевой базы углеводородов.

Таким образом, рассмотрен ресурсный потенциал тяжелых нефтей Российской Федерации, охарактеризованы особенности ресурсной базы нефтегазоносных провинций РФ, располагающих их значительными запасами. При решении существующих проблем, ресурсный потенциал ТН может стать надежным источником поддержания необходимых стране объемов добычи и переработки нефти, ценных попутных компонентов и новых товаров на их основе.

Литература

1. *Макаревич В.Н., Искрицкая Н.И., Богословский С.А* Ресурсный потенциал тяжелых нефтей Российской Федерации: перспективы освоения. Теория и практика // Электрон. науч. журн. – 2010.

2. *Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С, Макаревич В.Н., Искрицкая Н.И., Богословский С.А.* Особенности освоения тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов Восточно-Европейской платформы. – СПб.: ВНИГРИ, 2009. – 192 с.

3. *Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Шаргородский И.Е., Войтович Е.Д., Войтович С.Е.* Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан. – Казань: Изд-во “Фән”, 2007. – 295 с.

4. Стратегические приоритеты российских нефтеперерабатывающих предприятий. Авт. колл.: Садчиков И.А., Сомов В.Е., Шершун В.Г., Кореляков Л.В. – М.: ОАО «ЦНИИТЭнефтехим», 2002. – 292 с.

5. *Данилова Е*. Тяжелые нефти России //The Chemical Journal. – 2008. – декабрь. – С. 36–37.

ПРАВОВЫЕ АСПЕКТЫ СОВРЕМЕННОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ ТАДЖИКИСТАНА

Ш.М.Исмаилов

Институт экономики Таджикистана

В соответствии с произведенными исследованиями, в начале III тысячелетия в общем объеме потребления энергии доля ее отдельных видов составляет: 39,5% нефть, 24,3% уголь, 22,1% природный газ, 6,9% гидроэлектроэнергия и 6,3% атомная энергия [1]. Вместе с тем, наряду с повышением мирового спроса на нефть, растут (пусть меньшими темпами) потребности во всех иных видах энергоресурсов, в том числе в возобновляемых энергоресурсах.

В Центральной Азии, где в экономике стран региона серьезное место занимает сельское хозяйство, основанное на поливном земледелии, для отдельных стран с ограниченными запасами нефтяных и газовых ресурсов, в качестве основного источника энергии может применяться энергия водных потоков горных рек. При этом, с одной стороны, использование энергии горных рек позволяет получить достаточно дешевую возобновляемую гидроэлектроэнергию (себестоимость производства 1 квт/ч электроэнергии действующей Нурекской ГЭС составляет всего 0,2 цента), с другой – осуществить накопление в водохранилищах громадных запасов воды, что позволит в летний период рационально использовать ее для полива сельхозугодий.

В то время, как в условиях энергетического кризиса отдельные государства считали возможным постановку вопроса о межстрановом разделе нефтегазовых природных богатств на обширной территории российской Сибири, точно также отдельные центрально-азиатские государства для собственных мелиоративных и иных целей предъявляют к Таджикистану свои требования на обладание водными ресурсами, зарождающимися на территории нашей страны. В случае серьезной постановки указанных вопросов они могут быть решены в рамках регионального сотрудничества на основе норм национального и международного права с учетом интересов каждой стороны.

Основная часть водных ресурсов региона Центральной Азии (53%) формируется в Таджикистане. Общие потенциальные запасы гидроэнергоресурсов страны составляют 527 млрд.квт/ч в год, в том числе технически пригодные для освоения – 220 млрд.квт/ч год, причем современный уровень производства электроэнергии не превышает 7–8% от технически пригодного гидроэнергетического потенциала.

Суммарные энергоресурсы страны оцениваются в размере 1033 млн.тонн условного топлива, причем только менее 1% из них составляют разведанные запасы нефти, газа и конденсата. Увеличение добычи нефти и газа требует значительных затрат, связанных с применением новых технологий, сложными горно-геологическими условиями и глубиной залегания более 5–7 км. Прогнозные запасы углей в настоящее время оцениваются в 4–5 млрд.тонн, из которых ежегодно добывается незначительная часть, однако многие угольные месторождения расположены в труднодоступных высокогорных районах [2].

Для Таджикистана, не обладающего серьезными запасами нефтяных и газовых ресурсов, но имеющего крупные запасы угля и очень большие запасы гидроэнергетических ресурсов развитие гидроэнергетики представляет собой не только предпосылку ускоренного развития этой важной отрасли. Более активное использование гидроэнергетических ресурсов горных рек страны способно стать катализатором для развития малого и среднего производственного предпринимательства, стимулировать производство на действующих и создание новых промышленных предприятий, поддержать рост производства в аграрном секторе, а также стать серьезным предметом экспорта и источником поступления валютных средств.

Реализация принятой в Таджикистане Стратегии развития энергетики на период до 2025 года позволит [3]:

· первое, ежегодно вырабатывать дополнительно сверх потребностей населения страны и внутренней экономики более 50 млрд. квт/ч дешевой и экологически чистой гидроэлектроэнергии и обеспечить потребности в электроэнергии населения других стран Центральной Азии, включая Афганистан и Пакистан;

· второе, освоить для сельскохозяйственных целей свыше двух миллионов гектаров новых земель и улучшить мелиоративное состояние миллионов гектаров пахотных земель. Такое решение в условиях ускоренного роста численности населения стран Центральной Азии и Афганистана имеет не только экономическое, но и социальное значение;

· третье, обеспечить разумное регулирование стока бесценных для региона водных ресурсов, что соответствует целям каждой страны региона;

· четвертое, начать освоение богатых и стратегически ценных запасов полезных ископаемых в Таджикистане и Афганистане (в первую очередь, меди, антрацита, урана и др.), что позволит коренным образом преобразовать горнодобывающую и перерабатывающую промышленность. В этих условиях только одна наша страна сможет довести выработку высококачественного алюминия с сегодняшних 400 тыс.тонн в год до 1,5–2 млн.тонн;

· пятое, резко улучшить экологическое состояние стран Центральной Азии.

Следует отметить, что указанная стратегия будет способствовать ускоренному росту почти всех отраслей национальной экономики и предусматриваемые к строительству производственные объекты будут высокодоходными, что позволит в короткие сроки возместить затраченные средства.

Целенаправленная реализация указанной стратегии уже в 2009 году сократила размер зимнего энергодефицита, в том числе за счет использования построенной совместно с Россией Сангтудинской ГЭС-1, ускорила строительство Сангтудинской ГЭС-2, введение в строй новых малых ГЭС, завершение строительства ЛЭП «Юг-Север» «Лолазор-Хатлон», перевод крупных потребителей природного газа на потребление угля, что, как ожидается, позволит уже ближайшие годы в целом обеспечить зимние потребности страны в электроэнергии, исключить ее лимитирование в осенне-зимний период, создать условия для круглогодичного промышленного производства в Таджикистане.

Это, несомненно, оздоровит экономическое развитие страны, укрепит производственный потенциал предприятий и позволит создать дополнительные промышленные рабочие места, снимет энергетические ограничения для развития предпринимательства, что, в свою очередь, сократит необходимость во внешней трудовой миграции, улучшит основы реализуемой денежно-кредитной и бюджетно-налоговой политики.

Сегодня Правительством страны ставится вопрос о скорейшем завершении строительства за счет внутренних и привлеченных ресурсов Рогунской ГЭС, способной в перспективе не только полностью обеспечить потребности страны в электроэнергии, но и стать основным источником поступления валютной выручки. Строительство этой ГЭС позволит также изучить возможности для поэтапной электрификации имеющихся в Таджикистане участков железной дороги, увеличению потребления электрической энергии в бытовых целях и пр.

В Таджикистане в последнее десятилетие уделялось значительное внимание правовому регулированию отношений в области организации и функционирования энергетики. Так, в частности, были приняты законы, регулирующие различные сферы и проблемы топливно-энергетического комплекса страны: законы «Об энергетике» (2000), «Об энергосбережении» (2002), «Об атомной энергии» (2004), Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Таджикистан на период 2003–2015 годов (2002), закона «Об использовании возобновляемых источников энергии» (2010). Кроме того, отношения в энергетической сфере регулируются гражданским законодательством, законами «О недрах» (1994), «О соглашениях о разделе продукции» (2007) и иным законодательством.

Гражданский кодекс, определяя со своих позиций общие правоотношения в энергетике, как и в другой отрасли экономики, более детально регулирует только договорные правоотношения в области энергоснабжения. Вместе с тем правила указанных договорных отношений могут также применяться к поставке тепловой энергии, к снабжению через присоединенную сеть газом, нефтью и нефтепродукцией, водой и другими товарами, если иное не установлено законодательством, договором или не вытекает из существа обязательства (ст.579 ГК РТ).

Однако Гражданский кодекс, будучи частно-правовым нормативным актом, включает лишь те нормы предпринимательского права, которые имеют частно-правовой характер. Публично-правовые нормы по организации хозяйственной деятельности им, как правило, не охватываются [4], поскольку «К имущественным отношениям, основанным на административном или ином властном подчинении одной стороны другой, гражданское законодательство не применяется, если иное не предусмотрено законодательством» [5].

Энергетическое законодательство Республики Таджикистан необходимо рассматривать в качестве комплексной отрасли законодательства, где предмет регулирования включает в себя элементы других отраслей права, в частности,

гражданского и предпринимательского (хозяйственного), регулирующих со своих позиций отдельные стороны правоотношений в области энергетики. Энергетическое законодательство включает в себя как частноправовые, так и публично-правовые начала. Это осложняет определение понятия энергетического права и его места в правовой системе.

Исходя из наличия в Законе «Об энергетике» как публично-правового, так и частноправового начал, можно рассматривать энергетическое право как комплексную отрасль права **третьего** уровня (при этом гражданское право считается отраслью права первого уровня, предпринимательское право – комплексной отраслью права второго уровня с тенденцией возрастания в основную отрасль) [6].

Общеустанавливающие правоотношения в области энергетики определены Законом «Об энергетике». Законодательство Республики Таджикистан об энергетике основано на Конституции Республики Таджикистан и состоит из указанного Закона, других законов, а также международно-правовых актов, признанных Республикой Таджикистан (ст.3 закона об энергетике). Целью этого Закона является правовое обеспечение государственной поли-тики в области энергетики Республики Таджикистан на основе рыночных, институциональных и информационных механизмов в интересах обеспечения ее надежности и развития, а также защиты интересов потребителей энергии.

В нем установлены правовые основы экономических отношений в сфере энергетики, определены полномочия органов государственной власти по регулированию этих отношений, а также особенности регулирования энергетических предприятий (защита прав, инвестирование, финансирование, концессия). В соответствие со ст.6 закона Правительству вменена обязанность обеспечения ведущей роли государства в развитии энергетики Республики Таджикистан (публично-правовое начало), а также содействие участию частного сектора в топливно-энергетическом комплексе (частноправовое начало).

Правовое регулирование топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в Законе об энергетике обусловливается не детализацией методов регулирования отношений, а только общей сферой регулирования – отношениями, связанными с организацией и функционированием ТЭК Таджикистана.

Для условий Таджикистана большое значение имеет проведение энергосберегающих мероприятий, отношения которых регулируются специальным законом об энергосбережении. В Таджикистане не существует производств по использованию или выработке атомной энергии (за исключением экспериментальных устройств и хранилищ отходов), однако для регулирования отношений в этой сфере принят специальный закон. Вместе с тем, учитывая экологическую безопасность населения, необходимо законодательно принять акты, регулирующие обращение радиоактивных отходов, деятельность в отношении хранилищ таких отходов и др.

Стратегический план приватизации государственной собственности (2004) предусматривает регулирование деятельности основных энергетических объектов страны как крупных субъектов естественных монополий и сохранение их в государственной собственности. В республике завершено строительство Сангтудинской ГЭС-1 (в соответствии с соглашениями с Россией от 2004 г.), завершается строительство Сангтудинской ГЭС-2 (по соглашению с Ираном), реализуются меры по завершению строительства Рогунской ГЭС, других малых и средних ГЭС. Энергетическое хозяйство Горного Бадахшана, переданное в долгосрочную концессию (1999), позволило не только сохранить это государственное имущество, но и, прежде всего, обеспечить стабильное энергоснабжение потребностей населения этой горной области Таджикистана, завершить строительство ГЭС «Памир-1» и начать строительство ГЭС «Памир-2».

Концепцией развития отраслей ТЭК страны до 2015 года (2002) предусматривается приоритетное развитие гидроэлектроэнергетики, покрытие дефицита электроэнергии в зимний период за счет перевода на уголь действующих ТЭЦ и крупных потребителей нефти и газа, расширенного использования альтернативных источников электроэнергии, импорта недостающих объемов электроэнергии, введения ограничений по использованию электроэнергии, строительство ЛЭП «Юг-Север» и ТЭЦ на Севере республики. Совершенствование нормативно-правовой базы ориентируется на действующее законодательство, заключение двух- и многосторонних соглашений и договоров по различным направлениям энергетики.

В целях стимулирования инвестиций в энергетику и строительство новых ГЭС Налоговым кодексом (ст.343) предусмотрен большой перечень налоговых льгот заказчику и генподрядчику строительства ГЭС, а также по НДС и налогу с пользователей автодорог иным участникам строительства (поставщикам товаров, работ и услуг и субподрядчикам).

Законодательство о недрах и соглашениях о разделе продукции позволяет, используя различные формы взаимоотношений между государством и инвесторами, наиболее оптимальным образом урегулировать правовые взаимоотношения между ними. В Налоговый кодекс внесена дополнительная глава (2008), предусматривающая предоставление значительных налоговых льгот инвесторам, функционирующим на основе соглашения о разделе. Это позволило в 2008-2009 гг. подписать два соглашения по первой форме раздела продукции с серьезными иностранными инвесторами.

Новое законодательство об инвестициях в Таджикистане гарантирует после вложения инвестиционных средств сохранение в течение 5 лет прежних условий инвестирования, однако невнесение соответствующих поправок в Налоговый кодекс делает такие гарантии в определенной степени сомнительными.

Недавно принятый Закон «Об использовании возобновляемых источников энергии» (2010) регулирует правовые отношения, возникающие между государственными органами, физическими и юридическими лицами в сфере приоритетного и эффективного использования возобновляемых источников энергии и определяет правовые и экономические основы, обеспечивающие повышение уровня энергосбережения, снижение уровня антропогенного воздействия на окружающую среду и климат, экономию и сохранение невозобновляемых источников энергии для будущих поколений. Закон создает правовую основу для использования в энергетических целях не только гидроэнегоресурсы малых рек Таджикистана, но и солнечной, ветряной и иной энергии, в первую очередь для обеспечения потребности в труднодоступных регионах Таджикистана.

В настоящее время приоритетом энергетической и общеэкономической политики нашей страны является завершение строительства Рогунской ГЭС, способной полностью покрыть энергопотребности национальной экономики и населения. Право Таджикистана на строительство такой ГЭС некоторыми странами сейчас оспаривается.

Анализируя эту проблему в историческом плане, следует отметить, что свое намерение достроить Рогунскую ГЭС Таджикистан никогда не скрывал, поэтому с первых дней своей независимости обращался за поддержкой для решения данной проблемы в соседние страны и международное сообщество [7]. Уже в 1992 году было подписано кредитное соглашение между Республикой Таджикистан и Исламской Республикой Пакистан о сотрудничестве в области электроэнергетики (утверждено постановлением правительства от 30.06.1992. №314), предусматривающее продолжение работ по строительству Рогунской ГЭС и ЛЭП до границы с данной страной как с будущим покупателем электроэнергии. Подобное соглашение о сотрудничестве было подписано в 2004 г. между правительством Республики Таджикистан и ОАО «Русский алюминий» (утверждено постановлением Правительства Республики Таджикистан от 06.06.2005 №194). Сложившаяся ситуация не позволила довести до завершения какой-либо из проектов, однако каких-либо претензий при подписании указанных проектов со стороны соседних стран не высказывалось.

Претензии, вдруг возникшие в 2010 году, когда желание достроить Рогунскую ГЭС стало национальной идеей, когда в сборе средств для реализации этого проекта принял участие весь народ, являются необоснованными как в правовом, так и в этическом смысле. В соответствии со своей Конституцией и Уставом ООН Таджикистан является суверенным государством, поэтому имеет полное право в рамках и с учетом международных соглашений, которые он подписал или к которым присоединился, осуществлять на своей территории любые виды хозяйственной деятельности, самостоятельно использовать имеющиеся природные ресурсы, в том числе на возведение на своей территории Рогунской ГЭС и использование производимой электроэнергии для нужд всего народа.

Применительно к международному праву, регулирующему водные отношения и носящему рамочный характер (включая единственный универсальный договор в этой области – Конвенцию ООН о несудоходном использовании международных водотоков 1997 г.), следует указать, что основополагающей нормой правового режима трансграничных вод является принцип «разумного и справедливого использования», согласно которому каждое государство бассейна имеет право в пределах своей территории на разумную и справедливую долю в получении выгод от пользования водами этого бассейна.

Применительно к строящейся Рогунской ГЭС следует отметить, что нашей страной, на которую приходится примерно 60% стока воды Центральной Азии, потребляется около 8–10% этой воды, тогда как соседняя страна потребляет 70–80% воды, что не свидетельствует о «разумном и рациональном использовании» воды.

Во времена единого союзного государства все водохранилища Центральной Азии работали главным образом в ирригационном режиме для развития сельскохозяйственного производства стран-водопотребителей и в совокупности с более мелкими водохранилищами обеспечивали степень зарегулированности стока (поскольку энергетические и иные потребности центральноазиатских республик обеспечивались за счет перетока электроэнергии и поставок товаров из других регионов). В условиях суверенитета страны-владельцы водохранилищ, теряющие возможность производства дешевой электроэнергии посредством водохранилищ как для внутренней потребности, так и на экспорт, должны получать соответствующее возмещение.

Наряду с этим в указанной Конвенции содержатся другие важные нормы, такие как общее обязательство сотрудничества при использовании международного водотока, включая обмен информацией; процедурные обязательства уведомления и консультаций при планировании мер, способных вызвать значительные неблагоприятные последствия для других государств водотока; положения, касающиеся защиты и сохранения экосистем водотока, мирного разрешения международных споров и т.д. Для маловодной Средней Азии также важны нормы рационального водопользования, планирование и координация сельскохозяйственной деятельности, ограничивающее культивирование водоемких сельскохозяйственных культур и пр. Таким образом, для Средней Азии выявляются специфические особенности международного водопользования, которые должны быть отражены в двусторонних соглашениях.

Отсюда следует, что ключевым обязательством прибрежных сторон при решении вопросов международного водообеспечения является заключение двусторонних, многосторонних соглашений или других договоренностей в отношении конкретных разделяемых ими водотоков.

Несмотря на то, что между государствами Центральной Азии до сих пор нет соглашений о сотрудничестве в использовании воды Аму-Дарьи, государственные органы Таджикистана в целом полностью исполняли

свои обязательства, предусмотренные документами ООН, оповещали своих соседей о намечаемых водных мероприятиях.

Страны-водопотребители, находящиеся ниже по течению Аму-дарьи, зависят от водной и энергетической политики Таджикистана и Кыргызстана, а также, возможно, Афганистана. Поэтому в связи с принципами водных соглашений ООН указанные государства должны быть заинтересованы в согласованном использовании водных ресурсов этой реки, их делении с учетом международного водного права на основе взаимного уважения и доверия, конструктивного сотрудничества.

Для достижения этих целей необходимо обеспечить сближение законодательства и правовых актов государств Центральноазиатского региона, регулирующих внутренние и межгосударственные водные отношения, совместная выработка позиций, учитывающих интересы всех сторон.

В связи с этим считаем, что для своевременного и достаточно цивилизованного решения водно-энергетических проблем в Центральной Азии суверенным водопользователям – заинтересованным государствам – необходимо разработать правовые основы совместного водопользования (в форме модельного закона или соглашения), предусматривающие, в частности: а) охрану водных ресурсов региона от загрязнения; б) эффективное использование водных потоков для энерго-ирригационных целей; в) разумное и эффективное использование воды; г) сохранение и восстановление экосистем, основываясь на Хельсинкской конвенции и учитывающей особенности регионального хозяйствования.

Подобный правовой подход может значительно облегчить эффективное решение сложных и трудно разрешимых водно-энергетических споров, установить правовые нормативы водопользования, координировать водоемкую производственную деятельность сторон соглашения. Возможно, в современных условиях реального применения в международном праве «двойных стандартов» в отношениях со «слабыми» и «сильными» странами, такое модельное правовое нормирование водно-энергетических проблем позволит защитить на единой основе интересы каждого из государств региона.

Литература

1. *Уткин А.И.* Мировой порядок XXI века. – С.105.

2. Концепция развития отраслей топливно-энергетического комплекса Республики Таджикистан на период 2003–2015 годов. – Утверждено постановлением Правительства Республики Таджикистан №318 от 03.08.02.

3. *Эмомали Рахмон.* Независимость Таджикистана и возрождение нации. Том седьмой. – Душанбе: «Ирфон», 2007. – С.6–8.

4. Предпринимательское (хозяйственное) право // Под ред.В.В.Лаптева, С.С.Занковского. – М.: Волтрес Клувер, 2006. – С.6.

5. Гражданский кодекс Республики Таджикистан. Часть 4 статьи 1. – Душанбе: «Конуният», 2000. – С.125.

6. Предпринимательское право Российской Федерации: Учебник /Под ред. Е.П.Губина и П.Г.Лахно. – М., 2003. – С.53; Предпринимательское (хозяйственное) право: Учебник: В 2 т. /Отв.ред. О.М. Олейник. – М., 1999. – Т.1. – С.33.

7. *Арифов Х.О., Арифова П.Х.* Освоение гидроэнергетических ресурсов Таджикистана и некоторые правовые вопросы водопользования в бассейне Арала. – Энергетическое право. – 2009. – №2. – С.55-61.

РАДИОВОЛНОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ИНТЕРВАЛЕ, ОСНАЩЕННОМ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫМ ХВОСТОВИКОМ.

Л.Б.Кадырова

НГДУ"Альметьевнефть"

В НГДУ «Альметьевнефть» стеклопластиком СПОТ обсажены интервалы нефтесодержащих пород в 73 скважинах.

На двух участках Миннибаевской площади построены опытные полигоны, позволяющие проводить исследования в условиях действующего нефтедобывающего участка без нарушения производственного процесса, для чего скважины полигона оснащены стеклопластиковыми хвостовиками. Расстояния между стволами скважин на уровне рабочих глубин составляют от 110 до 230 м. Таким образом, создана уникальная (возможность для полевых испытаний электромагнитных методов изучения околоскважинного и межскважинного пространства, технологий картирования зон заводнения и оценки эффективности работы нагнетательных скважин.

В процессе исследований и сопоставления измеренных кривых радиоволновых исследований ОРВП (одно-скважинное радиопрофилирование) с данными каротажа, проведенных на скважинах данного полигона проявился ряд закономерностей, свидетельствующих о целесообразности более детальной оценки информативности этого способа исследований и выяснения возможностей его использования для решения разведочных и эксплуатационных задач (рис.1).

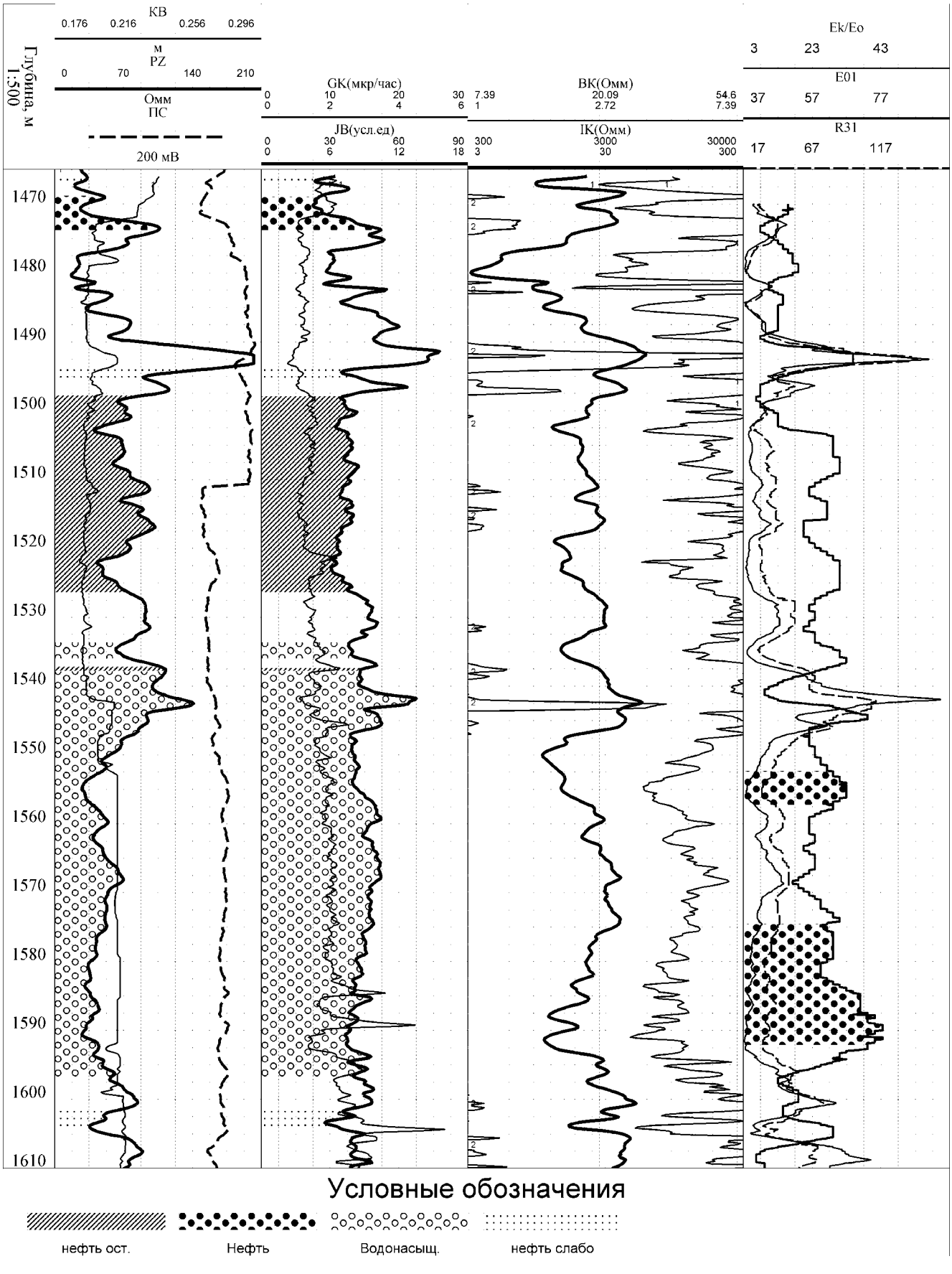


Рис. 1. Сопоставление результатов стандартного комплекса ГИС с результатами ОРВП.

На Миннибаевской площади в электрометрических исследованиях в процессе бурения скважин №№ 20269,20278,20360 и др., было отмечено повышенное сопротивление на участках разреза с повышенными коллекторскими свойствами. При проходке нижней части евлано-ливенских и воронежских отложений было замечено нефтепроявление на скважине № 20356 Миннибаевской площади, бурение было приостановлено, сделан каротаж, по результатам которого выделены интервалы карбонатных пород с нефтеносной характеристикой, в интервале 1737,0-1761,0 м. В результате испытания КИИ-146, в интервале 1732,0-1752,0 м из воронежского горизонта было поднято 290 м или 2,6 м^3 нефти. Пластовое давление – 175 атм. По результатам ГИС нефтяная характеристика отмечена и выше; в общем интервале 1572,9–1728,0 м выделены 15 пропластков толщиной от 2 до 20 м (елецкий, задонский, евлано-ливенский горизонты). По результатам исследования генератором нейтронов на скважине № 20356, проведенного 20.05.2000, в интервале 1520,0–1722,0 м промышленной нефтеносности нет.

Таким образом, наличие залежей в елецких отложениях до бурения скважины №20355 уже было фактом установленным. Скважина была заложена между скважиной № 20278, в которой было выявлено наличие залежи нефти в елецких отложениях и скважиной № 20356, в которой было выявлено наличие нефтяной залежи в воронежском горизонте. В скважине № 20278 общая нефтенасыщенная толщина елецких отложений составила 23,8 м.

Разрез разведочной скважины 20355 по применяемому комплексу ГИС не содержит нефтенасыщенных пластов, но отметим, что электрометрические исследования не всегда работают в трещиноватом карбонатном коллекторе, так как охватывают зону малого радиуса вокруг скважины.

Контрольная скважина 20355 оснащена стеклопластиковым хвостовиком СНПХ, что позволило провести радиоволновые исследования по опробованию технологии ОРВП-РВГИ в геоэлектрических условиях месторождения.

Измерения вариантом ОРВП в скважине № 20355, имеющей обсадку СПТ в интервале 1468–1757 м (отложения елецкого, задонского, евлано-ливенского горизонтов), проведены на двух частотах и двух разносах установки. Построенные по результатам измерений диаграммы расчетных значений удельного электросопротивления и эффективной относительной диэлектрической проницаемости, интерпретация кривых электросопротивления по ОРВП и БК, ИК показало наличие нефтяной залежи в дальней зоне пласта, когда интервал по данным окончательного комплекса геофизических исследований – водонасыщенный (рис.1).

Проведенные исследования ОРВП доказали наличие нефти в дальней зоне пласта и подтвердили перспективность структуры. Разрез скважины – перспективный на нефть, но для получения УВ на поверхность необходимо организовать систему отбора воды из этого интервала и при откачке объемов воды на поверхность получим нефть.

Физико-геологическая основа радиоволнового метода придает ему два положительных качества:

- проведение безконтактных измерений в дальней («волновой») зоне обеспечивает независимость результатов от свойств и размеров «зоны проникновения», неровностей стенки скважины и наличия каверн;
- использование в качестве основного интерпретационного параметра – коэффициента поглощения радиоволн, который функционально зависит от частоты поля, удельного электросопротивления и диэлектрической проницаемости пород.
- Построить геологическую модель месторождения требуемой детальности и надежности невозможно без применения геофизических методов изучения геологической среды. Однако применяемые в настоящее время для выявления и оценки нефтеперспективных структур геофизические методы (в т.ч. и ЗД сейсморазведка) на больших глубинах не обеспечивают требуемую детальность. Это связано как с неоднородностью перекрывающих отложений, так и со слабой контрастностью и малыми размерами искомых объектов. Стандартный комплекс ГИС дает характеристики пород в непосредственной близости от стенки скважины. Очевидный пробел между двумя этими системами исследования нефтяных месторождений могут заполнить методы изучения межскважинного пространства. Наиболее близко к решению подобных задач находится метод радиоволновой геоинтроскопии горных пород в пространстве между скважинами.

В его пользу говорит высокая электроконтрастность электрических свойств коллекторов и вмещающих карбонатных пород. Электросопротивление пород разреза может изменяться в десятки и сотни раз. Еще более важно, что нефть обладает наименьшим, а вода наибольшим значениями относительной диэлектрической проницаемости, что в принципе позволяет разделять коллекторы по характеру насыщения.

Преимуществом радиоволнового метода является проведение бесконтактных измерений в дальней («волновой») зоне, что обеспечивает независимость результатов от свойств и размеров «зоны проникновения», неровностей стенки скважины и наличия каверн. Оснащение колонны СНПХ даже на одной скважине на кусту, позволит охватить до 1,5–2 км в диаметре радиоволновыми исследованиями и в пространстве земли увидеть картину, тем самым на ином уровне подходить к недрам и качественно изменить геофизическую характеристику карбонатного коллектора. Эффективность применения СНПХ в тандеме с радиоволновой методикой в карбонатном коллекторе – это возможность открытия новых залежей нефти.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВИЗИОННОЙ ТОМОГРАФИИ В ИЗУЧЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СРЕД

К.М. Каримов, В.Н. Соколов, В.Л. Онегов, Л.К. Каримова, С.Н. Кокутин, В.Ф. Васев

ООО «ТРАНС-СЕРВИС», г. Кириши

К настоящему времени нами доказана возможность дистанционного тепловизионного зондирования Земли в изучении строения геологических сред во многих регионах [1–3]. Используются многоспектральные данные, получаемые с различных космических носителей. Выполняется обработка и интерпретация материала на основе разработанных алгоритмов, которые включают эвристический подход, пространственную фильтрацию и вейвлет-анализ поля плотности потока теплового излучения среды. Преимущества метода определяются сочетанием высокой информативности материала при покрытии больших территорий и детальности изучения геологической среды.

Геологическое картирование структур. Данные тепловизионной космической съемки позволяют на основе многоуровневых карт-срезов и разрезов, построенных в рамках градиентных и горизонтально-слоистых сред для осадочного чехла и фундамента, успешно дешифрировать локальные и региональные объекты, глубинные и поверхностные структуры земной коры и осадочного чехла, определять природу аномалии образующих объектов. Проводится классификация строения геологических структур (линейные, кольцевые, вихревые), картируются разломы, выделяются зоны сжатия и растяжения, выявляются зоны повышенной проницаемости и флюидообмена пород с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами, способные быть природными резервуарами углеводородов.

Поиск подземных вод. Методологический подход космического поиска на уровне региональных гидрогеологических исследований представляется наиболее эффективным, поскольку ограничиваются прогнозируемые площади для дальнейшего изучения перспективных зон пресных подземных вод и конкретизируются индикаторные признаки, типичные для разных генетических типов месторождений воды. Поэтому в работе отражены два отдельных аспекта, достаточно тесно связанные между собой: во-первых, методика изучения в региональном плане областей разгрузки подземных пресных вод в прибрежной зоне моря с целью их использования для водоснабжения; во-вторых, процессы морской интрузии (проникновение морской воды в континент и ее попадание в водоносные горизонты). В ходе анализа дистанционных данных способом тепловизионной томографии геологической среды нами изучена динамика вод в естественных условиях для юго-восточной части территории Королевства Испании. В частности, установлены подземные стоки флюидов (пресной и морской воды) по слоям и глубинным зонам разломов, местоположения резервуаров в верхней части коры в пределах моря, изучены условия формирования субмаринных вод и зон морской интрузии с целью рационального, экологического и безопасного использования ресурсного потенциала в народном хозяйстве.

Астроблема. Теория абиогенного глубинного происхождения углеводородов позволяет говорить о наличии в недрах Земли неисчерпаемых запасов. Одним из громадных источников газа и нефти являются астроблемы. Комплексное изучение крупных кратеров, расположенных на поверхности Земли, диаметром десятки километров, показало, что причиной таких катастроф прошлого является падение гигантских метеоритов, или импактные события. Промышленные запасы нефти и газа разведаны в 14 астроблемах Канады, Мексики и США. Крупнейшим является мексиканское месторождение Кантарель (импактный кратер Чиксулуб). Структура импактного кратера Сильян Ринг в центре Швеции, который мы изучали, во многом сходна со структурой кратера Чиксулуб. Нами построена объемная модель блоково-разломных структур Сильян Ринг, в результате выявлены: наиболее вероятное направление удара метеорита о Землю по рельефу местности и глубинному скучиванию пород коры; вихревая форма структуры с существенным изменением среды до 12-16 км; листрические разломы и аллохтонные литопластины; низкотемпературная подушка чашеобразной формы (ее проявление нами связывается с разуплотненными породами, насыщенными флюидом) и др.

Гидротермальные источники тепла. Космические системы наблюдений дают общее представление о состоянии геотермальных источников. Развиваемая тепловизионная томография позволяет осуществлять мониторинг большой территории, с получением объективной и оперативной информации о местах зарождения и развития вулканов, скрытых от человеческого взгляда. В качестве примера рассмотрены особенности регионального проявления грязевулканических процессов в Темрюкском районе Краснодарского края на примере вулкана Шуго. Результаты сопоставлялись с моделью земной коры, полученной по низкочастотному сейсмическому зондированию.

Литература

1. *Каримов К.М., Онегов В.Л., Кокутин С.Н.* и др. Дистанционное тепловизионное зондирование Земли при решении геологических задач. – Казань.: Георесурсы. – 2009. – №1(29). – С.38-42.

2. *Каримов К.М., Онегов В.Л., Кокутин С.Н.* и др. Авиационное тепловизионное зондирование геологической среды. – М.: Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2009. – №5. – С. 24–31.

3. *Каримов К.М., Онегов В.Л., Кокутин С.Н. и др*. Космическое тепловизионное зондирование континентального шельфа морей. – М.: Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2010. – №2. – С. 8–15.

ФРАКЦИОННЫЙ СОСТАВ АСФАЛЬТЕНОВ ИЗ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТАТАРСТАНА

Г.П.Каюкова, И.М.Абдрафикова*, В.И.Вандюкова, В.И.Морозов, А.М.Губайдуллин, И.Р.Сахибгареев*

*ИОФХ им. А.Е,Арбузова КазНЦ РАН, КГТУ*им. С.М.Кирова*

Возрастающая доля тяжелых нефтей и природных битумов в общем объеме мировой нефтедобычи, а также необходимость увеличения объемов производства нефтепродуктов обусловливает создание новых способов добычи и переработки такого сырья [1–4]. Чем тяжелее нефть, поступающая на НПЗ, тем труднее ее переработка, что приводит к меньшему выходу нефтепродуктов и проблемам в работе установок в различных термических и каталитических процессах. Одной из причин трудности переработки тяжелого углеводородного сырья является высокое содержание высокомолекулярных соединений – смол, асфальтенов и карбоидов, в молекулах которых концентрируется большая часть гетероатомов, присутствующих в исходном сырье. Эти соединения имеют высокую молекулярную массу, склонны к конденсации и образованию кокса при переработке, загрязняют и дезактивируют катализаторы [4-10]. В связи с этим исследования, направленные на глубокое изучение состава и свойств высокомолекулярных компонентов тяжелого углеводородного сырья являются важными и актуальными для разработки научных основ создания эффективных технологий их добычи и переработки.

Объектами исследования служили образцы асфальтенов, выделенные из асфальтита битуминозной породы Спиридоновского месторождения и мальты Екатериновского месторождения, осаждением петролейным эфиром с температурой кипения 30-70 °С [5], а также продукты их фракционирования, полученные с использованием как чистых растворителей: гептан и толуол, так и их бинарных смесей, с увеличивающейся полярностью [9, 10]. Асфальтены и продукты их фракционирования исследовали с применением комплекса физико-химических методов, включающих: элементный анализ, ИК Фурье спектроскопию, жидкостно-адсорбционную хроматографию на силикагеле АСК, газовую хроматографию, электронной парамагнитный резонанс, а также метод порошковой рентгеновской дифракции [12].

Элементный анализ. В продуктах фракционирования асфальтенов Спиридоновского асфальтита (табл. 1) в ряду от первой до четвертой фракции наблюдается снижение значений величины $H/C_{ат}$ (с 1,98 до 1,19%), что говорит об увеличении степени ароматизации асфальтенов, по мере увеличения полярности системы растворителей от гептана к толуолу. При этом снижается содержание углерода и водорода, растет содержание кислорода. В последней, нерастворимой в толуоле фракции, отмечается наименьшее содержание углерода, водорода и серы, но наибольшее содержание кремния и алюминия.

Таблица 1

Данные элементного состава асфальтенов Спиридоновского битума до и после фракционирования

Объект	Выход, мас. %с.	C	H	P	S	O	Si	Al	Fe	H/Cат
Исходные асфальтены	100	72,59	7,46	0,72	7,54	9,12	0,65	0,62	1,30	1,23
Фракция I (гептановая)	5,49									
Асфальтены после экстракции гептаном	94,51	71,84	7,26	0,33	7,46	11,93	0,30	0,29	0,59	1,21
Фракция II (экстракт, гептан: толуол 2:1)	18,90	78,16	12,91	0	4,23	4,70	0	0	0	1,98
Фракция III (экстракт, гептан: толуол 1:2)	11,93	76,46	8,72	0,50	4,41	8,13	0,45	0,43	0,90	1,37
Фракция IV (экстракт, толуол)	5,07	76,28	7,97	0	4,33	11,42	0	0	0	1,25
Фракция V (нерастворимый остаток)	58,61	62,99	6,24	0,84	3,57	19,40	0,76	0,73	0,51	1,19

В продуктах фракционирования асфальтенов Екатериновского битума (табл. 2) наблюдается похожая картина: в ряду от первой до последней фракции падают значения показателя $H/C_{ат}$. В последней нерастворимой фракции резко снижается содержание углерода и водорода, что приводит к аномально низким значениям показателя ароматичности $H/C_{ат}$ (0,81). В данной фракции значительно возрастает относительное содержание фосфора (6,49%), кремния (5,88%), алюминия (5,65%) и железа (11,69%), что свидетельствует о заметном присутствии в ее составе минеральных компонентов. Содержание серы в них также меньше, чем в других фракциях. Следует отметить, что содержание серы больше во фракциях, экстрагируемых системой растворителей (гептан : толуол), в которой преобладает содержание толуола.

Таблица 2

Данные элементного состава асфальтенов Екатериновского битума до и после фракционирования

Объект	Выход мас. %с	C	H	P	S	O	Si	Al	Fe	H/Cат
Исходные асфальтены	100	73,43	7,41	0,96	9,27	5,51	0,87	0,83	1,72	1,21
Фракция I (гептановая)	11,55									
Асфальтены после экстракции гептаном	88,45	73,70	6,44	0,70	9,24	7,43	0,63	0,61	1,25	1,05
Фракция II (экстракт, гептан: толуол=2:1)	22,18	78,91	8,26	0	6,67	0,40	0	0	0	1,26
Фракция III (экстракт, гептан: толуол=1:2)	63,27	73,49	6,61	0,48	8,90	8,79	0,44	0,42	0,87	1,08
Фракция IV (экстракт, толуол)	2,55	75,68	6,83	0,45	8,97	4,81	0,41	0,39	0,82	1,08
Фракция V (нерастворимый остаток)	0,45	28,48	1,93	6,49	2,29	37,59	5,88	5,65	11,69	0,81

Как следует из диаграммы (рис. 1), асфальтены из исследованных битумов заметно отличаются выходом отобранных фракций и содержанием в них нерастворимого остатка. Наибольшее содержание нерастворимого остатка (фракция V) в спиридоновском асфальтите.

Компонетный состав. Сравнительный анализ компонентного состава фракции I, смываемой с асфальтенов гептаном, с составом с мальтенов спиридоновского битума показал (рис. 2), что содержание масел в гептановой фракции асфальтенов спиридоновского битума несколько ниже (16,95%), чем их содержание в составе его мальтенов (23,47%), и ниже чем в гептановой фракции асфальтенов екатериновского битума (20,47%). В гептановой фракции асфальтенов спиридоновского битума, так же как и в мальтенах, аномально низкое содержание бензольных смол (3,38%). Суммарное же содержание смол в гептановых фракциях исследованных асфальтенов достаточно близко, в то время как в мальтенах – данная величина несколько ниже.

ИК-спектральный анализ. В ИК спектре асфальтенов исходного спиридоновского битума (рис. 3а) наблюдаются интенсивные полосы поглощения при 1600 $см^{-1}$ и 1700-1710 $см^{-1}$, обусловленные валентными колебаниями С-С связей ароматических колец и кислородсодержащих карбонильных (СО-) и гидроксильных (ОН) групп, по сравнению с интенсивностью полосы поглощения 720 $см^{-1}$, характеризующей число метиленовых (CH_2) групп в парафинах.

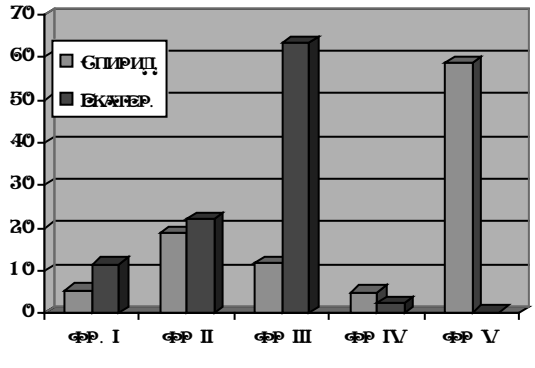


Рис. 1. Выход фракций при фракционировании асфальтенов битумов Спиридоновского и Екатериновского месторождений (см. табл.1 и 2).

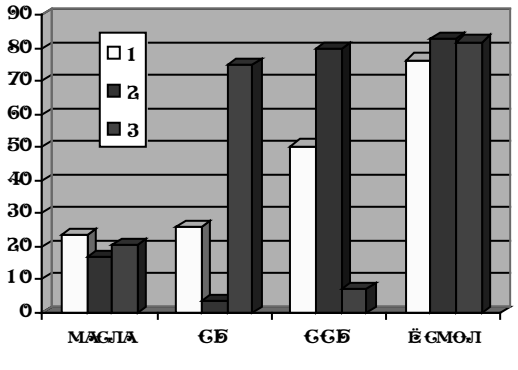


Рис. 2. Диаграммы компонентного состава:
1 – мальтены спиридоновского битума;
2 – фракция I, спиридоновский битум;
3 – фракция I, екатериновский битум.

По данным ИК спектров в структуре асфальтенов екатериновского битума (рис. 3б) преобладают алкильные парафиновые заместители, о чем свидетельствуют интенсивные полосы поглощения, характерные для валентных колебаний С-С связей метильных и метиленовых групп (1465 и 1380 $см^{-1}$). Также высока интенсивность полос поглощения: при 1600 $см^{-1}$, обусловленной валентными колебаниями С-С связей ароматических колец, и при 1030 $см^{-1}$, характерной для сульфидных SO-групп. В отличие от асфальтенов спиридоновского битума, весьма мала интенсивность полос поглощения при 1705-1740 $см^{-1}$, характеризующих наличие карбонильных и гидроксильных групп.

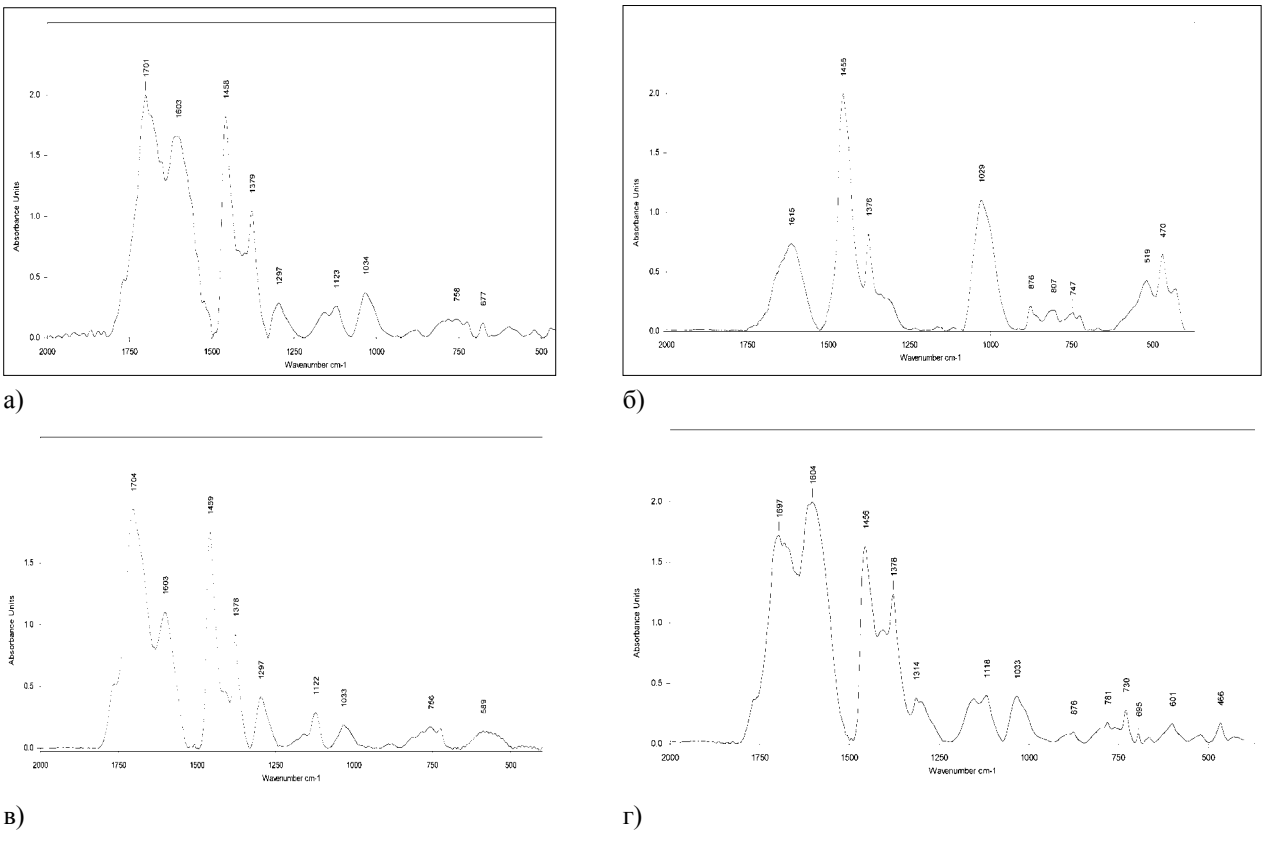


Рис. 3. ИК-спектры асфальтенов: а) – асфальтены спиридоновского битума; б) – асфальтены екатериновского битума; в) – гептановый смыв (фракция I) с асфальтенов спиридоновсого битума; г) – нерастворимая фракция V асфальтенов спиридоновского битума.

По мере увеличения полярности растворителя: от первых двух фракций (рис. 3в) к фракции III, экстрагируемой толуолом, и далее к нерастворимому в толуоле остатку – фракции V (рис. 3г) возрастают значения спектральных показателей: ароматичности $C_1 = D_{1610}/D_{720}$, окисленности $C_2 = D_{1710}/D_{1465}$ и осерненности $C_5 = D_{1030}/D_{1465}$, при снижении значений показателя алифатичности ($C_4 = D_{720}+D_{1380}/ D_{1610}$).

ГЖХ-анализ. ГЖХ анализ показывает наличие в составе масел из гептановых экстрактов (фракция 1) н-алканов состава C_{10}-C_{38} и выше [11]. На рис. 4 видны отличительные особенности состава н-алканов и характера их распределения для двух типов битумов. Так, в гептановом экстракте с асфальтенов екатериновской мальты, по сравнению со спиридоновским асфальтитом, наряду с относительно низкомолекулярными н-алканами состава C_{10}-C_{16}, преобладают твердые высокомолекулярные н-алканы состава C_{30}-C_{46}, и выше. Это дает основание заключить, что в асфальтенах присутствует ассоциированная с ними углеводородная фракция, включающая кристаллы парафинов с общей формулой $(CH)_n$, состав которой зависит от исходного типа битума. Так, гептаном с асфальтенов спиридоновского битума смывается фракция, обогащенная ароматическими структурами, а с асфальтенов екатериновского битума – алифатическими.

ЭПР данные. Данные ЭПР-анализа свидетельствуют о более высокой степени ароматичности фракции нерастворимых асфальтенов (фракция V) спиридоновского битума, по сравнению с асфальтанеми екатериновской мальты, на основании аномально высокой концентрации свободных радикалов R* в их составе. Можно отметить общую тенденцию возрастания концентрации свободных радикалов, а также значений показателя R^*/V^{+4}, характеризующего отношение содержания свободных радикалов (R*) к содержанию четырехвалентного ванадия (V^{+4}), входящего в основном в структуру ванадилпорфириновых комплексов [8], по мере увеличения полярности растворителей.

Для фракций асфальтенов екатериновского битума характерна та же тенденция. Однако для V фракции отмечается аномально высокое значение величины отношения R^*/V^{+4}, при крайне низких значениях содержания R* и V^{+4}. Последнее можно объяснить низким содержанием в данной фракции углерода и водорода (табл. 2), вследствие значительного содержания минеральных компонентов.

Для сравнительных сопоставлений на рис. 5, наряду с ЭПР спектрами нерастворимых в толуоле фракций асфальтенов спиридоновского и екатериновского битумов, представлен ЭПР-спектр асфальтенов спиридоновского битума после их обработки в гидротермальной системе при температуре 360 °С [14]. Аналогичный вид спектров подтверждает разрушение надмолекулярных структур асфальтенов как при гидротермальном воздействии, так и при их фракционирование растворителями с увеличивающейся полярностью. Смыв ассоциированных с

асфальтенами углеводородных и смолистых компонентов приводит к снижению их растворимости в ароматических растворителях.

Многочисленные пики на спектрограммах свидетельствуют о наличии в исследуемых образцах, помимо свободных радикалов и четырехвалентного ванадия, неорганических компонентов, в частности, марганца [8].

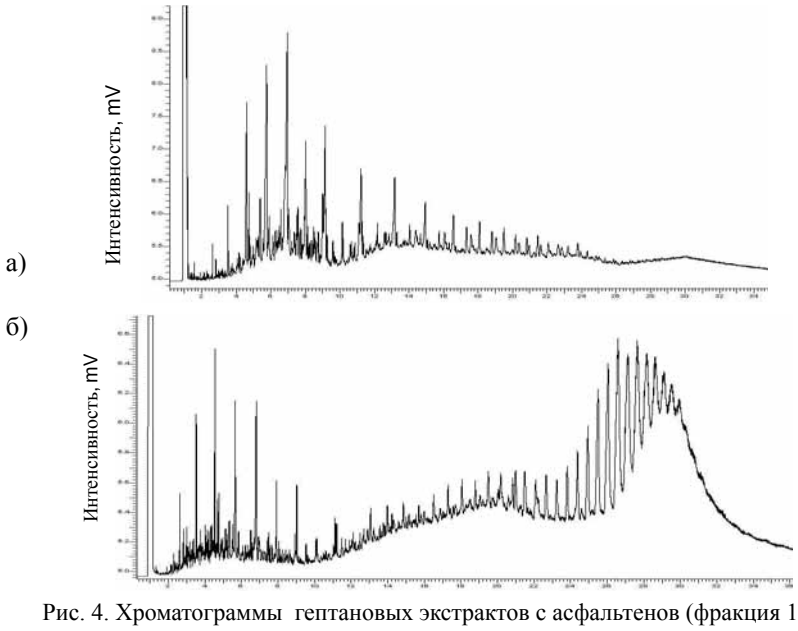


Рис. 4. Хроматограммы гептановых экстрактов с асфальтенов (фракция 1):
а) спиридоновского битума и б) екатериновского битума.

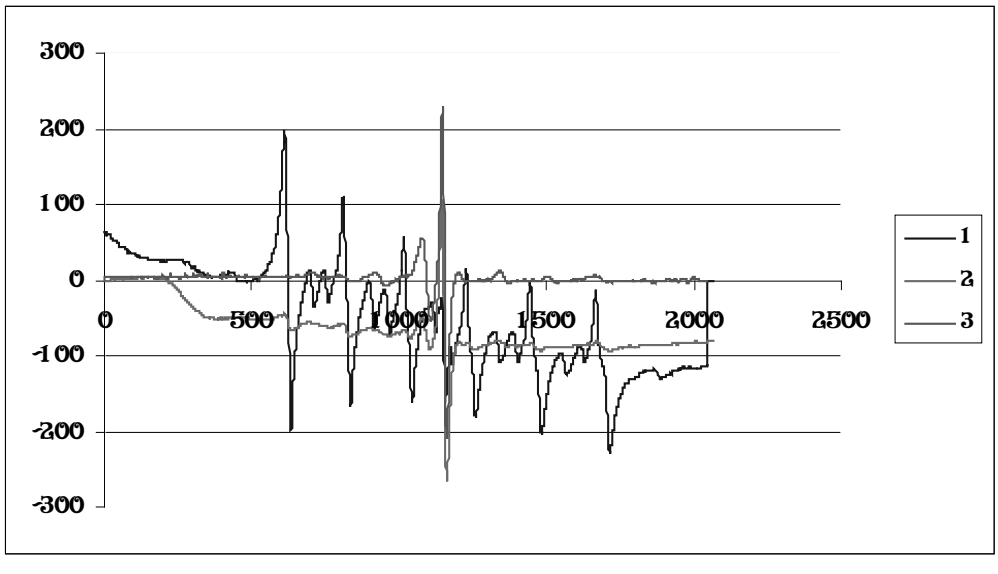


Рис. 5. ЭПР спектры: 1 асфальтены спиридоновского битума после их гидротермальной обработки [13]; 2 фракция нерастворимых асфальтенов екатериновского битума; 3 фракция нерастворимых асфальтенов спиридоновского битума.

Метод порошковой рентгеновской дифракции. Наличие кристаллических н-парафиновых структур в гептановых экстрактах, а также кристаллических структур, характерных для минеральной фазы, в нерастворимом остатке подтверждено методом порошковой рентгеновской дифракции на примере екатериновского битума. Для каждого из образцов было получено несколько дифрактограмм (рис. 6) в различных экспериментальных режимах на автоматическом рентгеновском дифрактометре фирмы «Bruker D8 Advance», оборудованном приставкой Vario и линейным координатным детектором Vantec и с различным временем набора данных [12].

Согласно полученным данным большинство из исследованных образцов характеризуется наличием сильно уширенных пиков, что не позволяет без дополнительного анализа однозначно соотнести их к кристаллической либо аморфной фазам. Тем не менее для фракции асфальтенов, смытой гептаном (рис.6, фракция 1, вторая кривая) наблюдаются интерференционные пики в области углов рассеяния $2\theta = 21 – 24^{o}$, характерные для кристаллической фазы. С использованием базы данных они идентифицированы как парафины с общей формулой $(CH)_n$. Штрихами показаны кристаллические рефлексы, соответствующие кристаллическому парафину № 00-003-0254, согласно порошковой базе данных PDF-2.

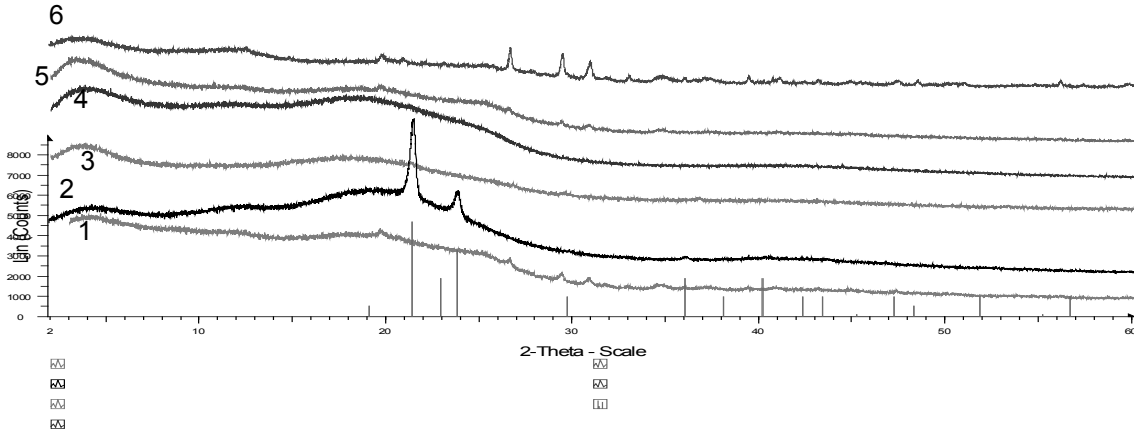


Рис. 6. Экспериментальные дифрактограммы для исследованных образцов асфальтенов екатериновского битума (кривые снизу вверх): кривая 1 – исходные асфальтены; кривая 2 – фракция I; кривая 3 – асфальтены, после экстракции гептаном; кривая 4 – фракция II; кривая 5 – фракция III; кривая 6– фракция V. Съемка при неподвижных образцах.

По данным порошковой рентгеновской дифракции наблюдается присутствие кристаллических структур, характерных для минералов, и в нерастворимых в толуоле асфальтенах (рис. 6, фракция V, кривая сверху). Минеральная фракция, по-видимому, является составной частью структуры асфальтенов, поскольку она не отделяется от их органической части как на начальных стадиях их осаждения алифатическими растворителями, так и при последующем растворении асфальтенов в бензоле. Это дает основание полагать, что минеральная фракция служит зародышевой фазой при формировании ассоциатов асфальтенов в нефтяных дисперсных системах. И эти особенности состава асфальтенов природных битумов необходимо учитывать при добыче и переработке данного вида углеводородного сырья.

Литература

1. Хисамов Р.С. Подготовка к освоению месторождений природных битумов Республики Татарстан / Р.С. Хисамов, Н.С. Гатиятуллин, И.Е. Шаргородский // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 2. – С. 42-46.

*2. Мановян А.К. Т*ехнология переработки природных энергоносителей / А.К. Мановян. – М.: Химия, Колосс, 2004. – 465 с.

3. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: учебное пособие для вузов. – Уфа: Гилем, 2002. – 627 с.

4. Туманян Б. П. Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем / Б. П. Туманян. – М.: Техника, 2000. – 336 с.

5. Каюкова Г.П. Технологические качества природных битумов Татарстана в зависимости от химических и геохимических характеристик их состава / Г.П. Каюкова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 1. – С. 22–27.

6. Киямова А.М. Трансформация асфальтеновых компонентов нефти и природных битумов при гидротермальной обработке в открытой системе / А.М. Киямова, Г.П. Каюкова, В.И. Морозов и [др.] // Технология нефти и газа. – 2007. – № 1. – С. 40–47.

7. Сергиенко С.Р. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти / С.Р. Сергиенко, Б.А. Таимова, Е.И. Талалаев. – М.: Наука, 1979. – 273 с.

8. Насиров Р.Н. Парамагнетизм нефтей и пород Прикаспия / Р.Н. Насиров. – М.: Недра, 1993. – 123 с.

9. C. Trejo F. Precipitation, fractionation and characterization of asphaltenes / F. Trejo [et al] // Fuel – 2004. – № 83. – С. 2169–2175.

10. Miller J. T. Subfractionation and Characterization of Mayan Asphaltene / J. T.Miller [et al] // Energy & Fuels – 1998. – № 12. – С. 1290–1298.

11. Петров Ал.А. Углеводороды нефтей. – М.: Наука, 1984. – 264 с.

12. Распределенный цент коллективного пользования Учреждения Российской академии наук Института Физики Твердого тела РАН [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.issp.ac.ru/ center/otd/xray_spec.html, свободный

ОПЫТ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ МАЛОГАБАРИТНОГО ИМПУЛЬСНОГО ГЕНЕРАТОРА НЕЙТРОНОВ

Д.И. Киргизов, В.В. Баженов, Л.Н. Воронков, В.А. Лифантьев, А.Р.Садыков

НТУ ООО «ТНГ-Групп»

Введение

В ОМП-30 Научно-Технического Управления (НТУ) ООО «ТНГ-Групп» более 40 лет успешно ведутся разработки импульсных генераторов нейтронов для исследования нефтегазовых скважин методом импульсного

нейтронного каротажа (ИНК) с целью определения характера насыщенности неперфорированных продуктивных пластов нефтегазовых скважин. Кроме того, разрабатываемые генераторы позволяют проводить исследования кислородно-активационным методом (КНАМ). С его помощью возможно определение заколонного движения жидкости при выявлении источников обводнения разрабатываемых пластов. В ряде случаев метод КНАМ может применяться в качестве бесконтактного расходомера для измерения расхода жидкости, например в нагнетательных скважинах, при закачке высоковязких кислородсодержащих реагентов [1]. В настоящее время ООО «ТНГ-Групп» является единственной геофизической компанией в России, обладающей собственным мелкосерийным производством нейтронных излучателей на основе вакуумных нейтронных трубок ТНТ1415.

Описание разработанного аппаратно-программного комплекса АИНК30-1Ц

В 2006 г. в ОМП-30 разработан и прошел приемочные испытания новый импульсный генератор нейтронов для исследования нефтегазовых скважин АИНК30-1Ц. Этот скважинный генератор нейтронов обладает самым малым в мире диаметром. Внешний диаметр скважинного прибора равен всего 3 см. Столь уникальный габаритный параметр значительно расширяет области применения импульсных генераторов нейтронов. Например, упрощается доставка прибора к интервалу исследования по межтрубному зазору между колонной и насосно-компрессорными трубами, что позволяет проводить исследования без остановки работы скважины. Сверхмалый диаметр скважинного прибора удалось достичь благодаря использованию специально разработанного в ОМП-30 излучателя нейтронов на основе вакуумной нейтронной трубки ТНТ1415 производства ВНИИ Автоматики им. Н.Л. Духова (г. Москва). Конструкция скважинного прибора позволяет осуществлять быструю замену излучателя нейтронов, даже в полевых условиях. Технические параметры излучателя приведены в табл. 1.

Таблица 1

Технические параметры излучателя нейтронов

1. Тип трубки	ТНТ-1415
2. Рабочая температура, ^{0}C	100
3. Ресурс, час	70
4. Время нейтронной вспышки, мкс	0,8
5. Частота работы трубки, Гц	20
6. Поток нейтронов, нейтрон/с	$5*10^7$
7. Потребляемая мощность, Вт	30
8. Габариты (диаметр/длина), мм	30/657

Несмотря на свой малый диаметр и наличие всего одного зонда, аппаратура АИНК30-1Ц позволяет одновременно проводить исследования методами импульсного нейтронного гамма каротажа (ИНГК), КНАМ и ГК. Так же, как и в предыдущих приборах, в состав скважинного прибора входит блок контроля каротажа. Он позволяет измерять параметры работы скважинного прибора, такие как напряжение на стыковочной головке, температуру внутри прибора и вести учет наработки нейтронной трубки в энергонезависимую память [2]. Кроме диаметра, прибор АИНК30-1Ц отличается от разработанных ранее генераторов нейтронов тем, что имеет только один зонд ИНГК (60 см).

Основные технические параметры аппаратно-программного комплекса АИНК30-1Ц приведены в табл. 2.

Таблица 2

Основные технические параметры аппаратуры АИНК30-1Ц

1. Кабель геофизический	одножильный
2. Количество зондов	1
3. Напряжение питания, В	200 ± 15 %
4. Ток потребления (с излучателем нейтронов), мА	150
5. Давление, МПа	60 (100)
6. Температура max, ^{0}C	100
7. Диаметр, мм	30
8. Длина, мм	2190
9. Код телеметрии	Манчестер II
10. Длина кабеля, м	До 5000
11. Скорость регистрации, м/час	До 150
12. Тип используемой нейтронной трубки	ТНТ1415

При разработке прибора АИНК30-1Ц применены современные электронные компоненты в миниатюрном исполнении. Многие блоки прибора были усовершенствованы с учетом опыта эксплуатации аппаратуры АИНК43-

120/3Ц и АИНК36-3Ц, выпускаемой в НТУ и широко используемой в различных регионах России. В конструкцию прибора и особенно излучателя нейтронов были внесены новые технические решения, позволившие достичь сверхминимального диаметра прибора. Это оказалось весьма трудной задачей, так как в излучателе присутствует высокое напряжение до 120 кВ. Внешний титановый корпус прибора проходит специальную обработку ковкой, после чего при толщине стенки в 2 мм он способен выдерживать внешнее давление до 100 МПа. Программное обеспечение позволяет проводить запись аппаратурой АИНК30-1Ц через универсальные регистраторы «ГЕКТОР», «КОНТУР», «КЕДР» и другие в различных операционных системах.

Метрологическое обеспечение аппаратно-программного комплекса АИНК30-1Ц

Метрологическое обеспечение при определении времени жизни тепловых нейтронов

В метрологическом центре НТУ аппаратурой АИНК30-1Ц были проведены исследования в Государственных стандартных образцах пористости и плотности горных пород, пересеченных скважиной (комплект СО-НК), внесенный в Государственный реестр с регистрационным номером ГСО 8632-2004. Результаты соответствия аттестованных значений τ (тау) (время жизни тепловых нейтронов) моделей ГСО, значениям τ (тау), полученным с использованием прибора АИНК30-1Ц приведены на рис. 1.

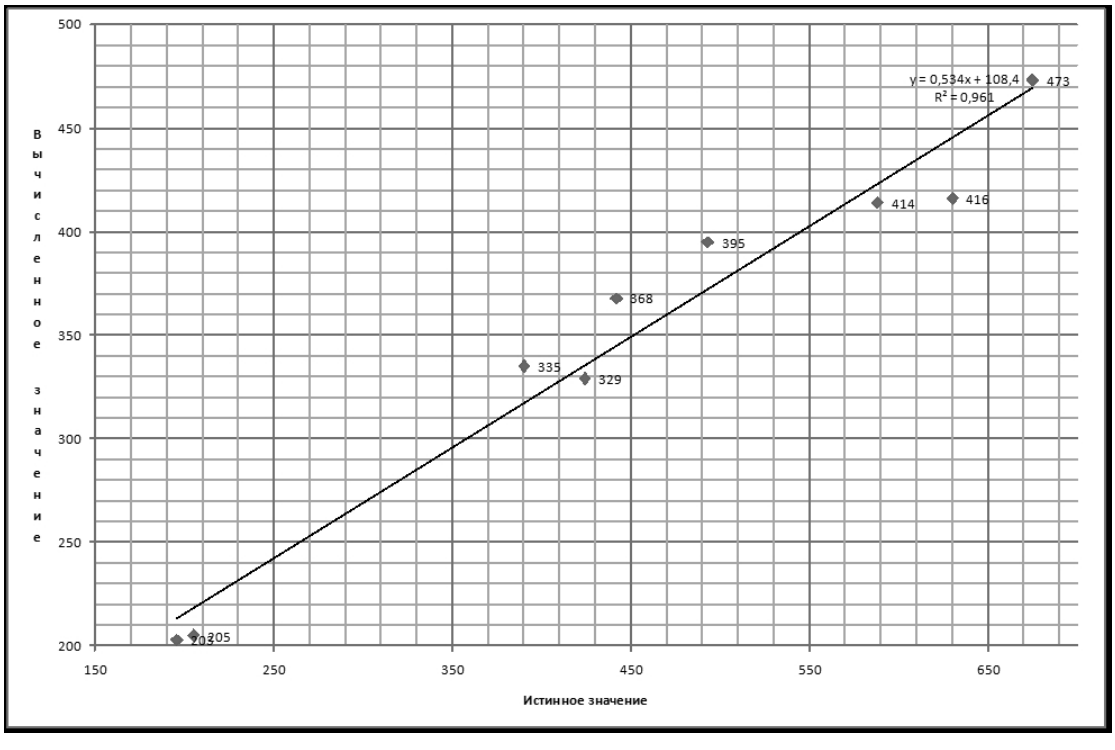


Рис. 1. Соответствие аттестованных и измеренных значений τ (тау), полученных аппаратурой АИНК30-1Ц на моделях ГСО.

Из полученных результатов видно линейное соответствие аттестованных значений времени жизни тепловых нейтронов τ (тау) с полученными значениями τ (тау) при использовании прибора АИНК30-1Ц. Абсолютная погрешность не превышает 4%.

Метрологическое обеспечение при измерении расхода жидкости

В Метрологическом Центре НТУ имеется установка УПСЖ45/В для калибровки расходомеров. Данная установка способна создавать движение жидкости в колонне и точно измерять расход в широком диапазоне. Используя установку УСПСЖ45/В были проведены замеры прибором АИНК30-1Ц методом КНАМ, при различных расходах жидкости в стальной колонне диаметром 130,7 мм (5»). На основе результатов можно сделать вывод, что немеханический расходомер, реализованный в АИНК30-1Ц, чувствителен к движению жидкости в колонне и может применяться для измерения расхода жидкости в диапазоне от 5 до 60 куб.м/сут.

Опробование аппаратно-программного комплекса АИНК30-1Ц в действующих скважинах

В настоящее время с использованием аппаратуры АИНК30-1Ц были исследованы более сотни скважин на нефтяных месторождениях Республики Татарстан. Основными объектами исследования были перфорированные пласты в действующих эксплуатационных скважинах, оборудованных ШГН. Технология проведения работ заключалась в исследовании продуктивных пластов в процессе работы насоса. Для этого доставка прибора в

интервал исследования под работающий насос осуществлялась по межтрубному пространству. Принципиальным преимуществом технологии применения генераторов нейтронов для исследования действующих скважин является возможность оценки характера насыщенности перфорированных пластов в процессе их эксплуатации и выделение работающих прослоев.

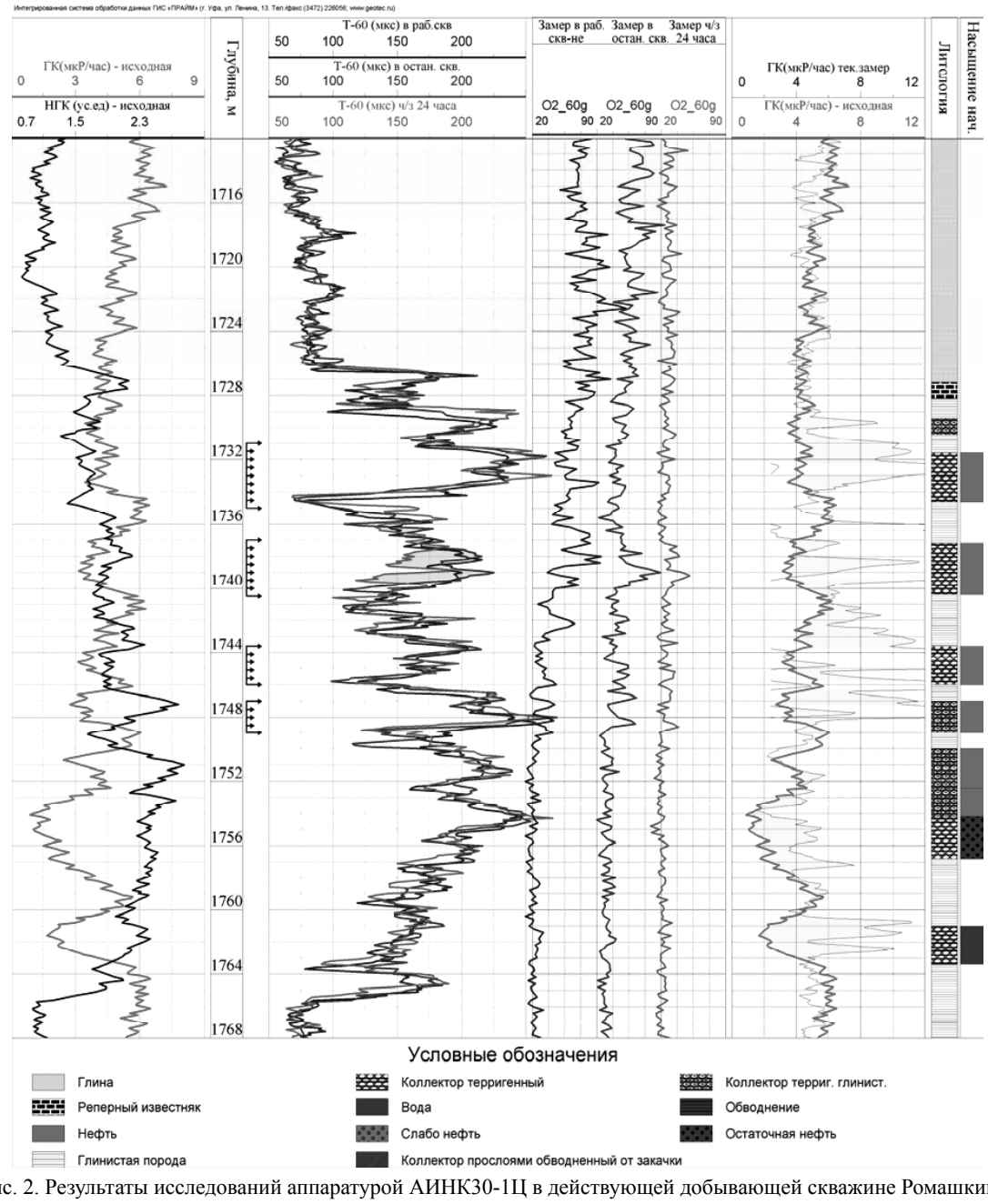


Рис. 2. Результаты исследований аппаратурой АИНК30-1Ц в действующей добывающей скважине Ромашкинского месторождения (4 интервала перфорации).

На рис. 2 приведен планшет результатов исследований аппаратурой АИНК30-1Ц в действующей добывающей скважине. В скважине 4 интервала перфорации 1731-1735; 1737-1740,5; 1743,6-1746 и 1747-1749 м. В процессе эксплуатации скважина дает 5 м^3/сут продукции с обводнением 43%. Плотность попутно добываемой воды γ=1,175 г/см^3. Замеры аппаратурой АИНК30-1Ц проводились в работающей и в остановленной скважине.

По результатам проведенных временных замеров «τ-ИНК» установлено, что в интервале 1737-1740.5 м работает нефть с водой и является источником обводнения; интервал 1743.6-1746 м характеризуется как обводненный от закачки в кровле (0.4 м), содержащий нефть; интервал 1747-1749 м характеризуется как коллектор глинистый, прослоями обводненный от закачки. По данным ГК в интервалах 1732.4-1733 м; 1737.0-1739.4 м; 1743.6-1746.0 м и 1747-1748 м отмечаются мощные радиогеохимические аномалии, что характерно для обводненных интервалов.

По данным КНАМ вода поступает в скважину в интервалах: 1736.5-1740.0 м; 1744.5-1747.0 м и 1748.0-1748.8 м.

Неперфорированные пласты были охарактеризованы следующим образом: 1729.4-1730.4 м – коллектор глинистый слабонефтенасыщенный; 1750-1752 м-коллектор уплотненный, глинистый слабонефтенасыщенный; 1753.9-1754.9 м – коллектор глинистый слабонефтенасыщенный; 1754.9 – 1756.8 м – коллектор остаточно нефтенасыщенный в подошве (1.8 м) глинистый; 1761-1763.4 м – водоносный.

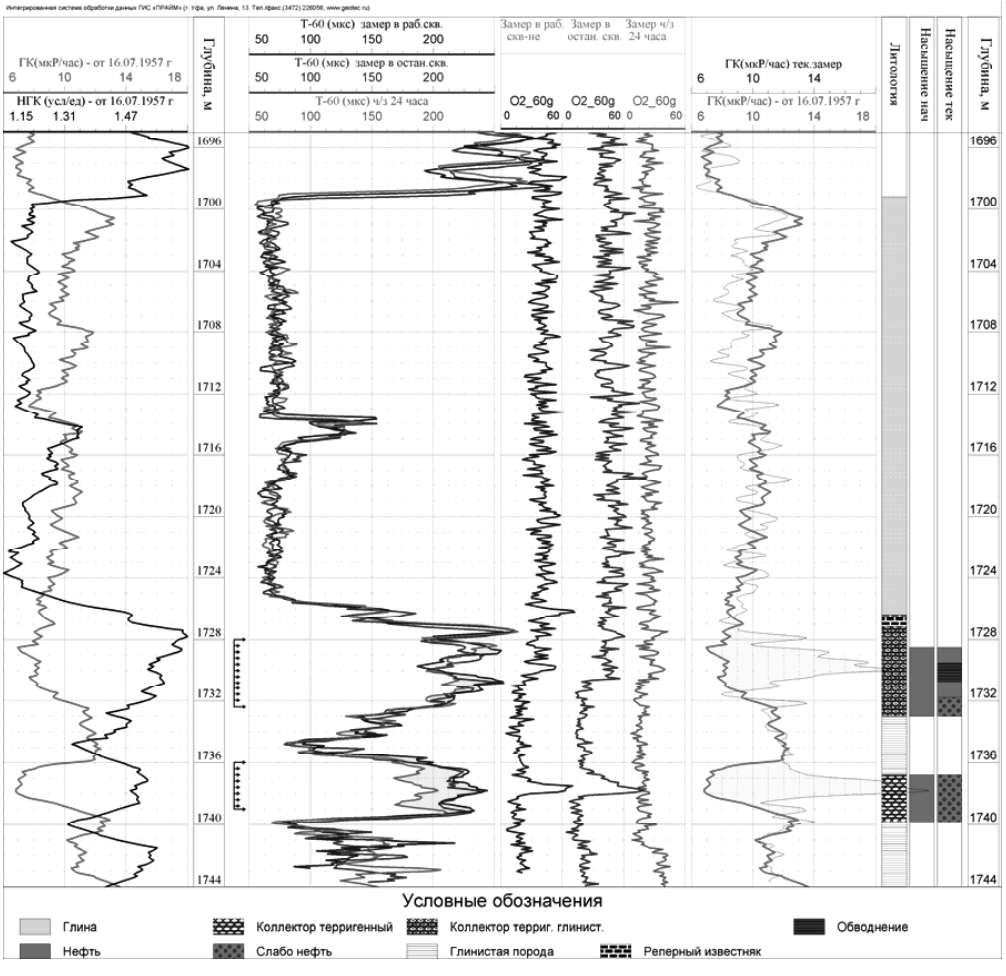


Рис. 3. Планшет результатов исследований аппаратурой АИНК30-1Ц в действующей добывающей скважине Ромашкинского месторождения (2 интервала перфорации).

Пример результатов исследований аппаратурой АИНК30-1Ц в другой действующей скважине приведен на рис. 3. В скважине 2 интервала перфорации 1729-1733.4 и 1736.8-1739.8 м. В процессе эксплуатации скважина дает 7 м^3/сут продукции с обводнением 36%. Плотность попутно добываемой воды γ=1,185 г/см^3. Замеры аппаратурой АИНК30-1Ц проводились в работающей и в остановленной скважине.

По результатам проведенных временных измерений «τ-ИНК» верхний перфорированный пласт 1728.5-1733.4 м (имеет повышенное давление) охарактеризован по насыщению следующим образом: интервал 1728.5-1729.5 м – нефтенасыщенный; интервал 1729.5-1730.7 м – обводненный от закачки; интервал 1730.7-1731.8 м - нефтенасыщенный; интервал 1731.8-1733.4м – глинистый слабонефтенасыщенный.

По данным временных замеров «τ-ИНК» нижний перфорированный пласт 1736.8-1739.8 м может быть охарактеризован по насыщению как слабонефтенасыщенный, с пластовым давлением, меньшим, чем в верхнем перфорированном пласте.

По данным КНАМ вода поступает в скважину в интервале 1730-1730.7 м. Из нижнего перфорированного пласта по результатам КНАМ в интервале 1737.5-1738 м наблюдается слабый приток нефти в капельном режиме.

По ГК в интервалах 1728.4-1731.4 м и 1736.3-1738.5 м выявлены радиогеохимические аномалии.

Выводы

В НТУ ООО «ТНГ-Групп» разработан и используется для проведения скважинных исследований уникальный импульсный генератор нейтронов, по своим техническим параметрам не имеющий аналогов в России. Основное назначение аппаратуры АИНК30-1Ц – это исследование действующих скважин в процессе их эксплуатации. При проведении исследований в интервале продуктивных пластов при различных режимах работы насоса решаются следующие задачи:

1) определение положения и контроль за перемещением водонефтяного и газожидкостного контактов в процессе эксплуатации скважин;

2) оценка характера текущей насыщенности, выделение работающих прослоев и определение источников обводнения;

3) определение заколонных перетоков воды в добывающих и нагнетательных скважинах;

4) оценка удельных расходов воды в интервалах перфорации нагнетательных скважин.

5) уточнение литологического состава пород исследуемого разреза скважин.

Аппаратно-программный комплекс АИНК30-1Ц является логическим продолжением целого ряда генераторов нейтронов, выпускаемых в НТУ ООО «ТНГ-Групп» для исследования нефтегазовых скважин. С ее внедрением в производство появилась принципиально новая возможность исследования перфорированных пластов в режиме их эксплуатации и, как следствие, получение достоверной информации о динамике изменения насыщенности разрабатываемых коллекторов. В настоящее время аппаратура АИНК30-1Ц используется в производственном режиме в ООО «ТНГ-АлГИС» и ООО «ТНГ-ЛенГИС».

Литература

1. Киргизов Д.И., Воронков Л.Н., Лифантьев В.А., Юсупов Р.И., Баженов В.В., Нуретдинов Я.К. Новый аппаратно-программный комплекс скважинного импульсного генератора нейтронов АИНК36-3Ц и его применение в нефтяной геологии // Российско-Китайский симпозиум по промысловой геофизике: Тез. докл. – Уфа: Изд-во ОАО НПФ «Геофизика», 2000.

2. Киргизов Д.И., Воронков Л.Н., Лифантьев В.А., Нуретдинов Я.К., Юсупов Р.И. Использование управляемых генераторов нейтронов в каротажных технологиях на месторождениях Татарстана // Сб. докл. Международной научно-технич. конф. «Портативные генераторы нейтронов и технологии на их основе» 18–22 октября, 2004 г., ВНИИА, Москва.

РАЗВИТИЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЙ БАЗЫ ГОРНОГО ПРАВА РФ: ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ

Б.Д.Клюкин

Анализ законодательства о недропользовании показывает, что функционирование государственной системы недропользования отрасли законодательства о недрах РФ, дающих значительную часть поступлений в бюджеты всех уровней, существенно отстает в своем развитии. Значительную роль в этом играет отставание в развитии горного законодательства.

За десяток лет осуществления преобразований законодательство в этой отрасли не сдвинулось со стартовых позиций, определенных принятием базового закона «О недрах» в 1992 г., и нуждается в скорейшем развитии основных институтов для того, чтобы регулировать горные отношения на современном уровне.

Федеральные законы «О недрах» от 21 .02.1992, «Положение о порядке лицензирования пользования недрами» от 15.06.1992, закон «О соглашениях о разделе продукции» от 30.12.1995 и несколько отраслевых законов не сформировали систему и полноценную законодательную базу для развития отношений недропользования.

Наблюдающиеся сейчас призывы к модернизации и инновациям невозможны без создания главного их фундамента – основательной законодательной базы.

При этом следует отметить, что распространяющиеся в печати заявления о необходимости свертывать развитие недропользования как препятствия, мешающего модернизации страны, несмотря на то, что средства, получаемые от этой отрасли, до сих пор обеспечивают развитие многих других отраслей экономики в стране.

Отставание в этой области тормозит не только выделение собственных ресурсов в недропользование, но и привело к тому, что мировые инвестиционные потоки, направляемые в минерально-сырьевой комплекс, обошли Россию.

Во многих случаях нормы законов о недрах декларативны и не сопровождаются законодательными актами о порядке и процедуре применения законодательных требований. Они не обеспечены сопровождающими их актами подзаконного характера, создающими механизм применения законодательных требований. В самом федеральном законодательстве о недрах масса пробелов, противоречий, несогласованностей и неточностей, что затрудняет его применение. В нормах этого законодательства масса отсылочных норм, в том числе и к не принятым актам.

Все это говорит о крупных проблемах в развитии законодательства о недрах и формировании и использовании минерально-сырьевой базы в стране. Создание такой базы является первоочередной задачей.

К этому выводу пришли участники заседания круглого стола Института современного развития при Президенте РФ 4 февраля 2010 г. и конференции, проведенной Комитетом по природным ресурсам Совета Федерации 25–26 февраля 2010 г.

Формирование законодательной базы горных отношений

При переходе к рыночным отношениям оказались упущенными целые законодательные блоки, ранее действовавшие в России и закрепленные в зарубежном горном законодательстве, которые успешно применяются сейчас. Это относится к отсутствию законодательных актов, регулирующих условия промышленной эксплуатации недр в системе ТЭК, производственных взаимоотношений внутри горных предприятий, об ответственности недропользователей за нарушения технических и технологических параметров разработки участков недр, за неквалифицированное руководство и выполнение горных работ.

Наиболее существенно сказывается во всем законодательстве отсутствие необходимых актов, обеспечивающих порядок и процедуру применения законодательства о недрах.

Думается, во многом эти недостатки в недропользовании связаны с частичной утратой функций государственного надзора и контроля за деятельностью горнодобывающих предприятий. В этой сфере нет, или очень мало, законодательных актов, формирующих отношения по исполнению своих обязанностей предприятий, действующих на лицензионной системе, не принято ожидаемое «Положение о порядке заключения и исполнения соглашения о разделе продукции», в котором можно было бы урегулировать права и обязанности сторон по СРП, установить процессуальные сроки рассмотрения проектов создания СРП, чтобы инвесторы не ждали годами решений об их создании.

Главной причиной неэффективности горного законодательства является, прежде всего, неурегулированность многих основных отношений недропользования, отсутствие необходимых законодательных актов, а в целом ряде случаев и отсутствие концепции развития отдельных даже важных отношений, нормативных актов, обеспечивающих порядок и процедуру применения законодательства о недрах. Особенно это касается законодательной базы в области добычи нефти и газа.

Имеющееся сейчас законодательство недостаточно для организации нормальной работы в отраслях ТЭК. Здесь отсутствует, как базовый кодификационный закон (Проект закона «О нефти и газе», который около 10 лет находится в стадии подготовки), так и нормативные акты о применении действующего законодательства.

В силу стратегического значения для страны добычи углеводородов, было бы целесообразно принятие законов «О государственном регулировании деятельности нефтегазового комплекса», «Об организационно-правовых формах горных предприятий и организаций в системе вертикально-интегрированных национальных компаний», особенно в системе вертикально-интегрированных нефтедобывающих компаний.

Определиться в этом отношении можно было бы с изданием таких законов, как: «О естественных монополиях в недропользовании», «Об акционерных обществах в недропользовании и усилении прав акционеров в области недропользования, в том числе государства», «О создании и деятельности вертикально-интегрированых структур в нефтегазовом секторе ТЭК».

Сравнительный анализ правового положения и отношений недропользователей с органами государственной власти и управления в сравнении с положением дел в зарубежном законодательстве свидетельствует о том, что в России недостаточна законодательная база для регулирования горных отношений в целом и регулирования отношений в нефтегазовой отрасли и создание такой базы является первоочередной задачей.[1]

Помимо базового закона в недропользовании крайне необходимо издание кодификационных актов в подотраслях горного производства, требующих в силу их специфики специального правового регулирования, таких, например, как «Закон о добыче радиоактивных полезных ископаемых и захоронении радиоактивных отходов», «О добыче строительных материалов» и др.

В области добычи нефти и газа федеральное законодательство вообще отсутствует. Можно сказать, что отсутствуют правила игры, не определены права и обязанности недропользователей и органов государственной власти в конкретных ситуациях. Поэтому первоочередной задачей является создание правовой базы в недропользовании.

Создание такой системы особенно важно для нефтегазовой отрасли, имеющей важнейшее значение для страны.

На анализе нефтегазового законодательства мы и сосредоточим свое внимание. При отсутствии федерального законодательства о добыче нефти и газа в течение 10 лет не принят Федеральный закон «О нефти и газе»[2], и целый ряд законопроектов в этой области из года в год переносятся в планах законопроектной деятельности.

За рубежом система законодательства о регулировании в этой области имеет **полный набор необходимых нормативных актов** либо систему прецедентов, которые используются для регулирования горных отношений.

В специализированную отрасль горного законодательства за последние десятилетия за рубежом сформировалось законодательство о нефте- и газодобыче. Здесь сложилась система пользования недрами в целях разведки и разработки, отличающаяся от общей системы разрешений на разведку и добычу, утвердились иные сроки деятельности предприятия и формы отношений.

Главной задачей в развитии законодательства является наполнение нормативной базы в отраслях ТЭК и прежде всего за счет создания нормативных актов, формирующих механизм применения законодательства. В этой области в

[1] См. Журнал горнопромышленников «Берг привилегии». – 2010. – № 1.

[2] Закон РФ «О газоснабжении» трудно отнести к законодательству о недропользовании, т. к. он в основном регулирует отношения по реализации газа и утверждению монопольной позиции Газпрома РФ.

первостепенной разработке нуждаются отношения, направленные на учет национальных интересов России, защиту права государственной собственности, а также укрепление прав российского недропользователя.

Необходима разработка и принятие основополагающих актов и прежде всего закона «О нефти и газе», в котором необходимо урегулировать не только существенно измененный порядок предоставления и использования участков недр, но и широкий круг инвестиционных отношений. Особенно важно это в связи со значительными изменениями и поправками, недавно внесенными в этой области.

Изменение концепции права государственной собственности на недра

Наиболее сложными и запутанными в горном законодательстве являются проблемы права собственности на недра. Закрепленное в Конституции РФ и Законе «О недрах» право государственной собственности на недра в настоящее время предполагает в форме государственной собственности федеральную собственность и собственность субъектов федерации. В соответствии со ст. 72 владение пользование и распоряжение этой собственностью находится в ведении федерации и субъектов федерации.

Концепция совместного владения, пользования и распоряжения государственной собственностью, с нашей точки зрения, является тупиковой для решения. Поэтому сейчас все большее признание находит единая государственная политика использования недр, не разделенная на федеральную и политику субъектов федерации.

Главный вопрос здесь в правильном учете экономических интересов федерации, регионов и местного населения. Он может быть решен путем распределения доходов и прибыли от недропользования в определенных закрепленных в Конституции РФ пропорциях.

Зарубежное законодательство в большинстве своем также основывается на концепции права государственной собственности на недра, однако с теми поправками, которые позволяют оперировать этим правом в публично-правовых интересах. Публично-правовой характер собственности на недра предполагает возможность публичного воздействия на горные отношения органов местного самоуправления и граждан на всех этапах использования недр.

С этих позиций право собственности на недра ограничивается: в целях общественной безопасности (установление противопожарных правил, стандартов разведки и добычи полезных ископаемых, норм техники безопасности и норм, направленных на предотвращение экологического вреда); в целях получения экономических результатов для населения, запрещения добыча полезных ископаемых на площадях под городами, населенными пунктами и заповедными территориями; в целях сохранения определенного уровня добычи полезных ископаемых, для создания и сохранения стратегических запасов и резервов.

В этом же направлении развивается система защиты прав государственной собственности на недра от иностранного пользователя.

В большинстве развитых горнодобывающих стран суть споров о праве государственной собственности урегулирована установлением в законах прав на определенные пропорции доходов от эксплуатации недр между федерацией и ее субъектами, а не в дележе права собственности.

В иных случаях устанавливается четкое разграничение компетенции федерации и субъектов с четким признанием верховенства федерации, как в ФРГ.

Таким образом, переход к рыночным отношениям в регулировании недропользования требует пересмотра концепции права собственности на недра в российском законодательстве, в том числе и с учетом современных тенденций развития зарубежного горного законодательства.

Управление нефтегазовым комплексом

Анализ организации управления нефтегазовым комплексом показывает, что вследствие политики невмешательства в деятельность горнодобывающих предприятий и отсутствия надлежащей законодательной базы для регулирования контрольно-надзорной деятельности государственных органов специального управления в области ТЭК, федеральные министерства и ведомства в этой области и их органы на местах перестали осуществлять контроль за недропользованием, что отрицательно сказывается и на производстве и на бюджетных отношениях. Во многом это связано с нечеткими правами этих ведомств, отсутствием финансирования и квалифицированных кадров. Хотя, следует заметить, что и существующие обязательства лицензий и лицензионных договоров, соглашения дают правовую основу для осуществления государственного контроля за недропользованием, через систему специализированных органов управления.

Анализ зарубежного опыта показывает, что существуют жесткие системы административного контроля в сфере ТЭК, которые осуществляют производственный, экономический и финансовый контроль за деятельностью подконтрольных им отраслей горного производства.

В России, в условиях частых перестроек, управление нефтегазовым комплексом нестабильно. Сейчас в управлении нефтегазовым комплексом участвуют Минэнерго, Минприроды, Минэкономики, Министерство по делам налогов и др. Кроме федеральных органов в этом процессе одновременно участвуют органы государственной власти субъектов федерации. Функции предоставления недр в пользование нечетко разграничены, оторваны от контроля за самим недропользованием, а также от регулирования условий соглашений о добыче углеводородов.

В отличие от нашей системы управления нефтегазовым комплексом, за рубежом функции государственного управления обычно сосредоточиваются в одном органе (обычно горном или нефтяном министерстве). А нередко эти функции возлагаются на специально создаваемые публичные государственные корпорации, обладающие как делегированными государственными полномочиями по управлению нефтегазовыми отношениями от имени государства (выработкой условий концессионных соглашений и лицензирования), так и хозяйственными функциями, например по получению и сбыту государственной доли добытой нефти, ее экспорту, либо денежными расчетами за выделяемую государству нефть при СРП.

В этом законодательстве выработаны принципы и порядок принятия управленческих решений, ответственности. Обычно существует ограниченное, точно установленное количество инстанций, органов и должностных лиц, обладающих высокой ответственностью и достаточными полномочиями для выполнения своих функций, четко оговоренных в законодательстве. Показателен в этом отношении Горный закон ФРГ.[1]

Как правило, для управления ТЭК за рубежом создаются специализированные государственные структуры: министерства или самостоятельные департаменты. По такому пути пошла Норвегия, которая с обнаружением около 20 лет тому назад крупных углеводородных месторождений создала Министерство нефти и энергии. И это министерство занимается администрированием в области нефтегазовой промышленности. Интересным является то, что в этом министерстве функционирует не имеющий аналога в нашей стране отдел государственного участия, отвечающий за осуществление государством полномочий собственника по отношению к государственной нефтяной компании «Статойл»[2] и управление специальным органом называемым «Прямой Государственный Финансовый Интерес», который получает поступающую от «Статойл» нефть как государственную долю. Намечающаяся частичная приватизация государственной компании «Статойл» предполагает закрепить за ней статус частной полугосударственной компании, которой будут делегирован ряд функций государственных органов по управлению нефтяным комплексом Норвегии.

Все чаще функции управления нефтегазовым комплексом передаются специализированным публичным (а иногда и частным) нефтегазовым корпорациям, специально создаваемым для решения множества не только управленческих, но и коммерческих проблем, несвойственных государственному аппарату управления. Таковы Канадская федеральная корпорация «Петро-Канада»[3], мексиканская государственная нефтяная компания «Пемекс», в Индонезии «Петрамина», в Бразилии «Петробраз».

Все они наделяются государством специальной правоспособностью и властными полномочиями в области управления нефтегазовыми отношениями.

Развитие этой области законодательства становится особенно важным в связи с тем, что государство с переходом к рыночной экономике ослабило свое влияние на развитие Природоресурсного комплекса.

Возникает необходимость в сочетании административных и экономических методов государственного воздействия и это должно проявляться не только в создании «единого государственного координационного органа» центра, предусмотренного в рекомендациях Сахалинской международной конференции 2000 г., но и главным образом разграничить сферы влияния и ответственность министерств и ведомств, пересмотреть и уточнить компетенцию государственных органов власти и управления общей компетенции, органов управления специальной компетенции, в частности по управлению фондами недр, четко разграничить компетенцию федеральных органов и органов субъектов федерации в регулировании разведки и эксплуатации недр.

На базе принятых в виде правительственного постановления «Единых правил пользования недрами», пересмотренных положений о министерствах и ведомствах федерации может осуществляться деятельность по контролю за соблюдением условий выполнения лицензионных требований, требований к техническим проектам, планам и схемам развития горных работ, контроль за недопущением разубоживания полезных ископаемых, соблюдением правил выборочной выемки запасов полезных ископаемых, недопущением сверхнормативных потерь и т. п., для чего должны быть разработаны конкретные методики учета указанных факторов.

Поиск и разведка полезных ископаемых

В большинстве зарубежных стран в горном законодательстве сформированы блоки законодательства о правовом положении и формах государственного контроля за деятельностью предприятий и организаций в горнодобывающих отраслях.

Владелец прав на поиск и разведку, действуя в рыночных условиях, должен представлять программу работ и ежегодный отчет о проведенных работах. К основным обязанностям недропользователя в этой области относится предоставление гарантий или обеспечение возмещения возможного ущерба от деятельности горного предприятия, включая обязанность по рекультивации почв.

---

[1] См. *Клюкин Б.Д.* Горные отношения в странах Западной Европы и Америки, Изд-во. «Городец», 2000. – С. 285.

[2] Несмотря на то что «Статойл» полностью принадлежит государству, все компании, входящие в группу «Статойл», осуществляют свою деятельность на тех же принципах, что и компании в частном секторе экономики.

[3] Канадская федеральная корпорация «Петро-Канада», созданная в 1975 г. для обеспечения нужд страны в нефтепродуктах и в целях защиты национальной экономики, прежде всего от его могущественного соседа, является типичным примером создания смешанных управляющих и хозяйствующих структур.

Что касается самого процесса геологоразведочных работ, то он в очень незначительной мере регулируется правовыми актами. Его регулирование осуществляется чаще всего нормативными актами подзаконного характера, либо, как и у нас, направляется с помощью научно-практических рекомендаций и методик, а также разрабатываемой внутри фирм нормативной документацией.

Правовой режим добычи полезных ископаемых

Сейчас становится очевидным, что в более четком урегулировании на федеральном уровне нуждается сфера промышленной эксплуатации недр. В этой области необходимо Федеральное законодательство об условиях разработки недр и условиях горных работ по промышленной эксплуатации, о правовом положении горных предприятий, обеспечивающие их права и стабильное существование, с закреплением правовых особенностей статуса, специфических форм их деятельности.

Характерной чертой горного законодательства об эксплуатации недр в мире является то, что направлено оно главным образом не на прямое регулирование отношений по добыче полезных ископаемых, а на создание правовых условий для развития горного производства.

Наиболее подробно эти вопросы регулируются в базовых горных законах. Так, в § 16 Горного закона ФРГ 1980 г. четко определяются форма, содержание и дополнительные требования к эксплуатации недр.[1]

Несмотря на сугубо рыночный характер отношений в ФРГ, в соответствии с горным законодательством обязательным является планирование горнопромышленной деятельности предприятия.

В § 53 Горного закона ФРГ планирование производственной деятельности недропользователя регулируется более детально. Германский закон предполагает обязательную подготовку плана прекращения горных работ и закрытия предприятия. В этих целях для прекращения работ должен быть составлен заключительный производственный план. Он должен содержать точное описание технического осуществления и порядка закрытия, предусматривать продолжительность намеченной приостановки работ, данные о ликвидации промышленного оборудования и сооружений или о применении их для других целей.

В законодательстве Германии устанавливается также порядок утверждения производственного плана предприятия.

По французскому горному законодательству эксплуатация шахт (рудников), в том числе расположенных на земельных участках, находящихся в частной собственности, допускается лишь на основе концессии, выдаваемой государством (ст. 21 Горного кодекса), в том числе и для собственников земельных участков, в которых обнаружены полезные ископаемые.

Горный кодекс Франции устанавливает в ст. 100, что постановление, разрешающее эксплуатацию, подтверждает исключительное право на эксплуатацию в установленном объеме, определяемом периметром и двумя отметками глубины с указанием лимита объема добычи.

Горный кодекс не устанавливает иных условий для получения права на концессию кроме требований, относящихся к финансовым и техническим возможностям заявителя эксплуатировать месторождение (ст. 25). Оценка этих возможностей предоставлена на усмотрение администрации..

Право недропользования в США приобретается на основании и в порядке удовлетворения заявки на разведку или разработку полезных ископаемых либо посредством заключения сделок.

Договорные формы недропользования

Наряду с развитием форм административно-правового регулирования горных отношений на основе разрешительной лицензионной системы, важное место должно занять и расширяющееся гражданско-правовое регулирование, предусматривающее развитие договорных условий в этой сфере.

Договорные формы отношений существуют в подавляющем большинстве зарубежных стран. Договорные формы концессий и контрактов после распада социалистического лагеря были приняты в подавляющем большинстве стран СНГ, и прежде всего в странах, входивших в состав СССР (Азербайджан, Казахстан Туркменистан), в которых запасы нефти и газа составляют единственный реальный источник доходов и подъема экономики.

Договор в сфере горных отношений в зарубежном горном праве признается институтом, без которого вообще невозможно функционирование системы горных отношений. С их помощью регулируются отношения по добыче и разведке полезных ископаемых, связи между собственником и управляющими структурами, процессы кооперации производства и централизации капитала, инвестирования, налоговых отношений. Эти договоры все чаще приобретают характер типовых соглашений, выступая, таким образом, равноправным источником правового регулирования наряду с законом.

Важнейшей формой организации горного производства является концессия, которая в настоящее время составляет основу горных отношений во многих странах. На нее опирается французское горное законодательство, ей посвящен специальный раздел в Горном кодексе.[2]

---

[1] См. *Клюкин Б. Д.* Горные отношения в странах Западной Европы и Америки. – Изд-во «Городец», 2000. – С. 307–318.

[2] Там же, с. 235–242.

Характерной чертой современного развития концессионных отношений за рубежом является то, что они строятся на базе детально разработанного законодательства о концессиях, урегулированности обязательственных отношений в гражданском праве, что позволяет в равной мере защищать интересы государства и концессионеров.

В отличие от публичного административного регулирования через разрешения на основе лицензионной системы, договорные отношения демонстрируют индивидуальный подход государства на основе конкретных договоров, например, с концессионером, соглашения о разделе продукции, арендные и другие договоры о пользовании недрами.

С государственных позиций концессия представляется весьма выгодной формой отношений государства с недропользователем. Расходы держателей концессии составляют: ежегодная собираемое государством плата за гектар концессионной территории, плата за тонну извлеченного полезного ископаемого, а также собираемое администрацией района, городской администрацией роялти за ежегодную добычу по установленным ставкам. Концессионеры облагаются общими для всех недропользователей налогами и податями, включая налог на корпоративную прибыль.

Обращаясь к мировой практике регулирования концессионных отношений, следует отметить, хотя она и урегулирована, как правило, законодательными актами, однако предоставляет широкие возможности для утверждения договорных отношений между концессионером и государством.

Предоставляющее концессию государство часто уже в законодательстве отрегулировало правовой режим концессии, основные права и обязанности сторон в концессионных отношениях Обычно эти нормы содержатся в гражданских кодексах, общих горных законах и кодексах, а также в специальном горном законодательстве о добыче углеводородов и др.

При поиске и разведке месторождений кроме компаний (корпораций) широко применяются и другие организационно-правовые формы создания поисковых предприятий, позволяющие использовать договорные отношения, такие как товарищества, опционы и др., для привлечения инвестиций.[1]

Довольно распространенной формой в недропользовании являются соглашения о предоставлении услуг с риском обычно выражаются в двух видах: в первом риск распределяется между сторонами соглашения, во втором – падает на компанию-подрядчика, который несет весь риск поисково-разведочных работ.

Все перечисленные здесь и иные существующие в зарубежном горном законодательстве формы отношений в недропользовании могут быть использованы и в Российском законодательстве. Каждая из этих форм, установленных российским законодательством, в соответствии с Конституцией РФ, требует законодательного закрепления.

Для преодоления сложившегося отставания в регулировании горных отношений было бы необходимо:

а) выработать план законопроектной деятельности как долгосрочный, так и на первоочередную разработку необходимых нормативных актов;

б) усилить государственное влияние на развитие горного производства на базе уже изданного законодательства, норм и положений горного права;

в) в рамках действующего законодательства разработать подзаконные акты о механизме применения действующих в этой отрасли законодательных и иных актов;

г) расширить базу гражданско-правового воздействия на отношения в горнодобывающих отраслях в случаях несоблюдения сторонами договорных отношений, в случаях возмещения причиняемого ущерба, ускорить разработку законодательства о концессиях и других договорных формах в недропользовании.

Важнейшее значение приобретает сейчас разработка нормативных актов, направленных на учет национальных интересов России, а также развитие глобальных процессов сотрудничества с зарубежными партнерами в решении технических, технологических, экономических, экологических и социальных проблем.

В целом, для совершенствования горных отношений должен быть задействован весь комплекс законодательства: горного, земельного, гражданского, финансового и экологического.

Анализ зарубежного законодательства показывает, что в последние десятилетия горное законодательство зарубежных стран существенно изменилось, приспосабливаясь к новым реалиям, Этот процесс показывает, что в большинстве зарубежных стран сохраняется принцип государственной собственности на недра. Сохраняется и укрепляется функция государственного управления недропользованием, особенно в ФРГ, Франции. Современная ситуация заставила многие страны принять в последние годы законодательные акты о политике в области минерально-сырьевого комплекса либо о стратегии в области развития топливно-энергетических ресурсов и порядке их использования в своих странах. Тенденция развития этого законодательства привела к развитию интеграции и выделению таких новых отраслей в этом законодательства, как отрасль законодательства о нефти и газе, радиоактивных полезных ископаемых и др.

[1] См. *Клюкин Б. Д.* Горные отношения в странах Западной Европы и Америки. – Изд-во «Городец», 2000. – С. 156–167.

ИЗУЧЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РЕАГЕНТА СНПХ-9633 ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ДВИЖЕНИЯ ВОДЫ В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРОВЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Ю.А. Корнильцев, О.Б. Собанова

ОАО «НИИнефтепромхим»», г. Казань

В результате длительной эксплуатации нефтяных месторождений происходит интенсивный рост обводненности продукции добывающих скважин.

В однородных по проницаемости пластах основной причиной обводнения является так называемая вязкостная неустойчивость. В неоднородных по проницаемости пластах приток воды происходит по зонам высокой проницаемости. Наличие трещин существенно осложняет разработку. Трещины вносят качественные изменения в процесс фильтрации жидкости вообще, в том числе и в процесс вытеснения нефти [1–3].

Проницаемость трещин ($К_т$) определяется формулой Бруссинеска:

$$К_т = b^2/12,$$

где b – раскрытость трещин.

При раскрытости трещин b = 0,012 мм ее проницаемость – ~ 11,5 мкм^2, а при b = 0,1 мм – уже 830 мкм^2. То есть проницаемость трещин в десятки и сотни раз выше проницаемости блоков матрицы. Вклад притока жидкости по блокам и трещинам будет существенно различен, и это скажется при двухфазной фильтрации вода – нефть, так как приток воды по трещинам будет опережать приток нефти из блоков.

В соответствии с исследованиями характера влияния трещин на вытеснение нефти из трещиновато–поровых коллекторов [1] трещины можно разделить на следующие группы:

- трещины короткие и в объеме пласта расположены хаотично. Все направления трещин равновероятны. В этом случае анизотропия по гидропроводности отсутствует;
- трещины короткие, но имеют одно доминирующее направление. В этом случае имеет место различие гидропроводностей вдоль и поперек трещин;
- трещины достаточно протяженные. Они или пронизывают дренируемый элемент пласта или имеют достаточную гидродинамическую связь между собой, которые разделены небольшим элементом пористого блока.

Для первой группы все направления фильтрационного потока равноправны, как и в изотропном пласте. Влияние трещин на процесс разработки проявляется в том, что уменьшается безводный период добычи нефти. Особенность трещиноватости второй и третьей группы в том, что зависимость характера разработки резко возрастает от расстановки скважин относительно трещин, определяющих систему заводнения.

Самый плохой случай показан на рис. 1, когда направление трещиноватости совпадает с диагональю ячейки или близко к ней. Под воздействием нагнетательных скважин №№ 2 и 4 вытеснение осуществляется поперек трещин, а со стороны скважин 3 и 5 – вдоль. Если бы скважины №№ 3 и 5 не работали, то охват заводнением был бы на 20–30% выше, чем в изотропном пласте (область А рис. 1). Воздействие нагнетательных скважин №№ 3 и 5 в данном случае отрицательно: охват заводнением в этом направлении как при работающих скважинах №№ 2-4, так и без них, существенно уменьшается (область Б рис.1). Нефть из трещин быстро вытесняется водой и она начинает поступать в добывающую скважину.

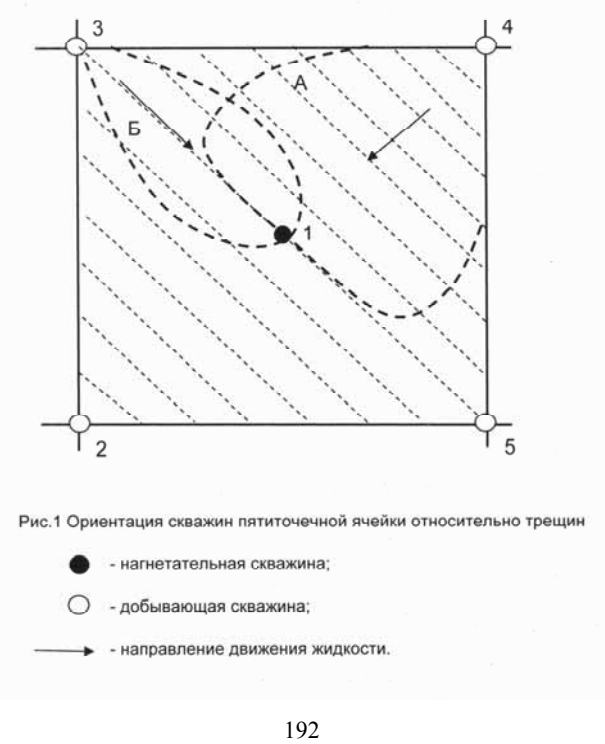


Рис.1 Ориентация скважин пятиточечной ячейки относительно трещин

● - нагнетательная скважина;

○ - добывающая скважина;

→ - направление движения жидкости.

В опытах на модели трещиновато-порового пласта с проницаемостью трещин ~10–12 мкм^2 и матрицы ~0,2 мкм^2 при поочередном воздействии со стороны скважин №№ 2 и 4 и №№ 3 и 5 разница между притоками жидкости в добывающую скважину №1 отличается в 2–3 раза. Процесс вытеснения нефти практически идет со стороны скважин №№ 2 и 4 поперек трещин.

В пятиточечной схеме расстановки (рис.1) одни и те же скважины для разных ячеек выполняют двоякую роль. Например, скважины №№ 3 и 5 для рассматриваемой ячейки работают вдоль трещин, а для соседних – поперек трещин. Скважины №№ 2 и 4, наоборот, для данной ячейки действуют поперек трещин, а для соседних – вдоль трещин. Это приводит к тому, что в системе пятиточечных ячеек в каждой из них будет иметь место интенсивный приток воды к добывающей скважине.

Для ограничения притока воды к скважине или выравнивания фронта вытеснения нефти в промысловых условиях используются различные реагенты. В последние годы во многих регионах Урало-Поволжья для этих целей применяется реагент СНПХ-9633, представляющий собой углеводородную композицию поверхностно-активных веществ (ПАВ) [4], которая при смешении с водой образует эмульсионные системы с внешней углеводородной фазой, устойчивые к размыванию водой и легко разрушающиеся при контакте с нефтью.

С целью подтверждения возможности блокирования трещин и ограничения притока воды по ним с помощью реагента СНПХ-9633 был выполнен ряд экспериментов. Опыты проводились на площадной модели трещиновато-порового нефтяного пласта размером 0,5х0,5 м, имитирующей элемент пятиточечной системы расстановки скважин (рис.1). Объем модели составлял ~6500 см^3 при среднем объеме пор ~2100 см^3 ($V_{пор}$). Пористая среда (насыпная) – гидрофильный молотый кварцевый песок, обеспечивающий проницаемость модели 0,2–0,25 мкм^2 и менее. Трещины моделировались с помощью металлических сеток из нержавеющей стали. Основой трещины служила каркасная сетка с ячейкой 0,5 – 1,0 мм, обтянутая с двух сторон сеткой с ячейкой ~0,05 мм. При этом проницаемость трещин ($К_т$=10^{-11}мкм^2) в ~50 раз превышала проницаемость блоков пористой среды. Моделью нефти в проведенных экспериментах служило трансформаторное масло с добавлением объемных 5 % девонской нефти Ромашкинского месторождения. В качестве остаточной и вытесняющей воды использовалась модель пластовой воды.

При проведеннии опытов был выбран самый сложный вариант условий разработки. Это случай, когда трещины имеют сквозную гидродинамическую связь и их направление совпадает с направлением линий, связывающих угловые нагнетательные ячейки №№ 3 и 5 (рис.1). Трещины вертикальные по всей толщине модели.

Углеводородная композиция ПАВ СНПХ-9633 – селективная, в районе добывающей скважины №1 эмульсионные системы будут разрушаться под действием нефти. При этом блокирующая способность реагента СНПХ-9633 будет подтверждаться уменьшением притока воды по трещинам со стороны скважин №№ 3 и 5.

Если разработчику неизвестно детальное строение трещиноватого пласта, то заводнение осуществляется сразу через все нагнетательные скважины №№ 2÷5.

В ходе данного исследованиям было проведено 5 экспериментов: один – вытеснение нефти из модели водой (базовый вариант) и 4 опыта совместно с закачкой реагента СНПХ-9633. Результаты представлены в таблице, а динамика вытеснения жидкостей показана на рис. 2–6.

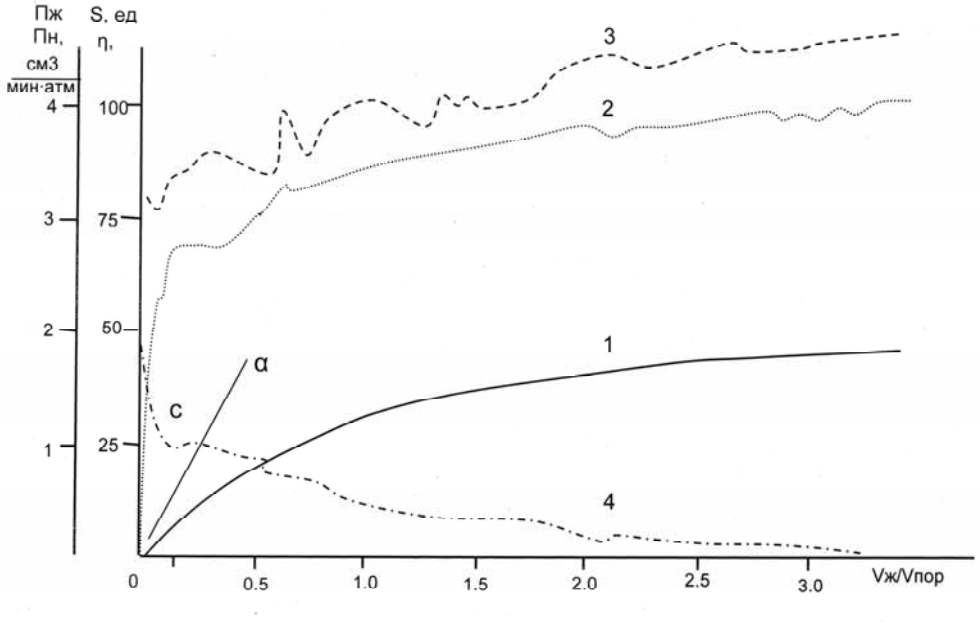


Рис. 2 Динамика вытеснения нефти минерализованной водой из пятиточечного элемента трещиноватого пласта (базовый вариант)
1- коэффициент извлечения нефти (η); 2 - обводненность (s); 3 - продуктивность по жидкости (Пж); 4 - продуктивность по нефти (Пн)

На рис. 2 приведена динамика вытеснения нефти водой без закачки реагента СНПХ-9633 (базовый вариант). Из-за малого объема трещин нефть из них быстро вытесняется и после закачки 0,15 $V_{пор}$ воды в трещинах, примыкающих к оси диагонали в направлении скважин №№ 3 и 5, нефти практически не остается. На кривой продуктивности по нефти 4 это точка С. Обводненность продукции к этому моменту составляет 72 %, а при закачке 0,5 $V_{пор}$ – 80 %. Поскольку имеет место ранний прорыв воды в добывающую скважину, то кривая нефтеотдачи (1) не имеет прямолинейного участка, соответствующего безводному периоду разработки и проходит намного ниже линии α. Продуктивность по нефти снизилась (кривая 4), в то время как продуктивность по жидкости возросла (кривая 3). То есть темп разработки по отношению к темпу закачки упал. Нефтевытеснение практически осуществлялось под действием скважин №№ 2 и 4 поперек трещин, где скорость фильтрации определяется проницаемостью блоков и вязкостью нефти. Трещины в зоне действия скважин №№ 2 и 4 способствуют выравниванию фронта и увеличению охвата заводнением. В итоге после прокачки ~ 3,5 поровых объемов воды коэффициент извлечения нефти достиг значения 0,45 (кривая 1 рис. 2, табл.) при обводненности продукции 98 % (кривая 2). Но КИН оказался ниже, чем если бы пласт был изотропен и трещины отсутствовали. Это связано с тем, что в зоне действия скважин №№ 3 и 5, хотя и в узкой зоне заводненных трещин, нефть из блоков полностью не вытесняется.

Таблица

Результаты опытов по вытеснению нефти из модели трещиновато-пористого пласта водой (базовый вариант) и с применением реагента СНПХ-9633

Параметры	Базовый вариант	С закачкой реагента СНПХ-9633			
		Опыт № 1	Опыт № 2	Опыт № 3	Опыт № 4
Объем пор ($V_{пор}$), см^3	2210	2164	2075	2115	2110
Пористость, ед.	0,34	0,33	0,319	0,325	0,32
Начальная. водонасыщенность, %	27,2	26,8	26,7	27,5	25,4
Вязкость нефти, МПа·с	23	21,5	20,16	20,55	23
Отношение продуктивностей (П) до закачки оторочки реагента по воде* по нефти*	 1,84 2,0	 2,5 2,33	 2,5 3,0	 2,17 2,4	 1,9 2,0
Объем воды, закачанной до реагента ($V_{воды}$ /$V_{пор}$), ед	-	0,7 (0_1); 1,46 (0_2)	1,5	0,88	0,3
Обводненность продукции (S) перед закачкой реагента,%	-	79 (0_1); 90 (0_2)	94	83	84
Объем оторочки реагента ($V_{реагента}$ / $V_{пор}$), ед	-	0,013 (0_1); 0,015 (0_2)	0,018	0,014	0,025
КИН перед закачкой реагента, ед.	-	0,2 (0_1); 0,3 (0_2)	0,45	0,26	0,15
Максимальное снижение обводненности продукции (S), на %	-	23	54	68	57
Конечный КИН, ед.	0,45	0,62	0,58	0,56	0,46
Прирост КИН по сравнению с базовым вариантом, на ед.	-	0,17	0,13	0,11	

*отношение продуктивностей $\xi = П_в/П_п$, где

$П_в$ – продуктивность, замеренная вдоль трещин от скважин №№ 3 и 5, см^3/мин.·атм;

$П_п$ – продуктивность поперек трещин от действия скважин №№ 2 и 4, см^3/мин.·атм.

Последующие опыты №№ 1–4 проводились аналогично базовому, но с использованием углеводородной композиции ПАВ СНПХ-9633. В опытах №№ 1–3 реагент закачивался через добывающую скважину №1, а в опыте № 4 – через нагнетательные №№ 2–5.

Опыт № 1. Через трещиновато-поровую модель пласта по нагнетательным скважинам №№ 2–5 прокачивалась вода (в количестве 0,72 $V_{пор}$) до достижения обводненности продукции ~ 80 %, при этом коэффициент извлечения нефти составил 0,2. Затем в добывающую скважину № 1 вводилась оторочка композиции ПАВ (0_1) Ее закачка осуществлялась до появления реагента по трещинам в скважинах №№ 3 и 5 (в количестве 28 см^3 или 0,013 $V_{пор}$). После этого процесс останавливался на сутки (как и во всех последующих опытах), после чего продолжали вытеснение водой через нагнетательные скважины №№ 2–5 до стабилизации обводненности продукции (~90 % через 1 $V_{пор}$). Однако снижение обводненности продукции в данном случае было кратковременным, что, по-видимому, связано с недостаточным количеством введенного в пласт реагента (табл., рис. 3 кривая 2), хотя темп прироста нефтеизвлечения вырос (кривая 1). Это объясняется тем, что продуктивность по жидкости (приток воды по трещинам) снизилась (кривая 3), тогда как продуктивность по нефти уменьшилась несущественно (кривая 2). То есть наблюдалось резкое уменьшение поступления воды в скв. №1. В целом соотношение притока воды и нефти оказалось таковым, что темп

вытеснения нефти (кривая 1) возрос. Поскольку после закачки вслед за оторочкой реагента (0_1) 1,06 $V_{пор}$ воды на кривой нефтеотдачи наметилось выполаживание, через скважину №1 была введена дополнительно вторая оторочка СНПХ-9633 (O_2) объемом 0,015 $V_{пор}$ (32 $см^3$). После этого при последующем вытеснении водой приток последней по трещинам еще снизился, что привело к постепенному уменьшению обводненности продукции вплоть до 67 % (на 23 %) через 0,7 $V_{пор}$, тогда как продуктивность по нефти почти не изменилась. Темп нефтевытеснения резко возрос (кривая 1) вследствие того, что воздействие со стороны скважин №№ 2 и 4 увеличилось, а паразитарный приток воды по трещинам от скважин №№ 3 и 5 ослаб. В дальнейшем обводненность продукции стала увеличиваться, а КИН стабилизировался. В итоге КИН после прокачки 2,5-3 $V_{пор}$ воды достиг 0,62 (против 0,45 в базовом варианте), то есть существенно вырос (на 0,17).

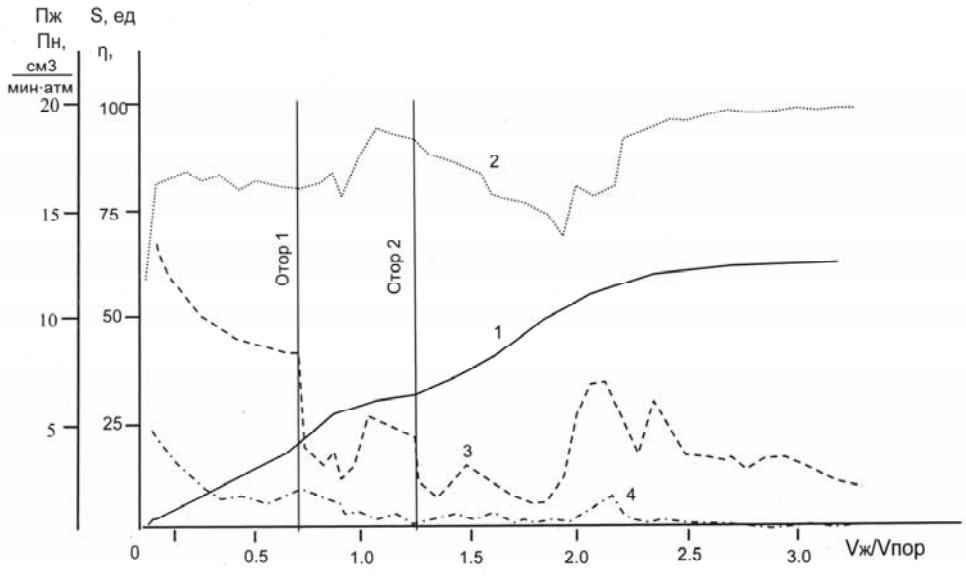


Рис. 3 Динамика вытеснения нефти минерализованной водой из пятиточечного элемента трещиноватого пласта (опыт №1)
1- коэффициент извлечения нефти (η); 2 - обводненность (s); 3 - продуктивность по жидкости (Пж); 4 - продуктивность по нефти (Пн)

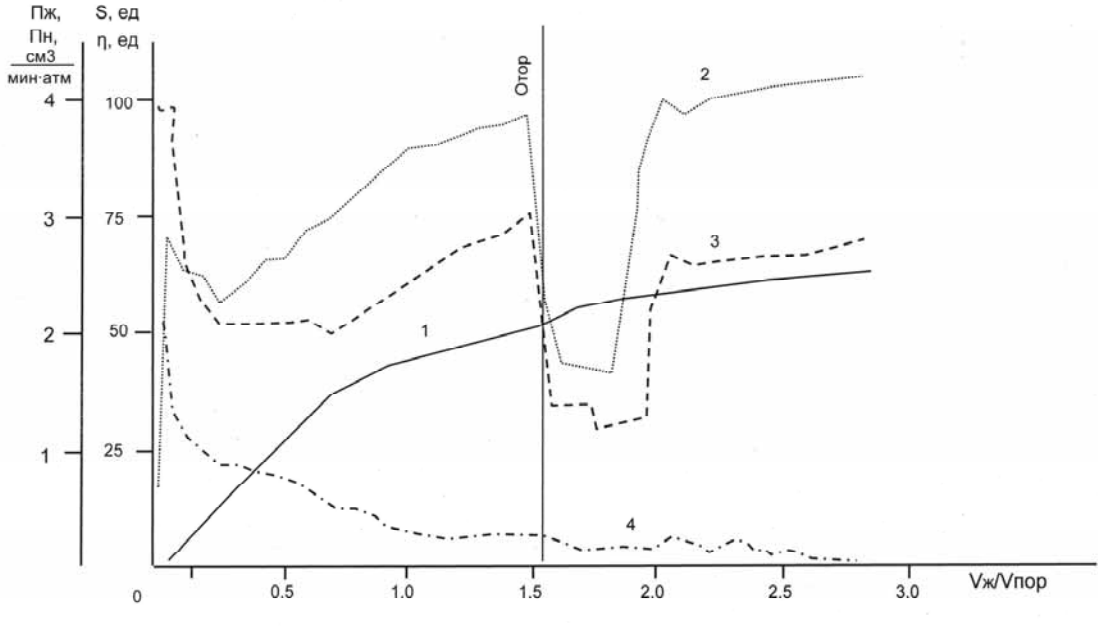


Рис. 4 Динамика вытеснения нефти минерализованной водой из пятиточечного элемента трещиноватого пласта (опыт №2)
1- коэффициент извлечения нефти (η); 2 - обводненность (s); 3 - продуктивность по жидкости (Пж); 4 - продуктивность по нефти (Пн)

Опыт № 2. В этом опыте объем оторочки, закачанной через добывающую скважину № 1, составил 0,018 $V_{пор}$ (37 $см^3$). Оторочка реагента была введена на стадии, когда заводнение составило 1,5 $V_{пор}$ пласта, а текущее значение КИН достигло 0,46 (табл., рис. 4). Если сравнивать с базовым вариантом, то в этом случае перед закачкой реагента в пласте подвижной нефти практически не осталось. Максимальное снижение обводненности продукции после

воздействия реагентом и последующего вытеснения водой составило 54 % (уменьшилась с 94 % до 40 %). То есть применение композиции СНПХ – 9633 и при высокой степени выработанности позволило увеличить коэффициент нефтевытеснения (на 13 % по сравнению с базовым вариантом). Интересно, что хотя продуктивность по нефти при закачке воды после оторочки реагента не возросла, продуктивность по жидкости (и особенно по воде) резко снизилась, причем она осталась ниже, чем до воздействия и после введения 1,5 $V_{пор}$ воды вслед за оторочкой СНПХ-9633,.

Опыт № 3. Реагент подавался через добывающую скважину № 1 после закачки 0,88 $V_{пор}$ воды, когда КИН достиг значения 0,26 при обводненности продукции 82 % (табл., рис. 5). Объем оторочки реагента составил до 0,014 $V_{пор}$ (29 $см^3$). Снижение обводненности в результате воздействия СНПХ-9633 оказалось существенным – до 12% (уменьшилась на 68 %). КИН после закачки 1,5 $V_{пор}$ воды достиг значения 0,56, а его прирост по сравнению с базовым вариантом составил 0,1.

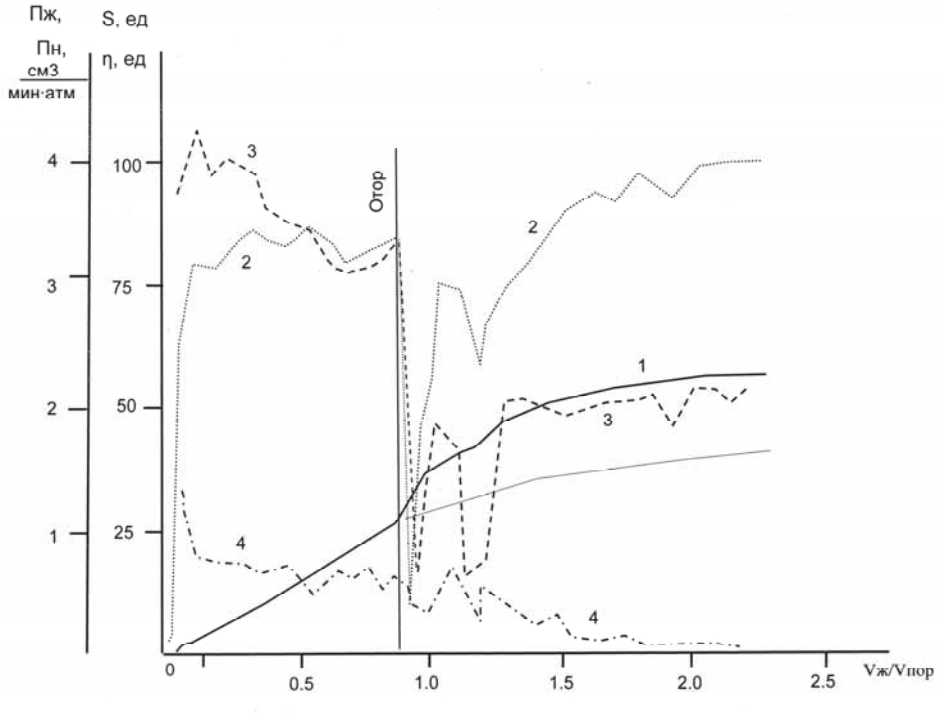


Рис.5 Динамика вытеснения нефти минерализованной водой из пятиточечного элемента трещиноватого пласта (опыт №3)

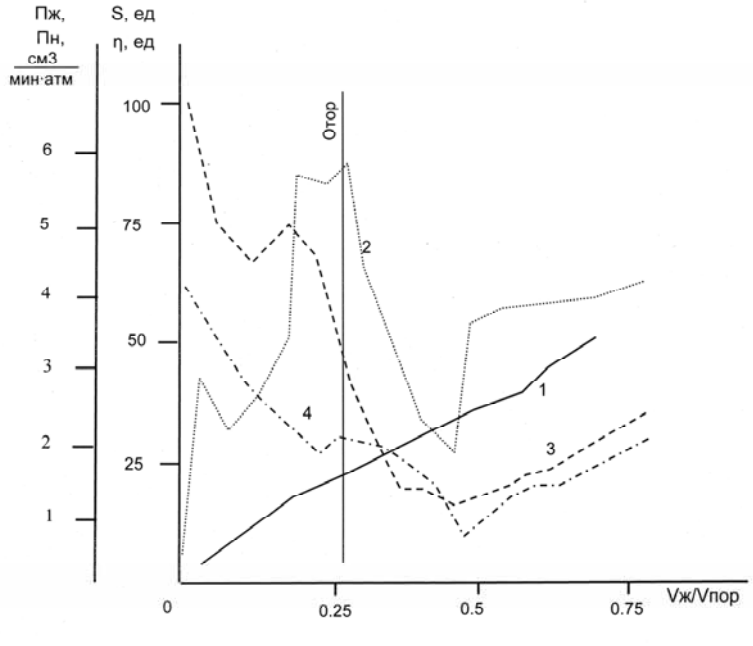


Рис.6 Динамика вытеснения нефти минерализованной водой из пятиточечного элемента трещиноватого пласта (опыт №4)
1- коэффициент извлечения нефти (η); 2 - обводненность (s); 3 - продуктивность по жидкости (Пж); 4 - продуктивность по нефти (Пн)

Опыт № 4. В отличие от предыдущих опытов реагент подавался в модель через нагнетательные скважины №№ 3 и 5 с целью блокирования трещин в призабойной зоне этих скважин. Реагент вводился после прокачки через модель 0,3 поровых объемов воды при достижении обводненности продукции ~ 86 % и коэффициенте нефтеизвлечения - 0,2. После закачки 10 см^3 реагента в результате преимущественной фильтрации по центральным трещинам он появился в добывающей скважине № 1. Дальнейшая закачка СНПХ-9633 позволила охватить часть блоков и трещин, примыкающих к центральным, но в целом ширина зоны заполнения композицией составила ~ 0,08 расстояния между нагнетательными скважинами №№ 2 и 4 в ячейке. После введения 53 см^3 (0,025 $V_{пор}$) реагента в пористой среде осталось его только 40 см^3 (0,02 $V_{пор}$). Затем процесс, как и в предыдущих опытах, был приостановлен на сутки, после чего закачку воды продолжили во все нагнетательные скважины №№ 2–5. Как видно из таблицы и рис. 6, после возобновления закачки воды обводненность продукции (кривая 2) постепенно стала снижаться вплоть до 26% (на 51%). То есть приток воды по трещинам уменьшился и начался рост коэффициента нефтевытеснения (кривая 1). К сожалению, при закачке воды в количестве около 0,2 $V_{пор}$ после ввода реагента опыт по техническим причинам был прекращен. К этому моменту КИН составил 0,46.

На основании проведенной серии экспериментов окончательные выводы пока делать преждевременно, поскольку различный характер трещиноватости и расположение скважин относительно них, а также объем закаченного реагента вносят коррективы в характер изменения обводненности и процесс вытеснения нефти.

Тем не менее выполненные опыты однозначно показывают, что использование реагента СНПХ – 9633 в трещиновато - поровом коллекторе способствует увеличению коэффициента нефтеизвлечения и сокращению добычи попутно-извлекаемой воды как при закачке углеводородной композиции ПАВ через добывающие, так и через нагнетательные скважины. Реагент СНПХ-9633 способен значительно снижать гидропроводность трещин даже в тех случаях, когда характер трещиноватости и расстановка скважин относительно трещин наименее благоприятны для разработки.

Литература

1. Корнильцев Ю.А. Гидродинамический анализ разработки залежей нефти горизонтальными скважинами. – Казань: «Плутон», 2002. – 230 с.

2. Корнильцев Ю.А. Результаты экспериментально-теоретических исследований по применению ГС для повышения нефтеотдачи пластов // Сб.тр. «Приоритетные методы увеличения нефтеотдачи пластов и роль супертехнологий». – Казань: «Новое знание», 1998.

3. Корнильцев Ю.А., Волков Ю.А., Шарипов Э.А. Результаты изучения процессов нефтеизвлечения из пластов сложного строения через системы вертикальных и горизонтальных скважин // Тез.докл.конф. «Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения». – Казань, 2003. – С.27–28.

4. Собанова О.Б., Федорова И.Л., Краснов Д.В., Былинкин Р.А. Особенности применения углеводородных композиций ПАВ (реагент СНПХ-9633) для увеличения нефтеизвлечения // Материалы Второго международн. научн. симпозиума «Теория и практика методов увеличения нефтеотдачи пластов». – М.: ОАО «ВНИИ», 2009. – Т.1. – С.218–223.

ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИ АКТИВИРОВАННАЯ ВОДА КАК СРЕДСТВО ДОСТИЖЕНИЯ ПОВЫШЕННОЙ СТАБИЛЬНОСТИ КОМПОЗИЦИЙ НА ЛАТЕКСНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

С.В. Крупин, П.И. Церажков

Казанский государственный технологический университет

При изучении технологий ЭХА очень важную роль играет способность активированных систем к релаксации, т.е. к самопроизвольному возвращению к состоянию равновесия физико-химических показателей активированной среды. Наиболее хорошо исследованы и хорошо практически используются процессы анодной и (или) катодной обработки воды (пресной или слабоминерализованной) [1] в электрохимической системе, где только электроны являются переносчиками заряда через границу раздела фаз «электрод-электролит». Вода в метастабильном состоянии называется электрохимически активированной и характеризуется аномальной физико-химической активностью, медленно убывающей во времени.

На стабильность латексов оказывает влияние множество факторов, в том числе и природа дисперсионной среды. Естественно, если оказывать какое-либо активирующее воздействие на последнюю, то становится возможным изменение свойств дисперсии в целом. Феномен электрохимически активированной воды занимает особое место среди объектов исследования физической и коллоидной химии. Несомненно, введение такой воды будет оказывать влияние и на электрокинетические параметры латексов. В данной работе также была поставлена цель – изучить влияние ввода различных количеств электрохимически активированной воды на показатели, оказывающие непосредственное

воздействие на стабильность эмульсии бутадиенстирольного каучука. Зависимости pH и электропроводимости от содержания ЭХА воды в системе представлены на рис. 1, 2.

Рис. 1. Влияние анолита на pH латекса ГПБ.

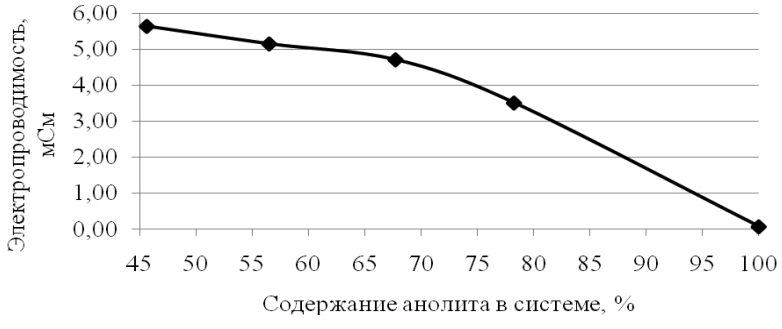


Рис. 2. Влияние анолита на электропроводимость латекса ГПБ.

Результаты данного исследования могут быть полезными при рассмотрении их совместно с изучением природы коллектора, в который производится введение систем с добавлением анолита, ведь внутри порового пространства любого нефтяного пласта создана своя среда, которая характеризуется собственными значениями pH и электропроводимости. Подбирая свойства системы, используемой в качестве агента ограничения водопритоков, в соответствии с параметрами, характерными для пластовой матрицы, можно также влиять на дальность проникновения композиции внутрь пласта, а также на равномерность ее распределения. Кроме того, активированная вода сама по себе может влиять на параметры вытеснения нефтяных флюидов, временно изменяя свойства вытесняющих жидкостей (воды, растворов полимеров, ПАВ и т.п.).

Также в результате эксперимента было показано влияние ввода анолита на значения электрокинетического (ξ) потенциала частиц исследуемой марки латекса (рис. 3).

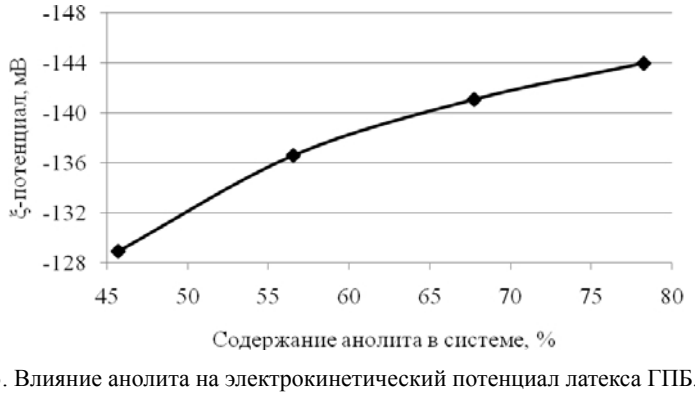


Рис. 3. Влияние анолита на электрокинетический потенциал латекса ГПБ.

Судя по приведенным значениям электрокинетического потенциала в результате ввода ЭХА воды (анолита) можно временно (обычно эффект активации длится до 80 часов) повысить стабильность системы. При помощи технологий, основанных на подобных воздействиях, можно оказывать существенное влияние на дальность проникновения потокоотклоняющих реагентов внутрь пластовой матрицы. Стоит отметить и тот факт, что вода является самым распространенным веществом в нефтедобывающих технологиях и влияние на ее структуру и свойства при использовании ЭХА не является статьей особых затрат, кроме того это экологически чистый продукт. В связи с вышесказанным, следует рекомендовать анолит для дальнейшего изучения в комплексе с латексными изоляционными агентами.

В работе показана возможность временного повышения агрегативной устойчивости латексов при их обработке продуктами электрохимического активирования воды, необходимой при однократной доставке водоограничительного материала на большую дистанцию от нагнетательной скважины.

Литература

1. *Бахир В.М.* Электрохимическая активация: очистка воды и получение полезных растворов / под ред. д-ра техн. наук, проф. В.М. Бахира. – М.: ВНИИИМТ, изд-во «Маркетинг Саппорт Сервисиз», 2001. – 176 с.

КРАТКОВРЕМЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

Н.П.Кузьмичев

ООО «Нефть XXI век»

Кратковременная эксплуатация скважин (КЭС) – эффективный способ эксплуатации мало- и среднедебитных добывающих скважин (Q_0 = 5–80 м^3/сут.), а также мало- и среднеприемистых нагнетательных скважин нефтяных месторождений с помощью УЭЦН. При КЭС кратковременная откачка жидкости из скважины (5–10 минут) чередуется с ее накоплением в скважине (0,5–1,0 час). Забойное давление меняется незначительно (2–5 атм). Поэтому гидродинамические процессы в пластах не отличаются от процессов при непрерывной эксплуатации скважин и, наоборот, существенно отличаются от процессов при периодической эксплуатации скважин. КЭС – квазинепрерывный способ эксплуатации скважин. Он не оказывает отрицательного воздействия на пласты. При КЭС объемы добычи нефти не снижаются, как при периодической эксплуатации скважин.

Для КЭС используют высокопроизводительные УЭЦН ($Q \geq 80$ м^3/сут), станции управления (СУ) с преобразователями частоты (ПЧ) и, как правило, системы погружной телеметрии (ТМС). Плавный пуск с повышенным пусковым моментом, при использовании ПЧ, полностью снимает проблему частых и осложненных пусков.

Главное конкурентное преимущество КЭС – снижение себестоимости добычи нефти. Оно достигается за счет увеличения межремонтного периода (МРП), увеличения объемов добычи нефти, сокращения расхода электроэнергии, сокращения номенклатуры используемого оборудования, сокращения затрат на исследование скважин и технологические операции по повышению дебита скважин. КЭС – наиболее эффективный способ механизированной добычи нефти из мало- и среднедебитных скважин.

Уникальной особенностью КЭС является ослабление или полное исключение негативных проявлений всех основных осложняющих эксплуатацию скважин факторов. В ходе промысловых испытаний доказано, что с помощью КЭС можно эффективно эксплуатировать скважины с выносом мехпримесей, с отложением солей, с высоким газовым фактором, с высокой температурой, с нестабильным притоком, с образованием вязких водонефтяных эмульсий (ВНЭ). КЭС – единственный способ добычи нефти, который с успехом применяется на скважинах, осложненных одновременным воздействием нескольких осложняющих факторов. КЭС незаменима при эксплуатации скважин часторемонтируемого фонда (ЧРФ), а также на скважинах, вводимых в эксплуатацию после бурения и КРС. КЭС дает возможность вернуть в разряд рентабельных значительную долю скважин бездействующего (БД) фонда. КЭС – единственный универсальный способ снижения себестоимости добычи нефти на скважинах осложненного фонда.

Применяя КЭС, конечный потребитель получает скважины с регулируемыми УЭЦН, работающие в автоматическом режиме. При КЭС, даже на скважинах с нестабильным дебитом, стабилизируется важнейший технологический параметр – забойное давление. КЭС является предпосылкой широкого внедрения современных информационных технологий (IT-технологий) и практической реализации концепции «интеллектуализации разработки и эксплуатации нефтяных месторождений» с минимальными затратами.

При КЭС используется серийное оборудование отечественных производителей. Во всех нефтяных и сервисных компаниях имеется развитая инфраструктура для эксплуатации УЭЦН, необходимая при внедрении КЭС. Поэтому для масштабного внедрения КЭС не потребуется значительных финансовых и временных затрат.

КЭС защищена 3 патентами РФ (№ 2293176, № 2315860, № 2332559) и Евразийским патентом (№ 012683) на изобретения. Патентуется в США и Канаде.

ПРАВОВЫЕ АСПЕКТЫ ИНВЕСТИРОВАНИЯ В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ГОСУДАРСТВ – УЧАСТНИКОВ СОЮЗНОГО ГОСУДАРСТВА БЕЛАРУСИ И РОССИИ

Р.А.Курбанов

Российский государственный торгово-экономический университет

Углубление сотрудничества России и Беларуси в рамках Союзного государства в инвестиционной сфере зависит, несомненно, от сложившегося в настоящее время инвестиционного климата в этих странах, инвестиционного

законодательства, существующей инвестиционной политики, гарантий для национальных и иностранных инвесторов. Сотрудничество в инвестиционной сфере должно являться одним из стратегических аспектов экономической интеграции двух государств, так как только такое сотрудничество и взаимодействие может обеспечить хозяйствующим субъектам широкий доступ к различного вида ресурсам (энергетическим, материальным, финансовым и др.), существенно расширить возможности сбыта и реализации продукции на объединенном рынке, а также обеспечить экономическое сближение России и Беларуси в рамках Союзного государства.

Исходя из актуальности, в соответствии с Договором о создании Союзного государства[1], развития интеграционных процессов и формирования единого экономического пространства Беларуси и России, нам бы хотелось остановиться на рассмотрении инвестиционной законодательной базы Республики Беларусь и перспектив ее развития, в том числе и в сфере топливно-энергетического комплекса.

Необходимо отметить, что, находясь еще в составе СССР, Республика Беларусь была наиболее тесно экономически связана с российской экономикой. Тесные кооперационные связи между белорусскими и российскими предприятиями, существовавшие еще вовремя СССР, сохранились до настоящего времени.

Выгодное географическое расположение, благоприятные природно-климатические условия, политическая стабильность, относительно дешевые трудовые ресурсы, высокий научно-технический и промышленный потенциал и емкий внутренний рынок являются основными конкурентными преимуществами Республики Беларусь как потенциального реципиента иностранного капитала. Иностранные инвестиции в экономику Беларуси в первом полугодии 2010 г. возросли на 4,4% по сравнению с аналогичным периодом 2009 г. и составили порядка 4,4 млрд. долл. США, при этом прямые иностранные инвестиции составили около 60,2% всех иностранных инвестиций и их объем увеличился на 7,2% до 2,6 млрд. долл. США[2]. По данным Федеральной службы государственной статистики РФ (Росстат), Беларусь в первом полугодии текущего года заняла первое место в СНГ и пятое в мире по объему привлеченных российских инвестиций, а сама, в свою очередь, числится крупнейшим инвестором в российскую экономику по такой позиции, как «производство кокса и нефтепродуктов»[3].

Немаловажно, что те же самые конкурентные преимущества имеет и Российская Федерация, при этом Беларусь, в отличие от России, не обладает сколько-нибудь экономически значимыми запасами нефти и газа. С учетом этого, представляется актуальным рассмотрение инвестиционного законодательства Республики Беларусь, принимая во внимание то, что одной из основных задач инвестиционной политики России является диверсификация структуры экономики.

Задача привлечения иностранных инвестиций в экономику Республики Беларусь не была бы выполнима без соответствующей правовой базы. Законодательное регулирование деятельности иностранных инвесторов в топливно-энергетическом комплексе представляет собой совокупность законодательных актов, принятых и действующих в различных отраслях права. Не ставя перед собой задачу детального рассмотрения содержания всех актов, регулирующих эту сферу, хотелось бы остановиться на некоторых из них.

Важнейшим нормативным актом, регулирующим отношения в сфере иностранных инвестиций, является Конституция Республики Беларусь от 15 марта 1994 г. № 2875-XII[4]. Необходимо обратить внимание на ст.8 Конституции РБ. Во-первых, Беларусь признает приоритет лишь общепризнанных принципов международного права[5]. Во-вторых, ст.8 Конституции РБ прямо запрещает заключение международных договоров, противоречащих ей[6]. Ст.11 закрепила принцип национального режима для иностранных граждан и апатридов – они пользуется теми же правами, что и граждане Республики Беларусь за изъятиями установленными Конституцией, законами и международными договорами.

Ст.13 Конституции РБ провозгласила равные права для осуществления хозяйственной и иной деятельности и гарантировала равные условия для развития всех форм собственности.

Недра, воды и леса составляют исключительную собственность государства. Гарантируя каждому право собственности, ст. 44 Конституции РБ обусловливает возможность принудительного отчуждения имущества по мотивам общественной необходимости при соблюдении условий и порядка, определенных законом, со своевременным и полным компенсированием стоимости отчужденного имущества, а также согласно постановлению суда.

---

[1] Подписан 8 декабря 1999 г.

[2] Интернет-ресурс: www.government.by

[3] Газета «Белорусский партизан» от 23 августа 2010 г.

Под белорусскими инвестициями подразумеваются средства, направляемые Республикой Беларусь на закупку российской нефти.

[4] Опубликована в газете "Звязда" от 27 ноября 1996 г.

[5] В отличие от ч.4 ст. 15 Конституции РФ, также посвященной соотношению национального и международного права и устанавливающей приоритет международных договоров над федеральными законами, текст белорусской Конституции не содержит упоминания о правовом статусе международных договоров в иерархии источников права Беларуси. Приоритет международных договоров усматривается из текста лишь при ознакомлении со ст. 116, посвященной компетенции Конституционного Суда РБ, который уполномочен давать заключения в том числе «… о соответствии законов, декретов, указов Президента, международных договорных и иных обязательств Республики Беларусь, Конституции и международно-правовым актам, ратифицированным Республикой Беларусь».

[6] Российская Конституция не содержит такого правила, и приоритет Конституции РФ над международными договорами был выведен доктриной и судебной практикой путем толкования.

Та же статья закрепляет и ограничение осуществления права собственности. Последнее не должно противоречить общественной пользе и безопасности, наносить вред окружающей среде, историко-культурным ценностям, ущемлять права и защищаемые законом интересы других лиц[1].

Следующим в списке нормативных актов, регулирующих инвестиционные отношения, следует назвать Гражданский кодекс Республики Беларусь от 7 декабря 1998 г. № 218-З[2].

Гражданским законодательством Республики Беларусь регулируются правовое положение участников гражданского оборота, основания возникновения и порядок осуществления права собственности и других вещных прав, прав на результаты интеллектуальной деятельности. Гражданское законодательство Республики Беларусь существенно отличается от российского по своему составу, поскольку включает в себя согласно п.1 ст.3 ГК РБ: законодательные акты (Конституцию РБ, Гражданский кодекс РБ и законы Республики Беларусь, декреты и указы Президента РБ); постановления Правительства РБ, изданные в соответствии с законодательными актами; акты Конституционного Суда РБ, Верховного Суда РБ, Высшего Хозяйственного Суда РБ и Национального банка РБ, изданные в пределах их компетенции по регулированию гражданских отношений, установленных Конституцией Республики Беларусь, и принятыми в соответствии с ней иными законодательными актами; акты министерств, иных республиканских органов государственного управления, местных органов управления и самоуправления, изданные в случаях и пределах, предусмотренных законодательными актами, распоряжениями Президента РБ и постановлениями Правительства РБ. Таким образом, если российское гражданское законодательство составляет Гражданский кодекс и принятые в соответствии с ним федеральные законы, то в ГК РБ понятие «гражданское законодательство» существенно шире.

При этом в случае расхождения декрета или указа Президента Республики Беларусь с настоящим Кодексом или другим законом, настоящий Кодекс или другой закон имеют верховенство лишь тогда, когда полномочия на издание декрета или указа были предоставлены законом (п.2 ст. 3 ГК РБ).

Специфика законодательства РБ о юридических лицах состоит в том, что к таковым относятся в том числе объединения юридических лиц и (или) индивидуальных предпринимателей (ассоциации и союзы), чего нет в российском гражданском законодательстве. Кроме того, в ст. 51^1 ГК РБ специально оговаривается правовой статус представительства иностранной организации – обособленное подразделение, расположенное на территории Республики Беларусь, осуществляющее защиту и представительство интересов иностранной организации и иные не противоречащие законодательству функции. ГК РБ устанавливает разрешительный порядок открытия представительства иностранной организации (п.2 ст. 51^1 ГК РБ), закрепляет возможность устанавливать ограничения на деятельность такого представительства и обязывает представительство иностранной организации иметь наименование, содержащее указание на иностранную организацию, его создавшую (п.3 той же статьи).

Что же касается законодательства о сделках, то следует отметить следующие особенности белорусского гражданского законодательства по сравнению с российским законодательством: 1) п.2 ст. 161 ГК РБ разрешает использование при совершении сделок факсимильного воспроизведения подписи с помощью средств механического или иного копирования, электронно-цифровой подписи либо иного аналога собственноручной подписи исключительно в случаях и порядке, предусмотренных законодательством или соглашением сторон сделки; 2) однозначно закрытый перечень вещных прав (п.1 ст. 217 ГК РБ); 3) наличие национализации в числе юридических оснований прекращения права собственности (236 и 245 ГК РБ); 4) специфика правил определения личного закона иностранного инвестора. Согласно п.1 ст.1103 ГК РБ, при наличии у физического лица двух или более гражданств личным законом считается право страны, с которой это физическое лицо наиболее тесно связано. Нельзя не обратить внимания на то, что ГК РБ в ст.6 включает международные договоры (регулирующие соответствующие отношения) в систему гражданского законодательства Республики Беларусь.

Отношения, возникающие в связи с геологическим изучением недр, добычей полезных ископаемых, использованием и охраной иных ресурсов недр регулируются Кодексом Республики Беларусь «О недрах» от 14 июля 2008 г. № 406-З[3]. Подтвердив в ст. 5 исключительную собственность государства на недра, данный акт запретил их отчуждение. В то же время, извлеченные из недр полезные ископаемые являются собственностью недропользователя при условии законной их добычи, в соответствии с законодательными актами или концессионным договором. Участки недр предоставляются на основании горного (геологического) отвода[4].

---

[1] С одной стороны, Конституция РБ сильнее, нежели Конституция РФ, защищает интересы «неопределенного круга лиц, противостоящих обладателю титула» - Российская Конституция ограничила в ч.2 ст. 36 лишь свободу владения, пользования и распоряжения лишь землей и другими природными ресурсами. Кроме того, Конституция РФ установила лишь два публично-правовых ограничителя свободы собственника – условие ненанесения ущерба окружающей среде, а также права и законные интересы иных лиц. Напомним, что ст.44 Конституции РБ включила в перечень таких ограничителей также и непротиворечие общественной пользе и безопасности и ненанесение вреда историко-культурным ценностям.

[2] Ведамасці Нацыянальнага сходу Рэспублікі Беларусь, 1999 г., № 7-9, ст. 101 Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2010 г., № 6, 2/1648 (последняя редакция от 28 декабря 2009 г. № 96-З).

[3] Вступил в силу с 01.01.2009 г. Последняя редакция: Закон Республики Беларусь от 4 января 2010 г. № 109-З (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2010 г., № 17, 2/1661).

[4] Горноотводный акт, как правоустанавливающий документ был закреплен Кодексом РСФСР «О недрах» от 09.07.1976 и Основами законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах 1975 г.

Особенность данного Закона в том, что предоставление горных отводов для добычи стратегических полезных ископаемых, полезных ископаемых ограниченного распространения и для использования геотермальных ресурсов недр, прекращение (равно как и приостановление), ограничение права пользования недрами и установление ставок платежей за пользование недрами относится к полномочиям Президента Республики Беларусь. Им же определяются участки недр, подлежащие эксплуатации на условиях концессии (п.1. ст. 9 Кодекса РБ «О недрах».) Остальные месторождения предоставляются в пользование местными исполнительными и распорядительными органами в области использования и охраны недр (п.2.3. ст. 13 Кодекса РБ «О недрах»). Порядок предоставления участков недр закреплен в гл.6 Кодекса.

Общие условия осуществления инвестиционной деятельности в Республике Беларусь, ее стимулирование и государственная поддержка, защита прав инвестора на территории Республики Беларусь определяются положениями Инвестиционного кодекса Республики Беларусь от 22 июня 2001 г. № 37[1] (далее по тексту – ИК РБ). Республика Беларусь – единственное государство СНГ, принявшее Инвестиционный кодекс.

Специфика данного акта состоит в том, что он регулирует не только условия инвестиционной деятельности на территории Республики Беларусь, но и направление инвестиций юридических и физических лиц Республики Беларусь на территории иностранных государств (ст.6 данного Кодекса).

Согласно его положениям, под инвесторами понимаются лица (юридические и физические лица, иностранные организации, не являющиеся юридическими лицами, государство в лице уполномоченных органов и его административно-территориальные единицы в лице уполномоченных органов): 1) осуществляющие деятельность по созданию юридического лица; 2) приобретающие: а) долю в уставном фонде юридического лица, включая случаи увеличения уставного фонда юридического лица; б) недвижимое имущество; в) ценные бумаги; г) права на объекты интеллектуальной собственности; д) концессии; е) оборудование и иные основные средства.

Инвестиционный кодекс установил в главах 6–7 особенности предоставления гарантий Правительства РБ по исполнению обязательств заемщика (инвестора) по кредитам для реализации инвестиционных проектов.

Глава 10 Инвестиционного кодекса предусматривает возможность заключения инвестиционного договора между Республикой Беларусь и инвестором (ст. 44 ИК РБ).

Глава 11 Инвестиционного кодекса посвящена договору концессии, основным отличием которого от инвестиционного договора является исключительность передаваемого права. Заслуживает определенного внимания юридический критерий классификации концессий по белорусскому законодательству – форма встречного предоставления, получаемого концессионером, которая сочетает в себе переход права собственности на произведенную продукцию и уплату концессионером денежных средств.

Отдельным видом концессионных договоров является, согласно ст. 56 ИК РБ, концессионный договор об оказании услуг (выполнении работ), в силу которого право собственности на произведенную в соответствии с договором продукцию передается Республике Беларусь. Концессионер за оказанные им услуги (выполненные работы) получает вознаграждение.

Разница между концессионным договором об оказании услуг и концессионным договором о выполнении работ состоит в том, что в первом случае вознаграждение концессионеру выплачивается вне зависимости от достигнутого результата, а во втором – лишь при условии достижения концессионером результата, предусмотренного в концессионном договоре.

Объектом концессий может быть право на осуществление отдельных видов деятельности, на которые в соответствии с законодательными актами Республики Беларусь закреплено исключительное право государства, по решению Президента Республики Беларусь; недра, воды, леса, земли, а также объекты (в том числе предприятия как имущественные комплексы в целом, либо их части), которые в соответствии с законом могут находиться только в собственности государства, в соответствии с перечнем, утвержденным Президентом Республики Беларусь.

Концессионерами могут быть юридические лица, за исключением тех юридических лиц, в имуществе которых доля Республики Беларусь, ее административно-территориальных единиц, а также государственных организаций составляет более 25%. Концессионер определяется посредством проведения конкурсов или аукционов. Заключение концессионных договоров без проведения конкурса или аукциона допускается лишь в случаях поступления единственной заявки, либо по решению Президента Республики Беларусь, когда в целях государственной безопасности или интересов обороны Республики Беларусь требуется заключение концессионного договора путем прямых переговоров с определенным инвестором.

Указом Президента РБ № 413 от 6 августа 2009 г. вводится новый институциональный механизм осуществления инвестиционной деятельности — инвестиционные агенты. Статус инвестиционного агента могут получить как юридические, так и физические лица, способные проводить подготовку инвестиционных проектов к реализации, и вести переговоры с потенциальным инвестором.

Закон Республики Беларусь от 7 декабря 1998 г. № 213-З «О свободных экономических зонах»[2] определяет правовые и организационные основы создания, деятельности и ликвидации свободных экономических зон на терри-

[1] В редакции Закона Республики Беларусь от 9 ноября 2009 г. № 55-З Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2009 г., № 276, 2/1607.

[2] Ведамасці Нацыянальнага сходу Рэспублікі Беларусь, 1999 г., № 1, ст. 2, посл. редакция Закон Республики Беларусь от 2 июля 2009 г. № 31-З

тории Республики Беларусь. Под свободной экономической зоной понимается часть территории Республики Беларусь с точно определенными границами и специальным правовым режимом, устанавливающим более благоприятные, чем обычные, условия осуществления предпринимательской и иной хозяйственной деятельности. В СЭЗ могут развиваться производственные, научно-технологические, экспортные, торговые, туристическо-рекреационные, страховые, банковские и иные виды деятельности (ст. 1 Закона Республики Беларусь «О свободных экономических зонах»). Резидент СЭЗ – зарегистрированное администрацией СЭЗ юридическое лицо или предприниматель.

Указом Президента Республики Беларусь от 9 июня 2005 г. № 262 «О некоторых вопросах деятельности свободных экономических зон на территории Республики Беларусь» устанавливают для всех СЭЗ единый специальный правовой режим (таможенный, налоговый) деятельности на длительный период, а также ответственность субъектов хозяйствования за нарушение условий работы в данных зонах. Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 21 мая 2009 г. № 657 «Об утверждении положений о свободных экономических зонах и внесении изменений и дополнений в постановления Совета Министров Республики Беларусь (признании отдельных из них либо их положений, утратившими силу) по вопросам деятельности свободных экономических зон» утверждены новые Положения для 6 свободных экономических зон на территории Республики Беларусь.

В начале 2002 г. вступил в силу Закон Республики Беларусь «О магистральном трубопроводном транспорте»[1]. Этим актом (ст.4) определен примерный перечень составных частей трубопровода, при этом конкретизация возложена на проектную документацию конкретных трубопроводов. Данным актом допускается возможность частной собственности на магистральные газопроводы (ст.7). К отношениям в сфере трубопроводного транспорта, субсидиарно (т.е. в силу умолчания республиканских законов) применяются положения ст. 510-518 ГК РБ. Кроме того, в силу прямого указания ст. 36 Закона РБ «О магистральном трубопроводном транспорте» гражданским законодательством определяются основания освобождения собственника и (или) оператора магистрального трубопровода от ответственности за причинение вреда.

В сфере эксплуатации магистральных трубопроводов Республика Беларусь является участником Соглашения «О проведении согласованной политики в области транзита нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам», участники которого пришли к соглашению принимать меры по обеспечению свободного транзита нефти и нефтепродуктов при их трубопроводной транспортировке через территории своих государств с условием об отказе от отбора газа для нужд государства-транзитера. Установлен принцип виновной ответственности и возмещения виновником аварии потерь нефти и нефтепродуктов, происшедших в результате аварий, а также затрат на ликвидацию этих потерь (ст.6 Соглашения). Стороны данного соглашения отказались от одностороннего порядка принятия решений, ухудшающих условия транзита, и, в случае возникновения спора, обязуются не прерывать и не сокращать поставки до его разрешения. При этом Стороны данного соглашения освобождают себя от ответственности за действия хозяйствующих субъектов, эксплуатирующих объекты трубопроводного транспорта. На основе договоров между хозяйствующими субъектами сторон производятся расчеты за транзит нефти и за транспортировку нефтепродуктов. Конвенция не является сугубо региональным документом, поскольку открыта для подписания его всеми государствами.

«Соглашение о проведении согласованной политики в области транзита природного газа»[2] закрепило практически аналогичные условия транзита природного газа через территории государств-участников.

В отличие от России, Республика Беларусь является участником Вашингтонской Конвенции о разрешении инвестиционных споров между государствами и гражданами других государств от 18 марта 1965 г., на основе которой был создан Международный центр по урегулированию инвестиционных споров (МЦУИС/ICSID), рассматривающий споры инвесторов и государства.

Кроме того, Беларусь является участником Европейской энергетической хартии 1994 г. При этом в реестр не согласующихся мер, известный как «Синяя книга»[3], содержащий соответствующие изъятия (законы, нормативные акты и т.д.) из принципа недискриминации, предусмотренные Договором к Энергетической хартии[4], включены нормы Кодекса о земле РБ, предусматривающие, что в частной собственности на территории Республики Беларусь могут находиться земельные участки, приобретенные только гражданами РБ, постоянно проживающими на территории Беларуси, или приравненными к постоянно проживающим в соответствии с законодательством Республики Беларусь.

---

[1] Последние изменения внесены Законом Республики Беларусь от 28 декабря 2009 г. № 96-З (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2010 г., № 6, 2/1648).

[2] Заключено в г. Москве 03.11.1995. Россия не участвует (Распоряжение Правительства РФ от 01.02.2008 № 97-р).

[3] По Договору к Энергетической Хартии его Договаривающиеся Стороны обязаны стремиться к предоставлению недискриминационного режима инвесторам других Договаривающихся Сторон во время «прединвестиционной стадии». Данное обязательство, более подробно описанное в Статье 10(2) Договора, применяется ко всем 47 Договаривающимся Сторонам, завершившим ратификацию договора, и к двум государствам, подписавшим договор и применяющим его на временной основе. Любая Договаривающаяся Сторона, сохраняющая меры, не соответствующие этому стандарту, обязана их зарегистрировать. Полный реестр таких мер по странам публикуется в так называемой «Синей Книге». Прогресс, достигнутый Договаривающимися Сторонами по устранению мер, внесенных в Синюю Книгу, является предметом постоянного внимания Конференции по Энергетической Хартии и ее Группы по инвестициям.

[4] Договор Энергетической хартии был подписан в декабре 1994 г. и вступил в силу в апреле 1998 г. Договор был разработан на основе Энергетической Хартии 1991 г., носившей декларативный характер.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ПОДОБИЯ В ЗАДАЧАХ АНАЛИЗА ГЕОПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ПОЛЕЙ

В.А.Кутин, И.В.Геник

Горный институт Уральского отделения РАН, Пермь, Россия

При выполнении локализации аномалий в ходе качественной интерпретации геофизических полей с целью изучения геологических структур присутствуют два основных фактора: оценка амплитуды геофизической аномалии и форма ее простирания на плоскости. Для того чтобы анализировать вклад той или иной аномалии в общую картину поля, а также наличие общего тренда исходного поля в районе выделяемых аномалий, были разработаны два варианта метода, основанного на подобии формы поверхности исследуемых аномалий и их дифференциальных свойств.

Первый вариант использования связан с задачами выделения в гравитационном поле аномалий, отображающих вероятные нефтегазоперспективные объекты. При этом может возникнуть ситуация, когда наличие высокоинтенсивной аномалии, например, от кристаллического фундамента, затрудняет выделение остальных аномалий. Поэтому возникает необходимость локального уменьшения амплитуды поля в пределах некоторой зоны при условии сохранения подобия поля своему исходному состоянию.

Пусть геофизическое поле V(r) - непрерывная функция, заданная в двумерной области R={r: x, y}. Интересующую нас аномальную зону – $\omega \subset R$ с контуром $\Gamma(\omega) = \{ r_\Gamma \}$ можно построить с помощью изолинии $V(r_\Gamma)$= const или с помощью контура, намеченного по структурной карте. Функцию $V_k(r)$, предназначенную для сглаживания выделенной аномалии, определим таким образом, чтобы она вне зоны совпадала с V(r) , а внутри имела следующий вид:

$$V_k(r) = V_0(r) + k\cdot[V(r)-V_0(r)], \qquad (1)$$

где функция $V_0(r)$ определяется из уравнений краевой задачи

$$\frac{\partial^2 V_0}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 V_0}{\partial y^2} = 0, \qquad V_0\Big|_\Gamma = V\Big|_\Gamma$$

и является региональной составляющей поля. Будучи гармонической, она представляет собой монотонную поверхность, а в случае контура Γ в виде изолинии – плоскость. Второе слагаемое в правой части (1) является аномальной составляющей поля. Ее величина регулируется положительным коэффициентом $k \in (0,)$ и сохраняет подобие формы исходной функции. Амплитуда или максимальное отклонение в зоне, взятое по абсолютной величине, равно

$$\left|\Delta V_k\right| = \max_{r\in\omega} k\cdot\left|V(r) - V_0(r)\right|,$$

что соответствует положительным и отрицательным аномалиям. Для значений коэффициента k>1 выполняется усиление исходной аномалии. Варьирование значений k позволяет оценивать информативность слабых аномалий в условиях сохранения величины регионального фона.

В ряде случаев необходимо, чтобы региональная составляющая $V_0(r)$ имела вид сглаживающего фильтра в пределах выбранной зоны. Для того чтобы его сглаживающее действие плавно менялось, начиная от контура зоны к ее середине, функцию можно задать в виде:

$$V_0(r)=\frac{1}{\pi\rho^2}\int_{|r-s|<\rho} V(s)ds,\ s\in\omega \qquad (2)$$

Сглаживающим окном является круг радиуса ρ. Радиус зависит от положения центра r и вычисляется как наименьшее расстояние до контура Γ

$$\rho(r) = \min_{r_\Gamma}\cdot\left|r - r_\Gamma\right|$$

в результате чего размер окна увеличивается от нуля на контуре до размеров поперечника зоны на ее середине. Сначала необходимо вычислить эту функцию расстояния ρ=ρ(r) , что довольно просто реализуется сеточными методами, а затем уже рассчитывать фон по формуле (2).

Другое применение теории подобия связано с построением зон функционального подобия разных полей. В ходе решения задач районирования при рассмотрении геофизических полей возникает необходимость поиска зон их совместного простирания. Пусть исходные поля представлены двумя функциями $V^A(r)$ и $V^B(r)$, где R ={r} – область определения функций в точках r=(x, y). Введем дифференциальные формы второго порядка в виде:

$$A(r) = \frac{\partial^2 V^A}{\partial x^2}dx^2 + \frac{\partial^2 V^A}{\partial y^2}dy^2, \qquad B(r) = \frac{\partial^2 V^B}{\partial x^2}dx^2 + \frac{\partial^2 V^B}{\partial y^2}dy^2 \qquad (3)$$

Учет знаков этих форм приводит к разбиению R на подмножества со своей характеристической функцией, представленной цветом:

$$\begin{aligned}
&\Omega_1=\{r:\ A(r)<0\ \Lambda\ B(r)<0,\ \text{красный}\},\\
&\Omega_2=\{r:\ A(r)<0\ \Lambda\ B(r)>0,\ \text{желтый}\},\\
&\Omega_3=\{r:\ A(r)>0\ \Lambda\ B(r)<0,\ \text{зеленый}\},\\
&\Omega_4=\{r:\ A(r)>0\ \Lambda\ B(r)>0,\ \text{синий}\},\\
&\Omega_0=\{r:\ R-\bigcup^{4}\Omega_k,\ \text{белый}\},
\end{aligned} \qquad (4)$$

Эти множества состоят из непересекающихся зон одного цвета ω_k^l, где k – номер цвета, l – номер зоны в списке зон данного цвета. Зонами подобия являются зоны красного и синего цвета. При k=1 кривизна функций V^A и V^B имеет отрицательный знак в одних и тех же точках. Это зоны преимущественно положительных аномалий. В области Ω_4 обе функции – отрицательные аномалии. Подмножества Ω_2 и Ω_3 – это зоны противоположной кривизны полей V^A и V^B. Точки области Ω_0 принадлежат границам зон, где теоретически формы должны обращаться в нуль. Однако в условиях численных методов, формы будут ограничены снизу по модулю некоторой погрешностью d. Поэтому ширина белой зоны будет определяться из соотношения

$$\Omega_0=\{\ r:\ (|A(r)|<d)\ V\ (|B(r)|<d)\ \}\ .$$

Конечной целью вычислений является получение контуров $\Gamma(\omega_k^l)$.

Перейдем к рассмотрению численного решения данной задачи на прямоугольной сетке R = {i, j}, где формы (3) во внутренних узлах переходят в конечноразностные формы второго порядка

$$\begin{aligned}
A_{ij} &= V^A_{i+1j} - 2V^A_{ij} + V^A_{i-1j} + V^A_{ij+1} - 2V^A_{ij} + V^A_{ij-1}\\
B_{ij} &= V^B_{i+1j} - 2V^B_{ij} + V^B_{i-1j} + V^B_{ij+1} - 2V^B_{ij} + V^B_{ij-1}
\end{aligned} \qquad (5)$$

Сложность решения заключаются в том, что эти формы весьма чувствительны к малым вариациям исходных функций V^A и V^B , что приводит к излишнему дроблению зон на более мелкие, не имеющие физического смысла. С другой стороны, области определяются с точностью до знака форм A_{ij} и B_{ij}. Это позволяет применить к разностным выражениям (5) сглаживающую аппроксимацию и тем самым выделить в первую очередь наиболее крупные зоны. Для этого из некоторых узлов сетки строится опорное множество R_0, состоящее из экстремальных точек, в которых первые производные обращаются в нуль. Затем к множеству добавляются точки, расположенные между соседними экстремальными точками, на половине расстояния между ними; в конце к R_0 присоединяются точки, находящиеся на границе области.

Вторые разности, вычисляемые отдельно по оси x и по оси y, примут следующий обобщенный вид:

$$\Delta^2_x(i,j)=V_{nj}-2V_{ij}+V_{mj} \qquad \Delta^2_y(i,j)=V_{ip}-2V_{ij}+V_{iq} \qquad (6)$$

где все узлы (i, j), (n, j), (m, j), (i, p), (i, q) являются опорными узлами. После вычисления разностей (6) производится их линейная интерполяция вдоль осей координат в узлах множества $R–R_0$. Все полученные значения подставляются в формы (5) в соответствующие узлы на место прежних значений. В результате такого спрямления кривизны исходных полей можно более уверенно выделять зоны их общего тренда, красного или синего цвета. В случае мелко структурированных полей растет подмножество Ω_0 и для того чтобы метод сделать более чувствительным, нужно за общую область брать фрагмент в этой зоне.

В ходе численной реализации двух рассмотренных выше применений методов подобия полей был разработан ряд вспомогательных процедур как численного, так и графического характера: сеточный аналог задачи Дирихле; расчет сеточной функции расстояния до опорных узлов и функции номера опорного узла; отделимость и идентификация сеточных множеств; оконтуривание сеточных множеств и их пересечений. С целью решения подобного рода задач был разработан в Горном институте УрО РАН инструментальный пакет «KOR1» [1, 2]. Помимо указанных методов пакет содержит методы градиентной и интегральной корреляции полей в виде корреляционных функций, позволяющих выделять зоны совместного простирания. Для более точного определения границ аномалий был предложен метод линеаментов модуля градиента поля.

Таким образом, с использованием методов подобия разработаны и программно реализованы два способа качественной интерпретации геофизических данных: первый нацелен на более достоверное выделение локальных аномалий в присутствии высокоинтенсивных аномальных зон; второй – на выполнение районирования территории по данным геофизических полей.

Литература

1. *Кутин В.А*. Развитие методов корреляционного анализа геопотенциальных полей. Стратегия и процессы освоения георесурсов // Материалы научн. сес. Горного ин-та УрО РАН. – Пермь, 2007. – С.165–166.

2. *Кутин В.А., Геник И.В.* Построение линеаментов геопотенциальных полей в задачах трассирования границ блоков осадочного чехла и фундамента // Геодинамика. Глубинное строение. Тепловое поле Земли. Интерпретация геофизических полей. Пятые научные чтения памяти Ю.П.Булашевича. Материалы. – Екатеринбург: ИГф УрО РАН, 2009. – С. 278–280.

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ПРОГНОЗА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕНОСНОСТИ РИФЕЙСКО-ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В КАМСКО-БЕЛЬСКОМ АВЛАКОГЕНЕ

И.А.Ларочкина[1], В.А.Сухова[2], И.Ф.Валеева[2]

[1]Министерство энергетики РТ, Казань

[2]ГБУ ИПЭН АН РТ, Казань

Поиск возможностей наращивания углеводородного потенциала на поздней стадии освоения недр республики - важнейшая задача геологических исследований, по результатам которых выявляются приоритетные направления геологоразведочных работ, разрабатывается стратегия и тактика рационального освоения недр, обеспечивающие стабильный прирост запасов нефти.

Наряду с оптимизацией освоения регионально нефтеносных отложений на разрабатываемых месторождениях значительное внимание в последние годы уделяется прогнозу перспектив локально нефтеносных горизонтов и горизонтов с недоказанной в границах республики нефтеносностью, в частности отложений рифейско-вендского комплекса.

В настоящее время на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в отложениях рифея и венда выявлено большое количество нефтегазобитумопроявлений и открыты непромышленные месторождения нефти в Пермской области, Удмуртии и Башкортостане. Нефтепроявления распространяются от нижнерифейских до средне-верхнерифейских отложений. Наибольшая концентрация прямых признаков нефтегазоносности приурочена к северным и северо-западным бортам Камско-Бельского авлакогена. По характеру распределения нефтегазоносности отмечается тенденция уменьшения количества нефтепроявлений и увеличения газопроявлений с севера и северо-запада на юг и юго-восток Камско-Бельского авлакогена. Основные нефтепроявления приурочены к калтасинской свите нижнего рифея и гожанской свите среднего рифея, а газопроявления сосредоточены в леонидовской свите верхнего рифея в Бельской впадине. Имеющиеся геолого-геофизические данные указывают на развитие нефтегазоматеринских пород в рифейских отложениях, основная часть которых связана с калтасинской свитой нижнего рифея.

Из отложений венда были получены притоки нефти дебитом до 2–7 т/сут на Паломской и Шарканской площадях в Удмуртии и Верещагинской, Сивинской и Соколовской площадях в Пермской области. На Шаркалинской площади в скв. 1060 был получен приток нефти дебитом 6–7 т/сут. Нефть тяжелая (плотность 0,9649 г/см^3) и вязкая, с низким количеством бензиновых фракций и высоким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов. Содержание смол и асфальтенов 29,73 %, серы 0,28, твердых парафинов 1,92 % (Федоров, 1996). На Сивинской и Соколовской площадях Верхнекамской впадины из отложений венда получены притоки тяжелой (0,955 г/см^3) и вязкой (291 сСт), смолистой (19,62 % смол и 8,95 % асфальтенов), малосернистой, малопарафинистой нефти высокой степени преобразованности (Кутуков и др., 1977).

В условиях, когда поисковые работы естественным образом смещаются в менее изученные и характеризующиеся сложным строением районы республики, а также охватывают малоизученные части разреза осадочного чехла, необходимо выявлять закономерности и связи нефтеносности продуктивных и потенциально продуктивных горизонтов с многообразными геологическими процессами для разработки критериев прогноза.

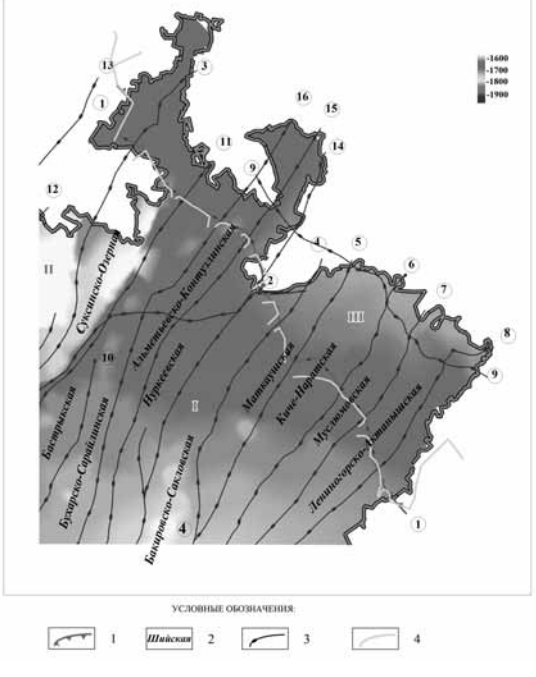


Рис. 1. Северо-восток Республики Татарстан. Тектоническая схема поверхности кристаллического фундамента
1 – современные границы структур I-го порядка: I-Южно-Татарский свод, II-Северо-Татарский свод, III-Камско-Бельский авлакоген; 2 – гряды кристаллического фундамента; 3 – осевые зоны разломов; 4 – граница развития рифейско-вендских отложений.
Разломы кристаллического фундамента: 1– Удмуртский, 2 – Прикамский, 3 – Алтунино-Шунакский. 4 – Дружбинский, 5 – Киче-Наратский, 6 – Масадский, 7 – Шугуровско-Шуганский, 8 – Холмовский, 9 – Актанышский, 25 – Сарайлинский, 11 – Набережно-Челнинский, 12 – Камско-Полянский, 13 – Анзиркинский.

В 2009 году коллективом структурного подразделения «Недропользование» ГБУ ИПЭН АН РТ завершены научные исследования по 1 этапу в рамках темы «Прогнозирование ловушек в малоизученных рифейско-вендских отложениях Камско-Бельского авлакогена в пределах границ Республики Татарстан» (рис. 1).

Целью научно-исследовательской работы является оценка перспектив нефтеносности малоизученных рифейско-вендских отложений на северо-востоке Республики Татарстан, которые могут являться источником прироста запасов нефти.

На первом этапе в рамках исследований по разработке критериев прогноза ловушек углеводородов изучался вопрос природы поднятий в толще рифейско-вендских отложений, их генетических типов, методов выявления перспективных объектов.

По данным сейсморазведки поверхность кристаллического фундамента в границах авлакогена характеризуется блоковым строением и испытывает ступенчатое погружение на северо-восток по направлению к его осевой зоне. Ступени образованы в результате опусканий блоков фундамента по разломным зонам северо-западного простирания. Линза рифейско-вендских осадков, залегающая непосредственно на породах фундамента, увеличиваясь в мощности, затушевывая его рельеф, погружается на северо-восток, образуя над ступенями террасы (рис. 2). На отдельных участках исследуемой территории по данным сейсморазведки составлены структурные карты по отражающим сейсмическим поверхностям, отождествляемым с кровлей рифейско-вендской толщи. В рисунке изолиний структурной поверхности кровли позднепротерозойской толщи, заполнившей авлакоген, просматривается влияние структурной поверхности кристаллического основания: в затушеванном виде фрагментарно получили выражение практически все гряды и разломные зоны, выделенные в поверхности фундамента.

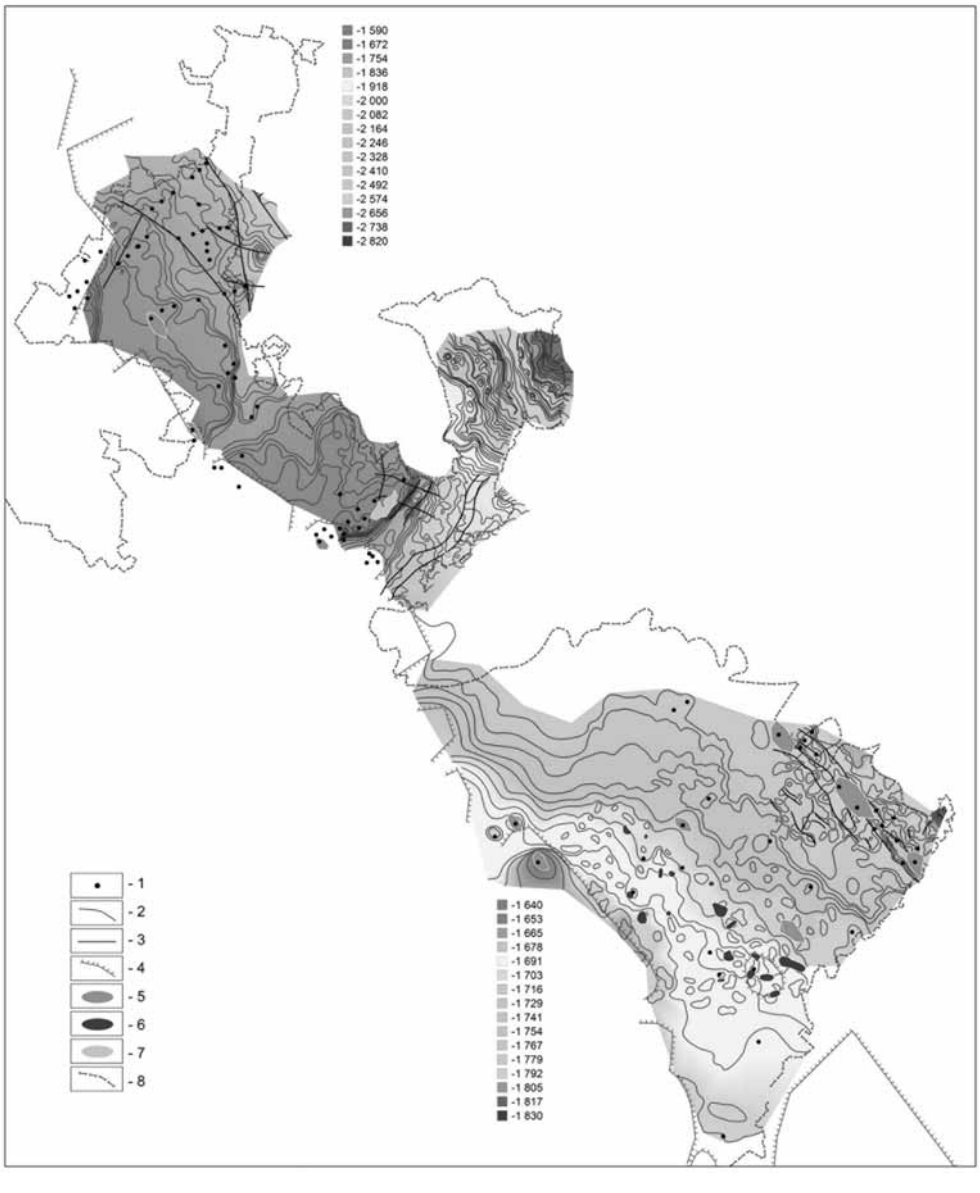


Рис. 2. Структурная карта поверхности рифейско-вендских отложений по данным глубокого бурения и сейсморазведки (использованы материалы сейсморазведочных партий: 18-19/81-82, 11-12/82-83, 15/03-6, 10/98, 449/222-В/01.) 1 – скважины глубого бурения; 2 – изолинии структурной поверхности; 3 – тектонические нарушения, предполагаемые по данным сейсморазведки; 4 – граница развития рифейско-вендских отложений; 5 – проявления позднепротерозойского магматизма по данным глубого бурения; 6 – по данным сейсморазведки; 7 – потенциально перспективные объекты рифейско-вендских отложений по данным сейсморазведки; 8 – граница РТ.

В рифейско-вендской толще образованы положительные формы облекания ее слоями выступов кристаллического фундамента различной природы, которые выделяются при геологической интерпретации волновой картины временных сейсмических разрезов, пересекающих территорию авлакогена (рис.3). В границах авлакогена выступы кристаллических пород образованы как при подвижках активных блоков фундамента разного знака (динамичные выступы), так и внедрением интрузий магматических пород основного состава, сопровождавшим раннюю стадию образования авлакогена (магматогенные новообразованные выступы). Отсутствие в интрузивных породах следов метаморфизма указывает на их рифейский возраст.

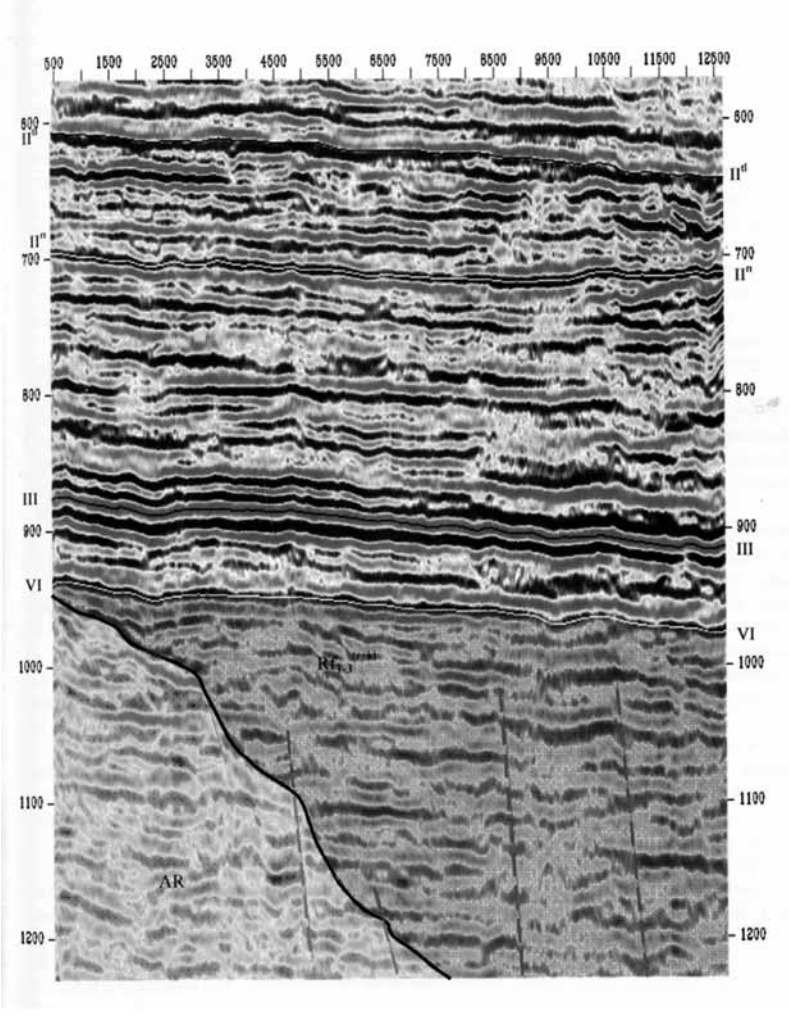


Рис. 3. Камско-Бельский авлакоген. Фрагмент временного сейсмического разреза.

Динамичные выступы приурочены к срединным частям приподнятых блоков, контролируемых грядами фундамента. Магматогенные выступы, установленные по данным сейсморазведки и глубокого бурения, тяготеют к разломным зонам преимущественно северо-западного простирания, а также участкам пересечения северо-западных и северо-восточных разломных зон.

По материалам сейсморазведки выступы фундамента возможно констатировать, но диагностировать их природу чаще всего затруднительно, что в нашем случае является принципиальным. Архейская поверхность кристаллического основания была эродирована во время длительного континентального перерыва и значительно больший интерес в качестве структуроформирующих в рифейско-вендской толще на территории авлакогена, по нашему мнению, представляют собой выступы, образованные, внедрявшимися на рифейском этапе интрузиями и периодически видоизменявшими как рельеф поверхности кристаллического основания, так и непосредственно структуру рифейской толщи. Именно эти образования интересны при проведении исследований по прогнозу участков, перспективных на поиски залежей нефти в рифейско-вендских отложениях на территории Камско-Бельского авлакогена. Отложения рифейского комплекса, облекающие такие выступы, при наличии коллектора и флюидоупора имеют преимущество в плане формирования в них гипсометрически выраженных, ныне погребенных структур и образования залежей антиклинального пластового и антиклинально-стратиграфического типов.

В рифейско-вендских осадочных отложениях магматические породы протерозоя образуют интрузивные тела мощностью до первых сотен метров и площадью до нескольких квадратных километров. Количество их особенно увеличивается на территории восточных районов Татарстана и Башкортостана.

В Татарстане в разрезах ряда скважин, пробуренных в непосредственной близости от юго-западного борта авлакогена, вскрыты интрузии габбро-диабазов (скв. 98, 113 Мензелино-Актанышские) и эффузивные образования

(базальтовые микропорфириты, диабаз-порфириты, скв. 61, 163 Кучуковские), залегающие среди терригенных и карбонатных отложений рифея в виде интрузивных тел, предположительно имеющих форму лакколитов, факолитов, штоков, даек, и межпластовых покровов (рис.4). Габбро-диабазы встречены и в разрезах скважин, пробуренных на Актанышском месторождении. Проявления основного магматизма отмечается на Азевском и Салаушском участках Азево-Салаушского месторождения, Бондюжском, Елабужском и Луговом месторождениях, расположенных в непосредственной близости от тектонических швов северо-восточного простирания, осложняющих юго-западный борт авлакогена.

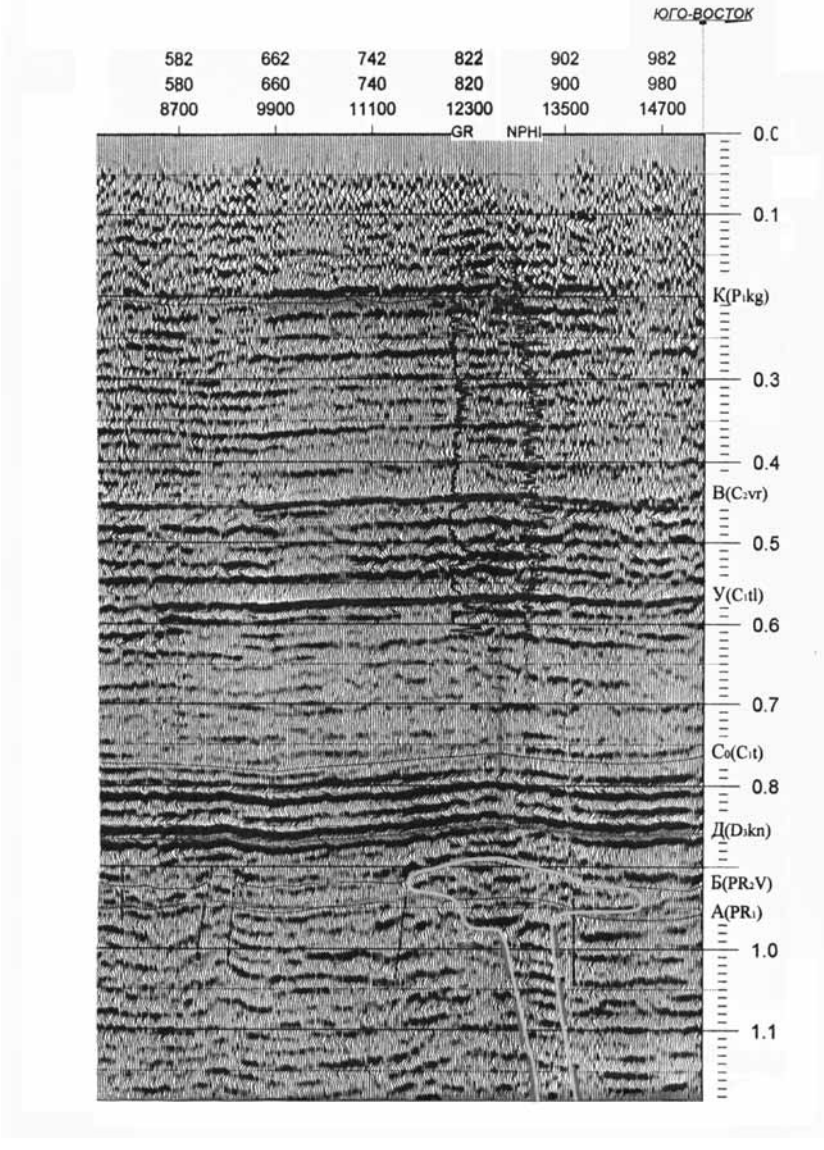


Рис. 4. Камско-Бельский авлакоген. Фрагмент временного сейсмического разреза.

Актанышский блок, где отмечаются проявления основного магматизма, удаленный от бортовой зоны авлакогена, с юго-запада и северо-востока также ограничен разломными зонами. Крупный приподнятый блок фундамента (Кадыбашский), в тектоническом плане предположительно приуроченный к той же ступени кристаллического фундамента, что и Актанышский, фиксируется по данным сейсморазведки в северо-восточной части Агрызского лицензионного участка, не изученного бурением. Не исключено, что этот блок сформирован при участии рифейского магматизма. Здесь в структурной поверхности сейсмического отражающего горизонта «Б», ассоциируемого с кровлей рифейских отложений, четко проявлено поднятие, осложненное серией куполов, выраженных и в поверхностях сейсмических отражений в горизонтах осадочного чехла, залегающих выше по разрезу. Можно предположить, что ряд месторождений, например Тимеевское на территории Удмуртии, Арланское в Башкортостане, в какой-то мере также «обязаны» проявлениям рифейского магматизма.

Обнаружение таких выступов актуально в первую очередь при поисках залежей нефти в рифейских, вендских и девонских терригенных отложениях. Но необходимо отметить, что их роль не менее важна и для нефтеносности вышезалегающей толщи. Возникнувшие за счет магматических инъекций приподнятые участки в позднедевонско-раннекаменноугольное время явились относительно благоприятными местами для расселения и роста рифостроящих организмов: с одной стороны – поступление тепла по разломным зонам из недр Земли, с другой – комфортные условия бассейна в границах возвышений морского дна.

В пробуренных на Актанышском месторождении скважинах 71 и 22 породы основного состава, внедрившиеся на рифейском этапе, вскрыты на уровне минус 1868, 1861 м соответственно, что подтверждается данными описания керна. По материалам сейсморазведки поверхность кристаллического фундамента на этих участках залегает на абсолютных отметках минус 4600 и 4680 м.

Интересующие нас интрузии габбро-диабазов развиты по разломам в теле кристаллического фундамента и в этой связи в условиях крайне низкой разбуренности территории важным направлением при прогнозе участков, перспективных на поиски залежей нефти в рифейско-вендских отложениях, является картирование разломных зон и интрузий основного состава с использованием геофизических данных.

По данным сейсморазведки на отдельных участках в рифейской толще выделяются тектонические нарушения, локализованы интрузивные тела, в плане имеющие преимущественно овальную форму. Скважины 98 и 20005 пересекли породы дайкового комплекса различной мощности, представленные габбро-диабазами. В разрезе скважин установлена нефтеносность нижнекаменноугольных отложений (рис. 5). Скважины 71, 21, 23, 54 Мензелинско-Актанышской площади, вскрывшие интрузивные породы рифейско-вендского комплекса, расположены в пределах Актанышской валообразной зоны, контролирующей залежи нефти в нижнекаменноугольных отложениях Актанышского месторождения.

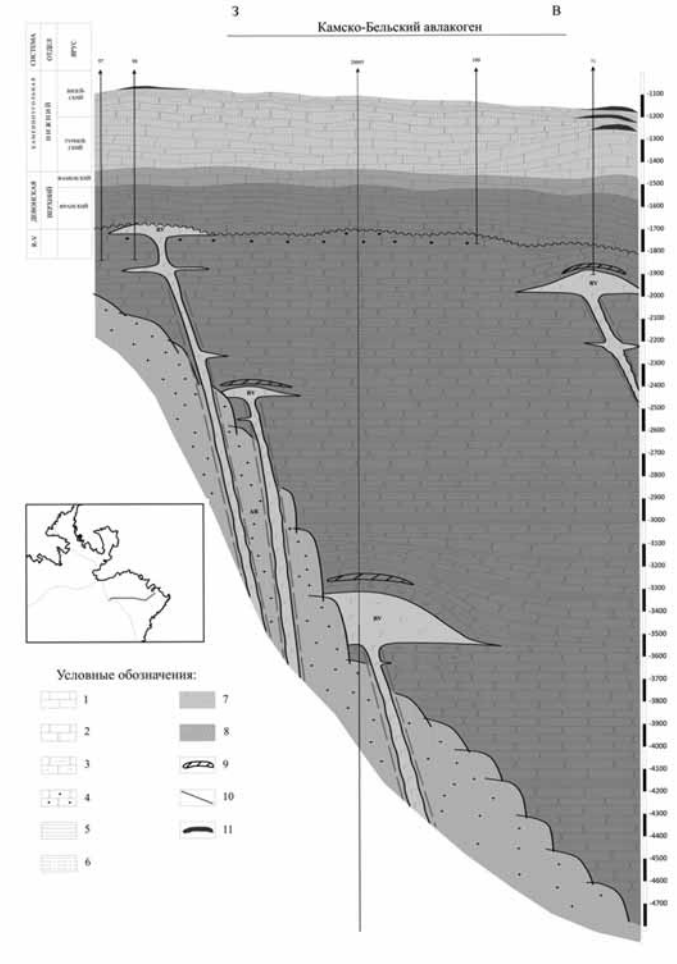


Рис. 5. Камско-Бельский авлакоген. Схематический геологический разрез.
1 – карбонаты; 2 – песчаники; 3 – песчаники глинистые; 4 – песчаники водоносные; 5 – алевролиты; 6 – глины и аргиллиты; 7 – габбро-диабазы; 8 – кристаллический фундамент; 9 – предполагаемые залежи в рифейско-вендских отложениях; 10 – тектонические разломы; 11 – месторождения нефти.

Локальные тела магматических пород, связанные непосредственно с разломами фундамента, как правило, формируют или линейно вытянутые аномалии, подчеркивающие ориентировку нарушения, или мелкие изометричные аномалии и их цепочки. По данным гравиметрии интрузии основного состава проявляются цепочкам интенсивных максимумов силы тяжести, которые часто объясняются подъемом значительных масс высокоплотных основных и ультраосновных пород.

Гравиметрические исследования позволяют выявлять плотностные неоднородности пород как по латерали, так и по вертикали. Материалы геофизических съемок могут быть использованы для выделения в пределах авлакогена выступов фундамента и диагностики их природы. Вещественный состав пород, слагающих отдельные блоки кристаллического фундамента, а также их гипсометрическое положение фиксируются определенными значениями геофизических полей. Породы основного состава на фоне пород кислого состава с плотностью 2,6 – 2,7 г/см^3 обладают более высокой плотностью: 2,8 – 3,12 г/см^3. Габбро-диабазы характеризуются и более высокой магнитной

восприимчивостью: от 280 до 5000x10^{-5} ед. СИ по сравнению с породами кислого состава, характеризующихся величиной магнитной восприимчивости, варьирующей от 4,7 до 280x10^{-5} ед.СИ.

Рядом скважин, пробуренных в Камско-Бельском авлакогене, вскрыты габбро-диабазы (скв. №№ 183, 90, 203 Мензелино-Актанышские, 61 Кучуковская), но не установлено залежей нефти. Большинство поисковых скважин на этой территории закладывались на поднятиях, подготовленных структурным бурением. В границах впадины имеет место смещение структурных планов верхних и глубокозалегающих горизонтов осадочного чехла. Достигнутая плотность структурных скважин не была достаточной для картирования объектов, которые представляют поисковый интерес на сегодняшней стадии освоения недр. В настоящее время территория авлакогена в границах Татарстана изучена сейсморазведкой с плотностью 1,6 пог.км/км^2. Здесь закартирован ряд поднятий, часть из которых, возможно, сформированы как структуры облекания выступов фундамента, образованных протерозойскими интрузиями, с которыми могут быть связаны залежи нефти в отложениях рифейско-вендского комплекса. В настоящее время по данным сейсморазведки дайки магматических пород основного состава выделены только по материалам Старо-Курмашевской сейсморазведочной партии. Это не говорит об их отсутствии на других участках авлакогена, изученного сейсморазведкой, а лишь свидетельствует, что специалисты-интерпретаторы этой группы владеют инструментом выявления таких аномалий, т.к. по данным глубокого бурения проявления основного магматизма отмечены и в других частях авлакогена, где сейсморазведка проведена, но магматические тела не закартированы.

Внедрение интрузий и эффузивных образований основного состава происходило по разрывным нарушениям, которые являлись активными в рифейское время. Рассматриваемый нами Камско-Бельский авлакоген простирается на северо-запад и наиболее активными на этапе его формирования являлись тектонические швы северо-западного простирания как новообразованные, так и активизировавшиеся (возрожденные) древние.

Таким образом, объекты, перспективные на поиски антиклинальных ловушек в рифейско-вендских отложениях, могут быть приурочены как к выступам, осложняющим фрагменты переработанных погребенных гряд кристаллического фундамента, так и к новообразованным выступам, сформированным интрузивными телами пород основного состава. Ограничить контуры погребенных гряд и их фрагментов позволит уточнение положения диагональной сети разломных зон: сформировавшей их северо-восточной и разделяющей на фрагменты северо-западной. Выделению участков, перспективных на выявление выступов, сформированных магматическими телами рифейского возраста, будет способствовать уточнение положения разломных зон северо-западного простирания, по которым происходило ступенчатое погружение фундамента при образовании авлакогена, сопровождавшееся периодическими внедрениями магмы на наиболее ослабленных участках, в том числе в узлах пересечения диагональной системы тектонических швов.

Значительная часть территории авлакогена изучена сейсморазведочными работами, которыми установлены разломные зоны в кристаллическом фундаменте, в его структурном плане по данным сейсморазведки, проведенной вдоль юго-западного борта Камско-Бельского авлакогена на территории Республики Татарстан, выделяются две ступени, образованные погружением блоков на северо-восток по разломным зонам северо-западного простирания. Наличие разломов подтверждается значительными (до 450–500 м) градиентами абсолютных отметок поверхности фундамента и наличием закартированных здесь вдоль разломных зон интрузивных тел магматических пород основного состава. Наибольшее число выявленных интрузий приурочено к северо-восточной границе второй ступени. Три интрузии вскрыты здесь скважинами (скв. 98, 183 Мензелино-Актанышские и 20005 Карачевская).

Учитывая относительно слабую изученность рифейских отложений бурением, их большую глубину залегания и мощность, чрезвычайно важную роль в их картировании играют геофизические исследования и, прежде всего, сейсморазведка МОГТ и высокоточная гравиразведка.

Комплексный геолого-геофизический анализ данных сейсморазведки, гравиразведки, магниторазведки и глубокого бурения, использование «тектоно-магматического» поискового признака, основанного на возможной связи нефтеносности осадочного чехла и проявлений рифейского магматизма, будут способствовать раскрытию углеводородного потенциала не только рифейско-вендского комплекса пород, но и осадочного чехла в целом в пределах погребенных авлакогенов, окружающих своды.

Литература

1. Степанов В.П., Степанов А.В., Степанов И.В. Методология изучения строения кристаллического фундамента и осадочного чехла Волжско-Камской антеклизы по комплексу геолого-геофизических данных. – Казань: «Плутон», 2005.

2. Some aspects of forecasting the prospects of oil-bearing Riphean-Vendian deposits in the Kama-Belskoye aulacogene.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ С УЧЁТОМ ОСОБЕННОСТЕЙ КОРРЕЛЯЦИИ ТЕРРИГЕННЫХ НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ЗОНАХ РАЗВИТИЯ ЭРОЗИОННО-КАРСТОВЫХ ВРЕЗОВ

И.А. Ларочкина, Р.Р. Ганиев, Т.А. Капкова , Е.Н.Михайлова, И.П. Новиков

[1]Министерство энергетики РТ, Казань

[2] ГБУ ИПЭН АН РТ, Казань

[3]ОАО «Татнефтепром», Альметьевск

eugeniamikh@mail.ru

Корреляция терригенных нижнекаменноугольных отложений в зонах развития эрозионно-карстовых врезов в пределах северо-западного склона Южно-Татарского свода для геологов-производственников и для науки в целом является актуальной задачей. Связано это, прежде всего, с тем, что промышленная значимость радаевско-бобриковского и тульского продуктивных горизонтов высокая. Радаевско-бобриковско-тульская толща занимает вторую после терригенной девонской толщи позицию по объему сконцентрированных в них промышленных запасов нефти. Другая причина заключается в резкой фациальной изменчивости бобриковско-радаевского разреза, значительных изменениях мощности, затрудняющих корреляцию пластов-коллекторов. В разное время этой проблемой занимались А.К.Шельнова, А.М.Желтова, Ф.П.Введенская, М.И.Мороко [1]. Для производственных целей и подсчета запасов в 1982 г. постановление ПО «Татнефть» индексация пластов-коллекторов производится снизу вверх.

В свою очередь, качественная корреляция пластов и сопутствующая геологическая модель с выявлением всех закономерностей распространения коллекторов, покрышек, форм ловушек, их генезиса и гидродинамической связи между пластами является основой высокоэффективной и инновационной технологической схемы разработки.

В данной статье авторами на примере Шереметьевского месторождения показано, каким образом можно провести корреляцию терригенных пластов нижнекаменноугольного возраста для решения производственных задач, связанных с повышением эффективности разработки.

В тектоническом плане по эродированной кровле кристаллического фундамента Шереметьевский участок расположен на северо-западном склоне Южно-Татарского свода, а по отложениям карбонатного девона и нижнего карбона относится к южной внешней бортовой зоне Нижнекамского прогиба Камско-Кинельской системы прогибов. Известно, что отличительной чертой бортовых зон ККСП является широкое развитие в позднефранско-фаменское время карбонатных массивов, представляющих собой биогермные сооружения и ярким представителем подобной структурной формой является изучаемый участок. Ядра биогермных построек являются основанием структур в нижнем и среднекаменноугольном возрасте (рис.1).

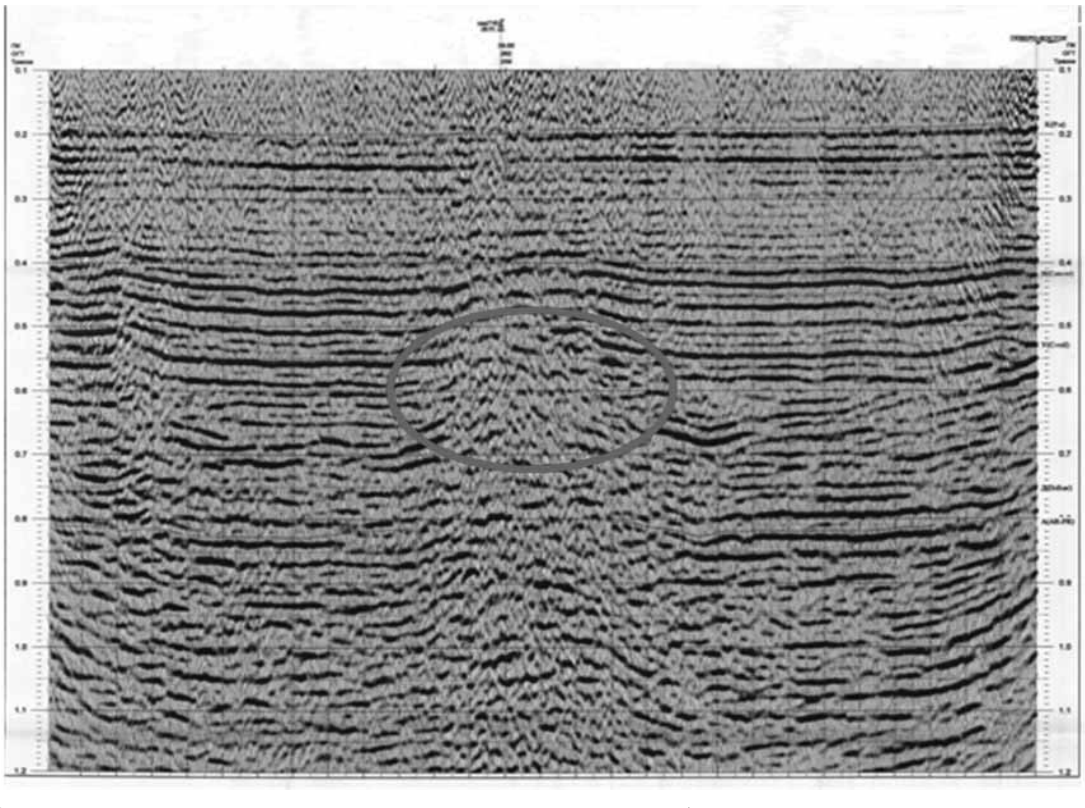


Рис.1. Фрагмент сейсмического временного разреза с выделенным ядром биогермной постройки, являющимся основанием структур в нижнем и среднекаменноугольном возрасте.

Основными принципами при проведении работ по расчленению, идентификации и корреляции терригенных нижнекаменноугольных отложений послужили:

- анализ условий образования продуктивной толщи;
- комплексное изучение промыслово-геофизического материала;
- уточнение областей развития визейских врезов по данным глубокого бурения и сейсморазведочным работам [2].

Формирование терригенной нижнекаменноугольной толщи проходило в крайне неустойчивой палеогеографической обстановке. Так, к концу турнейской геологической истории территория Татарстана, за исключением Камско-Кинельской системы прогибов, испытывала общий подъем.

Породы турнейского яруса на наиболее возвышенных участках рельефа в результате денудации были уничтожены на различную глубину. Мелководно-морские условия елховского времени сменились на континентальные условия радаевского, а затем на прибрежно-континентальные условия бобриковского времени. В тульское время Камско-Кинельская система прогибов прекратила свое развитие и на территории Татарстана вновь установились мелководно-морские условия. Неустойчивый тектонический режим радаевско-бобриковского времени проявился в локальном перерыве осадконакоплений, а зачастую приводил к размыву и сносу их в эрозионно-карстовые ложбины (рис.2).

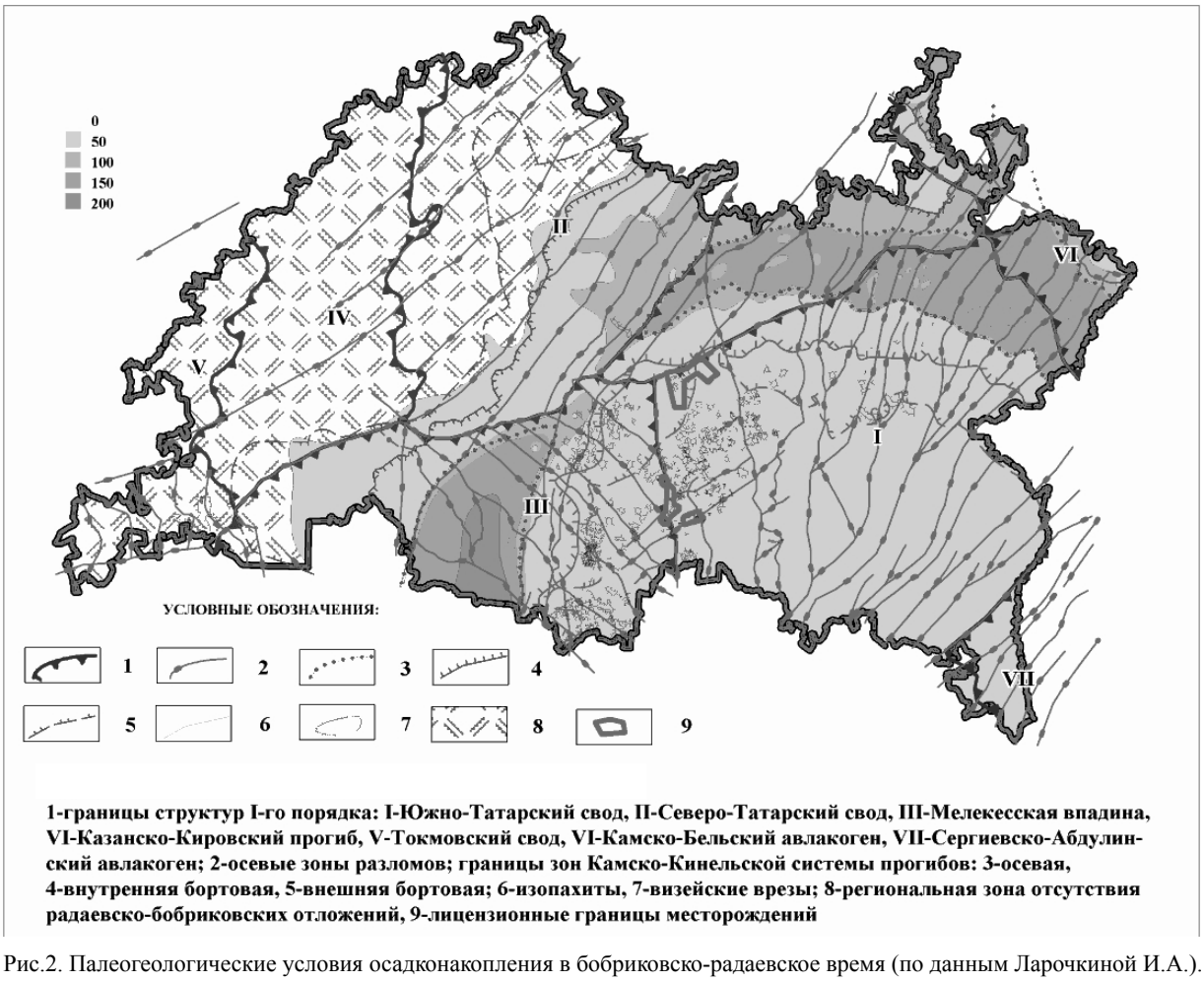


Рис.2. Палеогеологические условия осадконакопления в бобриковско-радаевское время (по данным Ларочкиной И.А.).

С целью восстановления древнего поднятия, анализа структурных условий и характера накопления осадков в радаевско-бобриковское время проведена реставрация денудационной поверхности турнейского яруса с определением глубин размыва древней турнейской поверхности методом реперных пачек. В палеоструктурном плане свод древней турнейской поверхности установлен по скважинам 756, 716, 6002 и 6005 на отметках -920,5, -903, -925 и -920, соответственно. Поднятие представляло собой брахиантиклиналь, вытянутую в северо-восточном направлении и ограниченную изогипсой – 1010 м. Наибольшая глубина эрозии, около 71 м, определена в скважине 756, где размыв уничтожил отложения кизеловского, черепетского и частично упинского горизонтов (рис.3).

Другое геологическое строение имеет современная структура. Структурный план поднятия представляет более сокращенных размеров объект с относительно пологим южным и крутыми восточным, северным и западным крыльями.

Именно южное крыло поднятия не подверглось разрушению, в то время как восточный, северный и западный интенсивно карстовались. Корреляция пластов на Западно-Пановском поднятии показала, что в отложениях тульского возраста выделяются три пласта сверху вниз – Стл-4, Стл-3, Стл-2 (рис. 4).. Пласт $С_{ТЛ-4}$ прослеживается по всем скважинам и представлен двумя пропластками. Пласт состоит из песчаников и алевролитов. Мощность пласта изменяется от 5 м до 13,2 м. Наибольшие толщины отмечены на крыльях поднятий, уменьшаясь на сводах. Значения пористости также, как и толщина пластов, увеличивается от сводовой части к периферии поднятия (от 20% – скв.742 до 24,8% – скв.748).

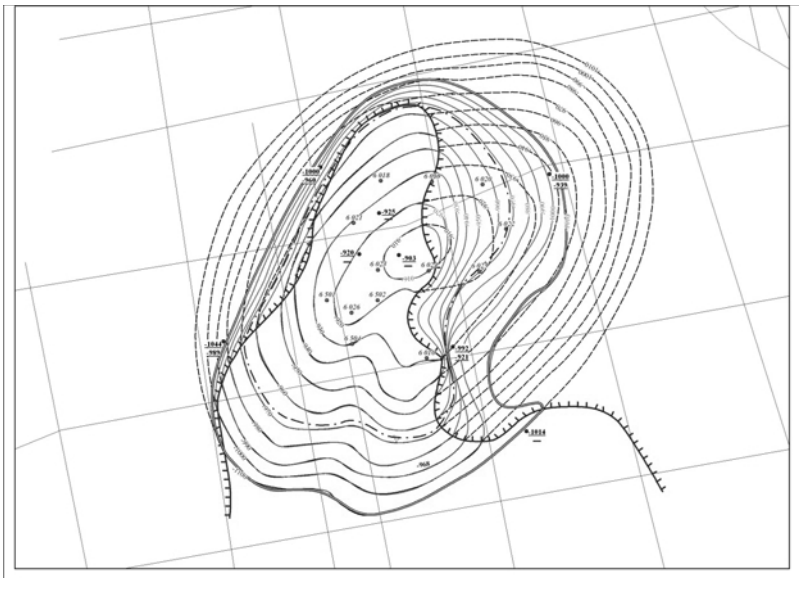


Рис.3. Структурный план Западно-Пановского поднятия Шереметьевского месторождения с элементами палеоструктурных построений.

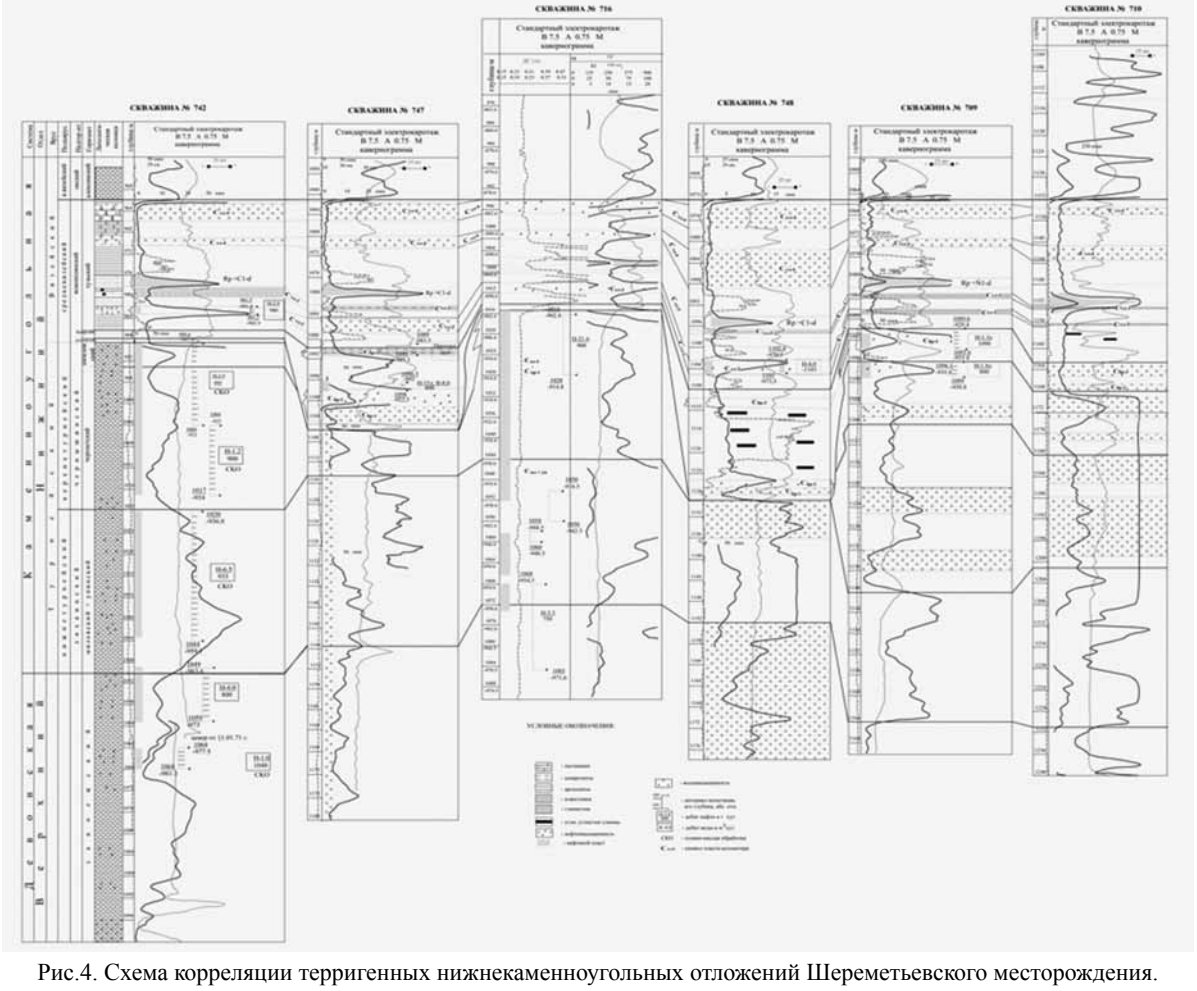


Рис.4. Схема корреляции терригенных нижнекаменноугольных отложений Шереметьевского месторождения.

Пласт $С_{тл-3}$ на площади маломощный от 0,5м до 0,8м и состоит в основном из алевролитов глинистых и на большей части месторождения сливается с репером «тульский известняк».

Наиболее перспективный в нефтенасыщенном отношении пласт тульского горизонта в пределах Шереметьевского месторождения приурочен к $С_{тл-2}$. Пласт состоит из песчаников и алевролитов кварцевых с небольшим количеством глинистого материала и характеризуется изменчивым на коротких расстояниях литолого-фациальным составом. Так, на сводах толщина его изменяется от 1,2 м до 1,5 м (ск.742,716), однако зачастую замещается на глинистые разности (скв.709). Увеличенной мощностью (до 2,6 м) пласт представлен на крыльях поднятия, во врезовой эрозионно-карстовой зоне. Пласт в целом отличается хорошими коллекторскими свойствами, коэффициент пористости составляет от 23 до 27,8.

Пласт $С_{тл-1}$ на площади исследования не прослеживается.

Радаевский и бобриковский продуктивные горизонты в силу сложности расчленения (только по палинологическим данным) и зачастую их гидродинамической связи рассматривается здесь как единый литологический комплекс. В составе радаевско-бобриковского горизонта выделяются два пласта: СввII и СввI. Верхний пласт СввII относится по определению спор и фауны к тульскому возрасту и зачастую замещен на глинистые алевролиты и аргиллиты. На территории Шереметьевского участка пласт не прослеживается. Пласт СввI вмещает песчано-алевролитовые пропластки $С_{бр-1}$, $С_{бр-2}$, $С_{бр-3}$ (снизу вверх).

В бобриковских отложениях Шереметьевского месторождения выделены пропластки $С_{бр-3}$, $С_{бр-2}$ и $С_{бр-1}$.

Пропластки представлены песчаниками мелкозернистыми, алевритистыми, глинистыми с прослоями алевролитов. Пласт $С_{бр-3}$ развит в верхней части горизонта и сложен песчаниками алевритистыми, мелкозернистыми, кварцевыми. Пласт не выдержан по площади и по простиранию. Так, в куполе поднятия пласт замещен , а во врезовой зоне мощность его увеличивается до 4 м, но часто и во врезовой зоне пласт замещается на глинистые разности (скв.748). Коэффициент пористости колеблется от 20 до 22,1.

Пласт $С_{бр-2}$ выделен в средней части горизонта и лишь во врезовой зоне мощностью от 0,7 м до 7,8 м. Представлен пласт песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов. Коэффициент пористости составляет от 19,9 до 28,8%. В своде Западно-Пановского поднятия пласт выклинивается. Пласт $С_{бр-1}$ выделяется исключительно в зоне турнейского среза. Мощность изменяется от 1,0 м до 12 м.

Нефтеносность бобриковского горизонта связана преимущественно с пластами $С_{бр-1}$ и $С_{бр-2}$.

Надо отметить, что хотя на Шереметьевском участке бобриковско-радаевские отложения и характеризуются увеличенной толщиной во врезовых эрозионно-карстовых зонах, однако они не компенсируют величину размыва турнейской поверхности (таблица).

Таблица

№ скв.	Толщина бобриковских отложений, м	Глубина среза, м
756	31	71
748	27	61
747	11	41
746	34	55

Глубина размыва турнейских отложений составляет от 41 м до 71 м, а толщина бобриковских отложений – от 11 м до 34 м, что является прямым признаком формирования врезов под воздействием доминирующих в процессе карстовых явлений. И все-таки присутствие в терригенной толще визейских эрозионных врезов пластов-коллекторов повышенной мощности и устойчивых флюидоупоров создает благоприятные условия для сохранения залежей.

В заключение следует отметить, что для Западно-Пановского поднятия характерна резкая изменчивость коллекторских характеристик отложений тульско-бобриковского возраста вплоть до полного замещения их на глинистые разности, которая зависела от палеогеоморфологической ситуации осадконакопления того времени. Резкое увеличение толщин пластов-коллекторов бобриковских и тульских отложений наблюдается в зонах эрозионно-карстовых врезов.

Для повышения эффективности разработки месторождения необходим выбор наиболее рациональной эксплуатационной сетки скважин с учетом геологического строения территории, свойств пластов-коллекторов, характера их распространения и корреляции. Также для эффективной разработки необходимым элементом является контроль пластового давления в скважинах и своевременный их перевод в разряд нагнетательных. Перевод скважин под нагнетание осуществляется в скважинах с выработанными нефтяными ресурсами и находящимися за пределами эрозионно-карстового среза и должен сопровождаться организацией закачки - водогазового воздействия (ВГВ) на данных участках.

Залежи нефти в отложениях бобриковского горизонта и турнейского яруса гидродинамически изолированы с отдельными самостоятельными водонефтяными контактами, поэтому воздействие на залежь турнейского яруса не отражается на изменении давления в отложениях бобриковского горизонта. Эту особенность геологического строения месторождения необходимо учитывать при проектировании системы нагнетания. Также предполагается углубление скважин, располагающихся в зоне повышенных толщин бобриковских отложений (эрозионно-карстовые

врезы) на нижележащие горизонты, что увеличивает их перспективы на поиски залежи нефти в бобриковско-тульских отложениях.

Литература

1. *Губайдуллин А.А., Козина Е.Л., Мороко М.И.* Латеральная изменчивость вещественного состава и коллекторских свойств нижнекаменноугольной продуктивной толщи на локальных структурах юго-востока Татарии. Перспективы поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений. – Казань, 1980. – С. 144-150.

2. *Ларочкина И.А*. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. – Казань: ООО «ПФ «ГАРТ», 2008.

АДРЕСНОЕ УПЛОТНЕНИЕ ДЕТАЛИЗАЦИОННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ ПРОФИЛЕЙ КАК ФАКТОР ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

И.А.Ларочкин, Р.Р.Ганиев, Г.А.Анисимов, О.Н.Шабалин

Сейсморазведочные работы являются важнейшим инструментом анализа геологического строения осадочного чехла и кристаллического фундамента. И никакие другие методы пока не могут полностью заместить сейсморазведку. И вроде бы казалось, что чем выше плотность профилей сейсморазведочных работ, приходящихся на единицу площади, тем должна быть выше опоискованность локальных поднятий и соответственно залежей нефти и соответственно ниже риск ГРР. Однако появляются некоторые противоречия .

Первое, это, естественно, разумная величина расходов, которая оставляет деятельность компании недропользователя рентабельной для подготовки локальных поднятий к бурению и добыче нефти.

Второе, полезность получаемой по результатам интерпретации информации.

Третье, геологические принципы изучения локального поднятия и территории в целом.

Четвертое, размеры и амплитуда еще не открытых локальных поднятий за последнее время неизбежно сокращаются и многие объекты поиска имеют амплитуду меньше разрешающей способности сейсморазведки. Плотность и равномерность сети сейсмических профилей, в конечном счете, дает качество подготовленных для глубокого бурения объектов, а соответственно и эффективность дорогостоящего поисково-разведочного бурения. Поэтому появляется актуальная задача – разработки метода или способа адресного уплотнения детализационных сейсмических профилей

В данной работе авторами на примере Урганчинской лицензионной зоны показан способ адресного уплотнения сети детализационных сейсмических профилей с целью подготовки недоизученных поисково-разведочных территорий для доразведки и опоискования залежей нефти.

Этот способ основан на анализе и обработке четырех составляющих:

- Тектоническое районирование.
- Построение детальной структурной модели территории и анализ соотношения структурных планов девонских и каменноугольных продуктивных отложений.
- Комплексный анализ космоснимков, гипсометрии рельефа (морфометрический анализ) и материалов структурного бурения.
- Выявление первоочередных локальных поднятий и определение стадийности поисково-разведочных работ на исследуемой территории.

На современном этапе изученности территории Республики Татарстан принято считать, что сейсморазведочными профилями достаточно плотно покрыта вся территория республики, особенно ее юго-западная часть.

Средняя изученность сейсморазведкой территории республики основным поисковым методом составляет не более 2,0 пог.км./км^2. При условии, что в расчеты берется только информативный фонд сейсмопрофилей, который доступен переинтерпретации, т.е проведенных после 1985 г. включительно.

Проведенный анализ плотностей показывает, что в целом плотности распределились в диапазоне значений от 0,22 пог.км./км^2 на Тетюшском участке до 4, 92 на Сунчелеевском месторождении.

Если проводить анализ с дифференциацией по тектоническим элементам 1-го порядка, то особенно высокая плотность сейсморазведочных профилей приходится на северо-восточную часть Мелекесской впадины. Самые слабоизученные в сейсмическом отношении – Запад Татарстана, Токмовский свод и Северный склон Южно-Татарского свода.

В основном сейсморазведочные работы датируются второй половиной 80-х гг., большой объем сейсморазведки проведен относительно недавно – это конец 90-х или начало 2000-х гг. Тенденция, которая наметилась за последнее время состоит в том, что недропользователи желают наращивать разведанные запасы на своих месторождениях, поэтому включают в свои финансовые бюджеты расходы на уплотнение детализационных сейсмических профилей. И это обстоятельство надо приветствовать и всячески поддерживать, потому что это самый высокоэффективный

метод. Поэтому на сегодняшний день сверхактуальной задачей является дополнительное сейсмопрофилирование, с последующей комплексной переинтерпретацией всего материала, либо сейсморазведка 3D.

Если провести анализ, каким образом достигается задача повышения плотности покрытия территории сейсморазведочными работами, то это, как правило, традиционный подход к проектированию детализационных сейсмопрофилей, который сформировался в отрасли и заключается он в так называемой «правильной» сетке профилей, состоящей из равносторонних квадратов. При этом при рекогносцировочных работах, конечно, учитываются условия на местности, расположение населенных пунктов и т.д.

Проведенные исследования зависимости среднего размера «сейсмического окна», в которое вписывается контур геологического объекта от плотности сети профилей показали, что при плотности сейсмопрофилей 3,0–3,5 пог.км./км^2 площадь поискового объекта приближается к величине малоразмерной ловушки с потенциальным содержанием до 150-200 тыс. т извлекаемых запасов нефти [1]. Такая плотность позволяет достоверно выявить свод и отдельные элементы ловушки (такие, как крыло и переклиналь) для обоснования местоположения поисково-разведочной скважины.

На примере Урганчинской лицензионной зоны, расположенной на западном склоне Южно-Татарского склона, покажем наш подход к способу адресного уплотнения детализационных сейсмических профилей с целью повышения эффективности геолого-разведочных работ.

Территория Урганчинского месторождения отработана сейсмопартией 5/99-1. Результаты работ представлены в виде структурных карт по отражающим горизонтам В и У и схематической картой по горизонту Д. Общая длина сейсмических профилей (без дублирующих) 70,1 пог.км при площади лицензионного участка 40,17 км^2. Плотность сейсморазведочных работ, проведенных после 1985 г. в пределах лицензионных границ, составляет от 0,9 пог.км/км^2 на Бакташском поднятии (III участок); 1,95 пог.км/км^2 в зоне Володарской группы поднятий; до 2,1 пог.км/км^2 на Урганчинской и Адамчинской группе поднятий. Средняя плотность сейсмопрофилей по всему лицензионному участку составляет 1,7 пог.км/км^2 . Такая плотность является весьма низкой и недостаточной для дальнейшего опоискования и доразведки лицензионного участка. Несмотря на то что сводовые части почти всех поднятий на территории Урганчинской лицензионной зоны изучены достаточно хорошо, в том числе скважинами эксплуатационного фонда, недоизученными остались крылья и периклинальные части поднятий. Так, например, плохо изучены северная периклинальная часть Володарского поднятия, южная часть крыла Южно-Володарского поднятия, Южно-Адамчинское поднятие, а также поднятия в районе скважин №№ 879, 715, 844.

Особенности регионального тектонического строения Урганчинского месторождения. Качественную тектоническую модель месторождения можно построить при условии выполнения новых структурных построений по данным на сейсмических пикетах на базе результатов интерпретации данных сейсморазведочной партии.

Совместный анализ структурных планов, построенных по результатам сейсморазведочных работ и рельефа дневной поверхности, построенных по материалам космических снимков показывает, что Володарское, Южно-Воладарское и выходящее за пределы лицензионной границы Северо-Володарское поднятия образуют валообразную зону с простиранием на северо-восток. Размер Володарского локального поднятия по длинной оси, направленной на северо-восток, 1,81 км, в крест простирания размер поднятия 1,43 км. Размер Южно-Володарского локального поднятия по длинной оси, направленной на северо-восток, 1,42 км, в крест простирания размер поднятия 0,84 км. Амплитуда обоих поднятий <10 м.

Вторую валообразную зону, более широкую в плане, образуют Урганчинская и Адамчинская группа поднятий. Простирание второй валообразной зоны – так же северо-восточное. Размер Урганчинского локального поднятия по длинной оси, сильно вытянутой на северо-восток, 3,19 км, в крест простирания размер поднятия 0,95 км. Амплитуда поднятия >10 м.

Адамчинском поднятие опоисковано скв. 728, которая, по нашему мнению, попала в восточную крыльевую часть. Поэтому сводовая часть осталась не опоискованой. Размеры Адамчинского поднятия по замыкающей изогипсе – 940 м – равны 1,64х0,76 км. Амплитуда поднятия >5 м.

Третья, Западно-Урганчинская валообразная зона, примыкает к Урганчинской и состоит из двух куполов: Западно-Урганчинского 1 и Западно-Урганчинского 2, размерами 2,06х0,91 км и 0,89х0,59 км соответственно. Западно-Урганчинское 2 поднятие опоисковано скв. № 879, которая попала в южную переклинальную часть поднятия. Амплитуда обоих поднятий >10 м.

Кроме валообразных зон и прогибов, в структурном плане Урганчинской лицензионной зоны можно выделить также структурный нос в районе Северо-Бакташского поднятия, которое только частично попадает в лицензионную зону ООО «Трансойл». Размеры локального поднятия по замыкающей изогипсе – 930 - 1,24х0,88 км.

Все выделенные при тектоническом районировании территории валообразные зоны отделены друг от друга системой прогибов. Ширина прогибов разная и варьирует от 3,03 км для прогиба, отделяющего Володарскую группу поднятий от Урганчинской и сужающего на севере, до 0,28 км для прогиба, который отделяет Западно-Урганчинскую группу поднятий от Урганчинской.

Наличие прогибов подтверждается геофизическими материалами сейсморазведочных работ. Осевые линии прогибов, отделяющих Володарскую группу поднятий от Западно-Урганчинской, Урганчинской и Адамчинской, направлены на северо-восток.

Осевая линия прогиба разделяющего структурный нос в районе скв. 793, 819 от Западно-Урганчинского поднятия, имеет северное (субмеридиональное) направление.

Западно-Урганчинское, Южно-Урганчинское и Адамчинское поднятия опоискованы одиночными разведочными скважинами №№ 715, 879, 728 соответственно. Сводовая часть Володарского, Южно-Володарского и Урганчинского поднятия разбурены плотной сеткой эксплуатационных скважин.

Изложенное тектоническое районирование согласуется с научнообоснованной моделью тектонического строения территории и расположением и простиранием тектонических элементов второго порядка.

Геоморфологический анализ совместно с анализом данных структурного бурения. В современной практике геоморфологический анализ используют в основном как вспомогательное средство в проведении рекогносцировочных работ при проектиро-вании сейсмических профилей. Мы же предлагаем включить геоморфологический анализ дневной поверхности как составную часть общего анализа соотношения структурных планов, начиная от кристаллического фундамента через всю толщу осадочного чехла. Для анализа данных ДДЗ в работе использована матрица радарной топографической съемки Shuttle radar topographic mission (SRTM) с расширением hgt. После обработки цифровых матриц в ГИС-программах Arcview GIS 3.2 а в модуле Spatial Analyst получена цифровая модель рельефа на территорию. На основе этих данных построен рельеф местности на территорию Урганчинского месторождения с сечением 5 м.

Для уточнения границ лесных массивов и отслеживания изменений в инфраструктуре были применены данные космической съемки Landsat TM/ETM+ в комбинации каналов 5,3,1.

В республике накоплен богатый исторический материал по структурному бурению. На исследуемой территории Урганчинской лицензионной зоны проведена структурная съемка со средним шагом бурения от 700 до 1100 м, с плотностью бурения 1,54 скв/км^2.

Выделение первоочередных направлений геологоразведочных работ. Для систематизации рекомендаций Урганчинская лицензионная зона нами поделена на три участка. Первый участок – восточная часть лицензионного участка, второй участок – центральная часть. Третий участок – юго-западный. По каждому участку сосчитаны их площадь, длины сейсмических профилей прежних лет (до 1985 г.). Все рекомендации основаны на анализе геологического строения Урганчинского месторождения, тектоническое районирование позволяет проектировать детализационную сетку сейсмических профилей более эффективно, с точки зрения доразведки Урганчинского месторождения. Таким образом, можно с высокой степенью достоверности говорить о доразведке сводовых частей поднятий и приконтурной области.

Рекомендации по оптимизации детализационных сейсмических профилей на Урганчинском месторождении. Традиционный проект заложения детализационных сейсморазведочных профилей позволяет довести плотность сейсморазведочных работ до 4.03 пог.км/км^2. Это примерно 20 сейсмических профилей общей длиной 100 км.

Для оптимизации заложения сети детализационных профилей с целью доразведки Урганчинской лицензионной зоны на основе проведенной работы рекомендуется следующее:

По восточному участку:

1. Анализ временных сейсмических разрезов № 059901 и 059911 в месте образования креста показывает, что имеет место подъем структуры по башкирской залежи. Поэтому необходимо дополнительным профилем доизучить район северной части Володарского поднятия.

2. На юге, юго-западе Южно-Володарскго поднятия нужно ставить дополнительный профиль №20 длиной 2,3 пог.км. Анализ каротажного материала по скважине 67 показывает, что в нижнекаменноугольных отложениях имеется нефтеносность. Сейсмические профили 19 и 20 совместно с профилем №4 позволят оптимально изучить морфологию Южно-Володарского поднятия и дать более ясное представление о возможных контурах нефтеносности.

3. По материалам сейсморазведочных работ прошлых лет по отражающему горизонту «У» профилем 138573 выделяется поднятие. При новой интерпретации поднятие могло быть пропущено. Поэтому профиль №16-18 могут подтвердить развитие на запад локального поднятия.

6. Проектный профиль №5 позволит доизучить центральную часть Южно-Володарского поднятия и северную часть Западно-Урганчинского и Урганчинского поднятий.

8. Закладывать проектные профили, чтобы изучить периклинальную либо крыльевую часть Володарского поднятия не имеет практического смысла, т.к. в процессе бурения сетки эксплуатационных скважин на Володарском поднятии можно доизучить поднятие.

По центральному участку:

1. В скважине 728, пробуренной на Адамчинском поднятии, опробовано в интервале 1054,6-1056,6 2 м пласта Тл-3 (при принятой стратиграфической классификации снизу вверх). Дебит нефти при этом получен в объеме 9,7 м^{3}т с уровня 1050 м. В настоящий момент скважина вырабатывает 2,5 м^3. Коллектор, представленный песчаником, есть также в бобриковских отложениях. Все это говорит о том, что структура при дальнейшем ее опоисковании может расшириться. Профиль № 9 сдвинутый на 260 метров на север Адамчинского поднятия, который совместно с профилем № 14 также смещен на восток, с достаточной степенью достоверности представит контур Адамчинского поднятия.

Профиль №14 ввиду неоднозначности интерпретации результатов сейсмического профиля № 59908, проложенного с севера на юг через всю территорию Урганчинского лицензионного участка, позволит также более детальным охватом изучить собственно Урганчинское поднятие совместно с Адамчинским поднятием. Это позволит уточнить границы (контуры) нижнекаменноугольных залежей Урганчинского поднятия.

По юго-западному участку:

1. С целью однозначной интерпретации геологического строения северной и южной крыльевых частей Западно-Урганчинского 1 и Западно-Урганчинского 2 поднятий рекомендуется провести новый профиль №21 с севера на юг, с выходом на юге Урганчинского лицензионного участка в район скважины № 852.

2. Геофизические данные по скважине 4333 говорят о слабой нефтеносности, поэтому рекомендуется проложить дополнительный профиль № 22 субмеридионального направления, который будет пересекать проектные профили №№ 23, 24, 3.

3. Для создания более равномерной по площади сети детализационных сейсморазведочных профилей и доведения плотности изученности юго-западного участка в целом до 2,6 пог.км/км^2 рекомендуется добавить профиль № 23 на юге лицензионного участка протяженностью с запада на восток до населенного пункта «Фестивальное» и профиль № 24 с выходом на западе к скважине № 4333 и далее на востоке субпаралельно профилям № 23 и 24. Профиль № 24, в такой конфигурации дает гарантию надежной интерпретации совместно с профилями №№22,11,21,14.

Итоговая схема расположения проектных сейсмических профилей с элементами тектонического районирования показана на рис. 2. Обобщенные данные об изменении длины рекомендуемых детализационных сейсмических профилей и плотности сейсморазведочных работ на единицу площади, сосчитанных совместно с профилями сейсморазведочных работ, проведенных ранее, приведены в табл. 7.

Таблица 7

Параметр	При стандартном подходе	Рекомендуемые по предлагаемому способу	Изменение параметра «-» (уменьшение)
Общая длина сейсмопрофилей до 1985 г. (без дублирующих) совместно с рекомендуемыми, пог.км	160,74	132,74,0	- 28,0
Длина рекомендуемых детализационных сейсмопрофилей	90,4	62,6	-
Площадь, км^2	42,17	42,17	-
Плотность сейсморазведочных профилей, пог.км./км^2	3,8	3,2	0.6

Выводы по применению способа адресного уплотнения детализационной сети сейсморазведочных профилей по Урганчинскому лицензионному участку:

1. Изменение длины новых детализационных профилей составляет 28,0 м в сторону уменьшения и 62,6 м (90,6 м – предлагаемые по стандартному методу проектирования), при этом плотность профилей сейсморазведочных работ на единицу площади, сосчитанная совместно с профилями прошлых лет, изменится на всего на 0.6 пог.км/км^2 и составит 3,2 пог.км/км^2.

2. Оптимизация длины детализационных сейсмических профилей на 28 км, при условии, что стоимость одного погонного километра с учетом мобилизации и демобилизации составляет 130 тыс. руб., позволит сохранить недропользователю денежные средства при проведении поисково-разведочных работ на Володарском и Южно-Володарском, Адамчинском, Урганчинском, Западно-Урганчинском 1 и 2, Северо-Бакташском поднятиях в размере 3 млн. 640 тыс. руб.

3. Итоговая ожидаемая плотность 3,2 пог.км/км^{2}является оптимальной и достаточной для доразведки структурных планов по нижнекаменноугольным отражающим горизонтам, а также девонского структурного плана, в случае расширения.

Примерами успешного подхода к уплотнению детализационных сейсмических профилей может считаться открытие на Мензелинском месторождении одноименного поднятия, которого долгое время не было даже в составе выявленных локальных поднятий. Или, например, Ленский выступ на поверхности кристаллического фундамента высотой около 70 м, который также был выявлен благодаря адресному сгущению сетки сейсмопрофилей на Елгинском месторождении. И это на сравнительно изученной территории северного склона Южно-Татарсткого свода.

В отношении территории Урганчинской лицензионной зоны имеется уверенность в том, что будут получены положительные результаты, так как адресное сгущение сейсмопрофилей базируется на качественной геологической модели на основе геотектонического районирования и поэтому направлено на снижение риска геологоразведочных работ.

Литература

1. *Ларочкина И.А., Минибаева С.М.* Пути повышения эффективности геологоразведочных работ в Республике Татарстан // Георесурсы. – 2008. – №1.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ПРАВО: ЕГО ПОНИМАНИЕ И ПРИМЕНЕНИЕ В РОССИИ

П.Г.Лахно

МГУ им. М.В.Ломоносова

Энергетическое право является уникальным примером правового регулирования отношений, возникающих в сфере организации и функционирования топливно-энергетического комплекса и не топливной, альтернативной, энергетики.

Уникальность, а заодно с ней и сложность, заключаются в теснейшем диалектическом сочетании публично-правовых и частноправовых способов регулирования энергетических отношений. Последнее обусловлено комплексным характером отношений, составляющих предмет энергетического права. Сфера энергетики является классическим примером соотношения политики, экономики и права, функционирующих на фоне становления и развития рыночной экономики как внутри страны, так и в международном аспекте, как в глобальном, так и региональном разрезе.[1]

Энергетика является средством для преобразования природного потенциала в конечный потребительский продукт (в виде света, тепла, работы всевозможных механизмов, Интернет и т.п.), определяющий качество жизни, как отдельного человека, так и общества в целом.

Энергетика, согласно традиционному определению, представляет собой область народного хозяйства, охватывающую энергетические ресурсы, их поиск, разведку, добычу, выработку, преобразование, передачу (транспортировку), хранение и использование различных видов энергии.

В классическом понимании под энергетикой подразумеваются отношения, связанные с выработкой, генерацией, использованием и потреблением электрической энергии, энергетика как технология производства, распределения и потребления (использования) электрической и тепловой энергии.[2] В широком смысле под энергетикой понимают все отрасли топливно-энергетического комплекса (ТЭК), т.е. угольную, газовую, нефтяную и перерабатывающую эти виды топлива промышленность, в том числе нефте- и газохимию.[3] Еще более широкое толкование энергетики встречается, когда к первым двум направлениям добавляют магистральный трубопроводный транспорт. Особого внимания заслуживают отношения, связанные с использованием возобновляемых источников энергии. Обособленно стоит ядерная энергетика. Таким образом, энергетика как отрасль экономики и существующие в рамках данной отрасли общественные отношения, в том числе и по поводу энергии, как раз и представляет собой ту основу, на которую накладываются регулирующие их нормы энергетического права. Именно поэтому существенно важно понимание того, что представляют собой с правовой точки зрения энергия, энергетика, энергетические ресурсы и услуги.

Часть национального права, объектом которого является национальная энергетическая система, называется энергетическим правом.

Понятно, что энергетические системы различных государств, как и потенциал природных ресурсов, на которых основаны энергоносители, не одинаковы. Отсюда и различие в содержании энергетического права отдельных стран.

Главная задача энергетического права – решение энергетических проблем с использованием правовых средств и методов, иного юридического инструментария.

Энергия – это название, данное эффекту (явлению) или группе природных феноменов (явлений), продемонстрированных (показанных) различными веществами (материалами), а также сами явления. Например, электрическая энергия – это продукция в виде произведенного потока электронов. Сложнее обстоит дело с другими видами энергий, например, с механической, гравитационной и т.д.[4]

Энергия как предмет правового регулирования характеризуется уникальными особенностями и признаками, отличающими ее от других предметов и явлений материального мира. Эти особенности во многом предопределяют необходимость самостоятельного регулирования энергетических отношений. Энергия – это, попросту говоря, способность выполнять работу. Энергия вырабатывается из определенного числа минеральных природных ресурсов

---

[1] Вопросы энергетического права и законодательства являются предметом пристального внимания ученых-юристов стран Содружества Независимых Государств. См.: *Ю.С.Шемшученко, П.Г.Лахно* Энергетическое право России и Украины: сравнительно-правовой аспект; *Попандопуло В.Ф.* Энергетическое право и энергетическое законодательство: общая характеристика, тенденции развития. *М.К.Сулейменов.* Нефтяное право Республики Казахстан; *К.А.Чуйченко*. О практической деятельности юристов ОАО «Газпром». В кн.: Энергетика и право. Под ред. П.Г.Лахно. Москва. 2008; *Ченцова О.И., Брайнина Н.В., Чумаченко Ю.Г.* Энергетическое законодательство Республики Казахстан – общий обзор. Энергетическое право. 2007. № 2. Правовой энергетический портрет Республики Казахстан. С.2-18; *Вершинин А.П.* Энергетическое право. Учебно-практический курс. СПб., 2007; его же: Система и систематизация российского законодательства об энергетике. Правоведение. 2009. № 2. С.37-52; *Грищенко А.И., Зиноватный П.С.* Энергетическое право России. Правовое регулирование электроэнергетики. М., 2008.

[2] См.: Электроэнергетика России 2030: целевое видение. М., 2008.

[3] См.: Нефть новой России. Ситуация, проблемы, перспективы. Под ред. В.Ю.Алекперова. М., 2007.

[4] См.: *Фейнман Р., Лейтон Р., Сэндс М.* Фейнмановские лекции по физике. Т.1.,М., 1965. С.71-84.

и возобновляемых источников, знать которые, а также понимать порядок их использования необходимо при изучении энергетического права. Очевидно также, что необходимым условием эффективного и разумного использования этих источников (природных ресурсов) является надлежащая правовая база, в том числе и система соответствующего законодательства.

Энергия – это общее, собирательное, абстрактное понятие. Энергия не существует без источника и без носителя энергии. Просто энергии нет, она всегда конкретна. Существует множество различных форм энергии: механическая, тепловая, химическая, ядерная, электрическая, кинетическая, потенциальная и т.д. Уникальным свойством энергии является ее способность преобразовываться из одной формы в другую. Различные формы энергии измеряются и выражаются различными единицами измерения и значения. Юристам энергию не следует рассматривать только с точки зрения Гражданского кодекса РФ. Энергия имеет комплексное, межотраслевое значение.

Что же такое энергия? Зададимся этим вопросом еще раз. Об этом все говорят, но мало кто знает. Ведь мир потребляет не просто нефть, газ или уголь, а услуги, которые создаются в различных отраслях, продающих определенные виды топлива, выработанные из добытого ими сырья. А это требует учитывать специфику объекта регулирования, в данном случае – энергии, точнее различных ее видов. Как нам представляется, без юридической науки это трудно решить, но и лишь одна юридическая наука здесь тоже не справится. Поэтому для надлежащего эффективного правового регулирования отношений в области энергетики, большое значение имеют технические и технологические условия, базирующиеся на выводах естественных наук. Без знания и учета этих качеств энергетических отношений разработка и применение правовых норм будет неполной, а во многих случаях, может быть, ошибочной. В энергетическом законодательстве мы должны исходить из совершенно очевидного факта – признания приоритета естественных законов перед социальными.

Энергия не относится ни к вещам, ни к правам, а представляет собой совершенно особый объект гражданских (и не только) прав. Энергия является материальным, но не вещественным (молекулярным), а волновым явлением.

Несмотря на существование в природе огромного количества различных форм и видов энергии, на сегодняшний день правом можно регламентировать отношения только по поводу тех видов энергии, которые полезны для человека, используются людьми или запрещены для использования, например, электрическая, тепловая энергии или допинг в спорте и др.

Чтобы быть «правопригодными», то есть иметь способность быть урегулированными нормами права, функционировать в качестве объекта гражданских прав, конкретные блага (энергии) должны иметь соответствующие признаки и свойства. Либо отношения по поводу использования энергии должны регулироваться через правовую регламентацию источников и носителей энергии. Мы прекрасно понимаем, что без энергетических ресурсов нет энергии, значит, нет и экономического развития.

Создатель первой в России вертикально-интегрированной нефтяной компании Президент ОАО НК «ЛУКОЙЛ» В.Алекперов отмечает: «Энергия в различных формах потребляется абсолютно всеми членами общества, причем особенностью данного процесса является его непрерывный характер. Это означает, что вопросы энергоснабжения были и остаются вопросами политическими».[1]

В этой связи хотелось бы выдвинуть принципиальные теоретические и методологические положения при научном, в том числе правовом, исследовании энергетических отношений: во-первых, *только технически к энергии относиться нельзя.* Надо понять философию энергии. Всякая разумная деятельность человека – есть энергетическое преобразование природного потенциала в блага цивилизации. Энергия – это возможность делать, совершать определенную работу; во-вторых, *наша психологическая зависимость от энергии очень велика*. И это делает отношения в сфере энергетики публичными.

Для эффективности научной деятельности, законотворчества и практики правового регулирования энергетических отношений следует определить, каким образом термин «энергетическое право» соотносится с такими терминами как «энергия», «энергетика», «энергетические ресурсы», «энергетические товары и услуги» и др.

Какое же место занимает энергетическое право в общей системе российского права? Важно установить, является ли энергетическое право отдельной отраслью, (пусть интегрированной и комплексной) со своим специфическим предметом, либо простой совокупностью правовых предписаний. Энергетическое право – это реальность. Другое дело, какой смысл мы вкладываем в этот термин. Что это – отрасль права или отрасль законодательства? Представляется правильным употреблять это словосочетание аналогично тому, как мы говорим об экологическом, транспортном праве и т.д. Действительно речь идет о совокупности норм, законодательных актов, источников права, обеспечивающих регулирование этой важнейшей отрасли экономики. Поэтому энергетическое право – это сложный комплекс. Это что, публичное право? Или это частное право? Да и то, и другое. Мы должны постоянно думать о том, в каком соотношении находятся у нас публичное и частное право. Это соотношение оптимально или нет? Мы должны обеспечивать постоянное их взаимодействие. Частное право не может эффективно функционировать, если оно не подкреплено возможностями публичного права.[2] Поэтому говорить, что здесь сформировалась какая-то

[1] *В.Ю.Алекперов.* Вертикально-интегрированные нефтяные компании России. – М., 1996. – С.93.

[2] См.: *Яковлев В.Ф.* Правовая система России – состояние и проблемы. Стенограмма доклада на официальной церемонии 31.05.2007 г.//www.garant.ru.

единая правовая отрасль можно, но лишь в определенном смысле, как комплексная отрасль. Энергетическое право состоит из «черезполосицы» публичного и частного права.

На самом деле здесь в значительной степени представлено частное право - гражданское право (корпоративное право, право собственности, договорно-обязательственное право, право интеллектуальной собственности) и т.д. С другой стороны, представлено и публичное право. Пожалуй, одна из главных особенностей этого правового комплекса – органичное переплетение частного и публичного права. Практически в регулировании отношений этой сферы участвуют все отрасли права, начиная, конечно, с конституционного права. Конституция РФ устанавливает не только определенные отправные положения, но ее формулировки указывают нам на то, что в регулировании отношений в этой сфере должны сочетаться и взаимодействовать подходы, характерные для публичного и частного права (см. ст.ст.9, 36 Конституции РФ).

Создание комплексной и эффективной законодательной базы для регулирования энергетических отношений невозможно без разработки прочной научной основы. Решение этой сложнейшей актуальной задачи – прерогатива науки энергетического права.

Система правового регулирования ТЭК и нетопливной энергетики включает в себя элементы общего законодательства и законодательства специального, содержащего специальные нормы, отражающие специфику данной сферы отношений. Общее законодательство представлено: Конституцией РФ; Гражданским, Земельным, Налоговым, Бюджетным, Таможенным и другими кодексами Российской Федерации (ГК РФ; ЗК РФ; НК РФ; БК РФ; ТК РФ) и т.д. Но сформировалось и специальное законодательство – о недрах, о соглашениях о разделе продукции, об электроэнергетике, о газоснабжении, об угле, об атомной энергии, о возобновляемых источниках энергии, о государственном регулировании цен и тарифов на электрическую энергию, об экспорте газа и т.д. Таким образом, мы видим здесь несколько уровней правового регулирования: общее и специальное законодательство, а также развитое техническое регулирование и, наконец, регулирование международно-правовое в виде, прежде всего, международных договоров. В этой связи отметим провозглашенный Президентом РФ Д.А.Медведевым «Концептуальный подход к новой правовой базе международного сотрудничества в сфере энергетики (цели и принципы)»,[1] и разработанные в его развитие проекты международных документов.

В энергетическом праве необходимо органично сочетать частное и публичное исходя из сочетания предпринимательской свободы с государственной регламентацией с помощью законов, а не индивидуальных актов. Государство должно обеспечивать надежность, стабильность, безопасность, доступность источников энергии, экономичность в их использовании, обеспечение наших национальных интересов.

В системе законодательства Российской Федерации сформировался и продолжает динамично развиваться относительно самостоятельный и отличающийся существенными правовыми особенностями законодательный массив – энергетическое законодательство.

Энергетическое законодательство – это крупный интегрированный комплекс, один из элементов системы законодательства Российской Федерации, совокупность нормативных правовых актов различного уровня, регулирующих предпринимательские и иные отношения, возникающие в области организации и функционирования топливно-энергетического комплекса страны и нетопливной энергетики. В нормах энергетического законодательства закрепляются существенные особенности правовых отношений, которыми закон устанавливает правовой энергетический порядок в топливно-энергетическом комплексе Российской Федерации (ТЭК), в том числе ведение предпринимательской деятельности, регулирование отношений, связанных с осуществлением этой деятельности в условиях рыночной экономики.

Главная задача энергетического законодательства – правовое регулирование отношений в сфере энергетики в целях обеспечения потребностей населения и экономики страны в энергетических ресурсах, их рациональном использовании, а также в создании условий для осуществления предпринимательской деятельности субъектов всех форм собственности в энергетическом комплексе и охраны окружающей среды, выполнения международных обязательств.

Энергетическое законодательство призвано создать правовую базу регулирования поиска, разведки, добычи, преобразования, транспортировки, распределения и потребления энергетических ресурсов, т.е. всю цепочку энергетического бизнеса.

Предприниматель не желает учитывать дифференциацию правового регулирования, существующую в доктрине. Ему необходимо комплексное правовое регулирование его бизнеса. По нашему мнению, таким актом мог бы стать Энергетический кодекс Российской Федерации.

[1] http://archive.kremlin.ru/text/docs/2009/04/215303.shtml#

О НОВЕЙШИХ МЕТОДАХ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ. ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ВНЕДРЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯМИ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН»

Л.И.Лимонова, В.В.Баженов, В.С.Дубровский
ООО «ТНГ-Групп», г.Бугульма

Существующее состояние в области ГИС скважин действующего фонда при определении характера текущей насыщенности

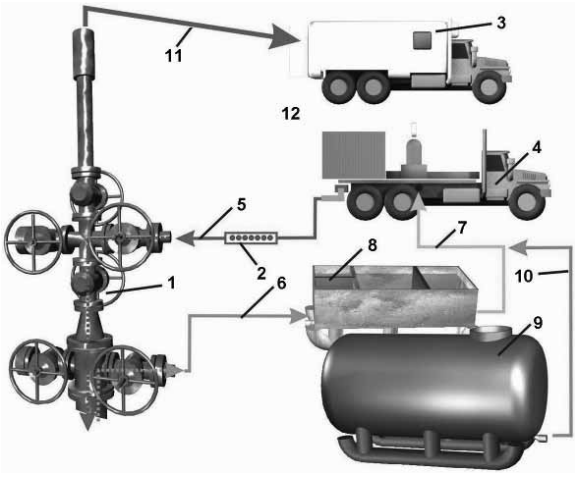
Использование ядерно-геофизических методов для решения различных задач при контроле разработки Ромашкинского нефтяного месторождения

История разведки и разработки Ромашкинского нефтяного месторождения насчитывает более пятидесяти лет. На последней стадии разработки Ромашкинского и др. месторождений РТ все более актуальной становится задача оценки степени выработанности разрабатываемых терригенных коллекторов девона и нижнего карбона. Решение поставленной задачи в неперфорированных пластах коллекторов скважин старого фонда возможно только на основе применения методов с импульсным генератором нейтронов (ИГН). Практика показала, что для определения характера насыщенности неперфорированных терригенных коллекторов в условиях низкой минерализации пластовых вод эффективно применение спектрометрической модификации импульсного нейтронного каротажа (ИНГК-С), включающей в себя спектрометрические модификации гамма-каротажа (СГК). В докладе приведены примеры использования интегральных и спектрометрических модификаций импульсного нейтронного каротажа в комплексе с другими методами ГИС для определения характера насыщенности неперфорированных продуктивных коллекторов.

В настоящее время в ООО «ТНГ-Групп» ведутся работы по организации мониторинга действующих добывающих скважин. Данное направление имеет важное значение при создании современных проектов извлечения нефти. Оно включает в себя проведение геофизических и гидродинамических исследований без остановки глубинно-насосного оборудования. Основными направлениями, разрабатываемые в этой области, являются:

- Проведение геофизических исследований в скважинах с предварительным спуском комплексного прибора под электроцентробежный насос (ЭЦН);
- Контроль за работой скважины при внутрискважинной перекачке (ВСП);
- Проведение гидродинамического мониторинга на скважинах, оборудованных установками однолифтовой одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ).

Предварительный спуск глубинного прибора на кабеле ниже интервала установки погружного ЭЦН, позволяет проводить геофизические, гидродинамические и другие исследования скважины без остановки глубинно-насосного оборудования. При этом прибор свободно перемещается от приема насоса до забоя. Отсутствуют ограничения на габариты комплексного скважинного прибора, что позволяет использовать аппаратуру с наилучшими метрологическими характеристиками.



1 – фонтанная арматура и лубрикатор
2 – фильтр;
3 – каротажный подъемник и лаборатория;
4 – насосный агрегат;
5 – напорная линия подачи рабочей жидкости;
6 – выкидная линия подачи смеси рабочей жидкости и пластового флюида из скважины);
7 – линия подачи жидкости в насосный агрегат;
8 – замерная емкость;
9 – емкость с жидкостью глушения;
10 – вспомогательная линия подачи жидкости глушения в насосный агрегат;
11 – каротажный кабель.

Рис. 1. Схема монтажа наземного оборудования при проведении работ с использованием УЭГИС.

Работа установки ЭЦН полностью не зависит от системы защитных устройств и движения геофизического кабеля с прибором.

Использование новой аппаратуры и технологии при определении технического состояния скважин

В целях повышения эффективности геофизических исследований разработана аппаратура акустической цементометрии 8-секторная сканирующая АКЦ-8С. Предназначена для выделения вертикальных каналов в скважинах между колонной и цементным камнем раскрытостью не менее 15 градусов в нефтяных и газовых скважинах, имеющих в интервале исследований диаметры от 100 до 300 мм для обсаженного ствола.

Аппаратура СГДТ- СВ

Аппаратура АКЦ-8С

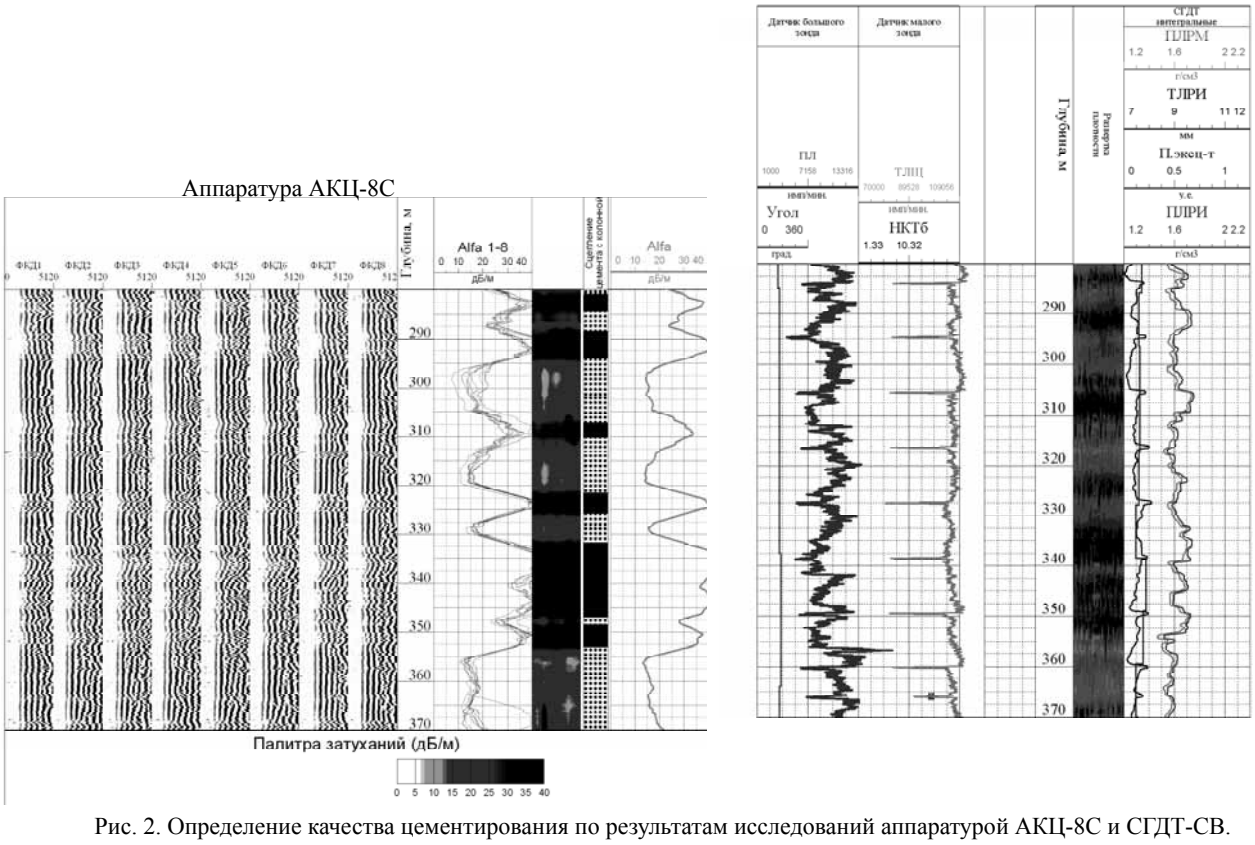


Рис. 2. Определение качества цементирования по результатам исследований аппаратурой АКЦ-8С и СГДТ-СВ.

На сегодняшний день успешно используется один из новых методов – скважинный видеокаротаж «СВК». Исследования проводятся скважинной видеокамерой, диаметром 42 миллиметра, с использованием обыкновенного трехжильного геофизического кабеля. В результате заказчику предоставляется видеофильм, с интересующими интервалами скважины. Для решения данной задачи применяется технология исследования видеокамерой с одновременной промывкой скважины, что позволяет получить наиболее достоверную информацию.

Технология предназначена для визуального контроля и обследования скважин при планировании ремонтных и аварийных работ.

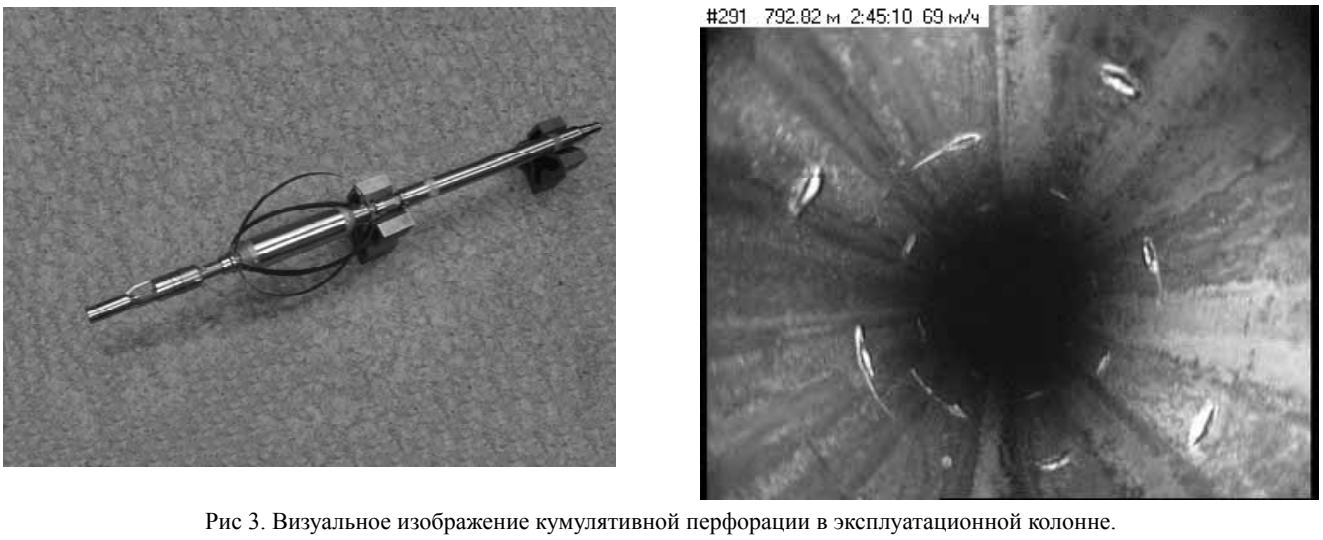


Рис 3. Визуальное изображение кумулятивной перфорации в эксплуатационной колонне.

Наиболее перспективным для диагностирования дефектов сплошности в обсадных колоннах скважин является метод магнитной интроскопии (МИ-50), позволяющий выявлять дефекты труб под слоем коррозионных и парафино-солевых отложений и осуществлять измерение их геометрических размеров. Данный метод позволяет обнаруживать дефекты, форма краев которых имеет резкие очертания (трещины, разломы, непровары и т.п.), залегающие по глубине до 10 мм. В настоящее время создана высокоэффективная технология магнитной интроскопии для оценки технического состояния эксплуатационных колонн скважин.

Она прошла апробацию, испытана, а реализующее ее оборудование сертифицировано. Метод рекомендован к использованию при геофизическом дефектоскопическом обследовании нефтяных и газовых скважин.

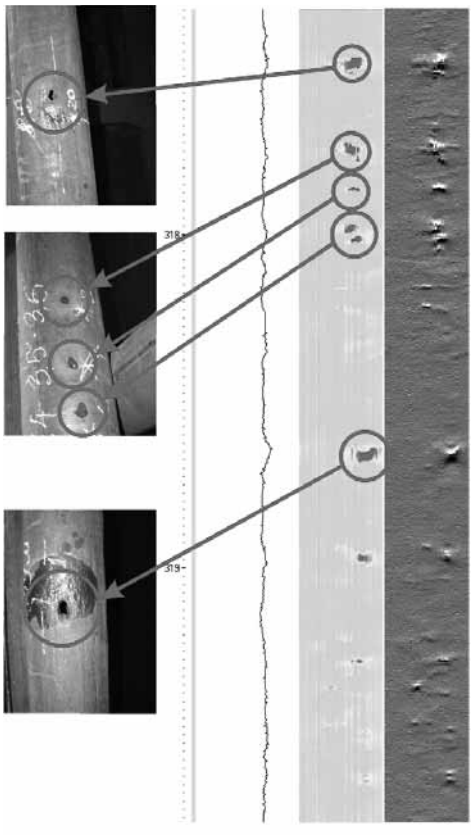


Рис. 4. Сравнение результатов исследований магнитным интроскопом с результатами визуального контроля после отворота и подъема колонны.

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ОБРАБОТКЕ МАТЕРИАЛОВ КАЧЕСТВЕННО НОВЫХ ДЕТАЛЬНЫХ АЭРОГЕОФИЗИЧЕСКИХ СЪЕМОК НА ПРИМЕРЕ УДМУРТИИ

В.Г.Мавричев, И.В.Молодцов, А.А.Петрова

ФГУ НПП «Геологоразведка», г.С.-Петербург

Удмуртская Республика относится к регионам со сравнительно хорошо изученным широким набором геолого-геофизических методов, направленных в основном на решение нефтегазопоисковых задач. Здесь впервые в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУП) при изучении осадочного чехла проведена в 1975 г. аэромагнитная, масштаба 1:50 000, съемка с квантовой аппаратурой (КАМ-28, чувствительность магнитного датчика 0.125 нТл при 1изм./2 с.). По материалам съемки была построена корректная схема разломно-блоковой тектоники фундамента и ее отраженеие в структуре осадочного покрова. На примере структур Красногорского, Зуринского, Пионерского и других валов показана возможность поиска локальных объектов осадочного чехла магнитным методом, разработаны диагностические признаки отражения струкурных осложнений чехла в морфологических особенностях магнитного поля, намечено более 10 перспективных участков для постановки поисковых сейсморазведочных работ. Были выявлены весьма слабые (первые единицы нанотесла) аномалии магнитного поля, источники которых предположительно расположены в осадочном чехле. Совместно с сотрудниками лаборатории палеомагнетизма НИЛ-ПМ (д.г.-м.н. Д. К. Нургалиев и др.) Казанского госуниверситета проведены исследования магнитных свойств пород осадочного чехла в региональном плане и в пределах конкретных месторождений УВ по керну скважин различного назначения. Задачей исследований являлись:

• изучение послойно-латеральной изменчивости магнитных свойств пород фундамента и осадочного чехла в региональном плане и в пределах локальных структур;

• проведение магнито-минералогического анализа с целью изучения минералов, ответственных за создание магнитных характеристик пород;

• оценка влияния углеводородов на магнитные свойства вмещающих залежь пород.

Проведено свыше 40 000 измерений магнитной восприимчивости, 2 000 измерений естественной остаточной намагниченности по керну из 126 скважин и 18 естественных обнажений. 278 образцов, представляющих группы распространенных типов пород были подвергнуты различным видам магнито-минералогического анализа. Породы кристаллического фундамента исследованы по керну 19 скважин (2100 образцов), что для данной территории (43 000кв.км) явно недостаточно, особенно при изучении изменения магнитных параметров по площади, образцы

не являлись представительными для изучения фундамента на глубину. Среди пород кристаллического фундамента выделяются :

1. Немагнитные $\chi < 10\times10^{-5}$ ед.СИ –22.4% образцов;
2. Слабомагнитные 10×10^{-5} ед.СИ $< \chi \leq 150\times 10^{-5}$ед.СИ – 27.9% образцов;
3. Магнитные 150×10^{-5} ед.СИ $< \chi \leq 2000\times10^{-5}$ ед.СИ – 24.9% образцов;
4. Сильномагнитные $\chi > 2000\times10^{-5}$ ед.СИ – 24.8% образцов.

В целом магнитная восприимчивость (χ) изменяется от 10×10^{-5} ед. СИ (немагнитные) до более чем $2\ 000 \times 10^{-5}$ ед. СИ (сильномагнитные породы). К первым относятся в основном граниты, ко вторым – амфиболиты, габбро-диабазы, кварц-магнетитовые гнейсы. Промежуточное положение занимают гнейсы, гранито-гнейсы различного состава.

Из результатов изучения магнитных свойств по отдельным крупным структурным единицам ВУП следует, что:

-породы фундамента, как и следует ожидать, наиболее магнитные образования;

-породы осадочного чехла не являются стерильными в магнитном отношении;

-практически по всей провинции одноименные и одновозрастные породы в различных структурных единицах отмечаются одним признаком намагниченности, различаясь лишь его величиной. Возможно, это отражает единство развития территории провинции на различных стадиях ее геологической истории;

-пространственное распределение практически немагнитных пород (магнитная восприимчивость $\chi = 0\div5\times10^{-5}$ ед. СИ), слабомагнитных ($\chi = 10\div25\times10^{-5}$ед. СИ) и сравнительно магнитных ($\chi = 25\div100\times10^{-5}$ ед. СИ) толщ верхов протерозоя и всего палеозоя, частично мезозоя определено специфическими палеогеографическими условиями их образования. В момент тектонической активизации происходило накопление более магнитных осадков. Эпохи стабильного тектонического режима характеризуются формированием толщ пониженной магнитности.

Породы осадочного чехла изучены от верхнепротерозойского комплекса до верхов чехла, включая четвертичные отложения. Выделены 5 литомагнитных комплексов, способных создать собственное магнитное поле, достаточное для регистрации современной аппаратурой (рис.1). Наибольшее влияние на морфологию магнитного поля могут оказывать породы терригенного комплекса верхней перми, фациальная изменчивость, характер размыва и переотложения которого могут быть связаны с процессом образования структур осадочного чехла. Глубина их залегания минимальна. Мезозойские образования, перекрывающие верхнепермские, имеют весьма малые мощности. Создаваемые ими аномалии магнитного поля несущественны по величине с аномалиями от пород пермского возраста. С другой стороны, в девонских и каменноугольных отложениях имеются горизонты и отдельные слои с достаточно высокими магнитными свойствами ($\chi_{макс}$ до $60\text{-}132\times10^{-5}$ ед.СИ), залегающие среди слабо магнитных отложений карбонатного состава. При достаточно существенных изменениях магнитной восприимчивости в таких горизонтах, под воздействием наложенных эпигенетических процессов, они также могут являться источником аномалий магнитного поля. Например, структура Зуринского месторождения нефти отражена в магнитном поле локальным понижением поля $\Delta Тл_{ост.}$ амплитудой до 5 нТл. Морфологией поля $\Delta Тл_{ост.}$ подчеркивается более крутое положение складки на северной переклинали.

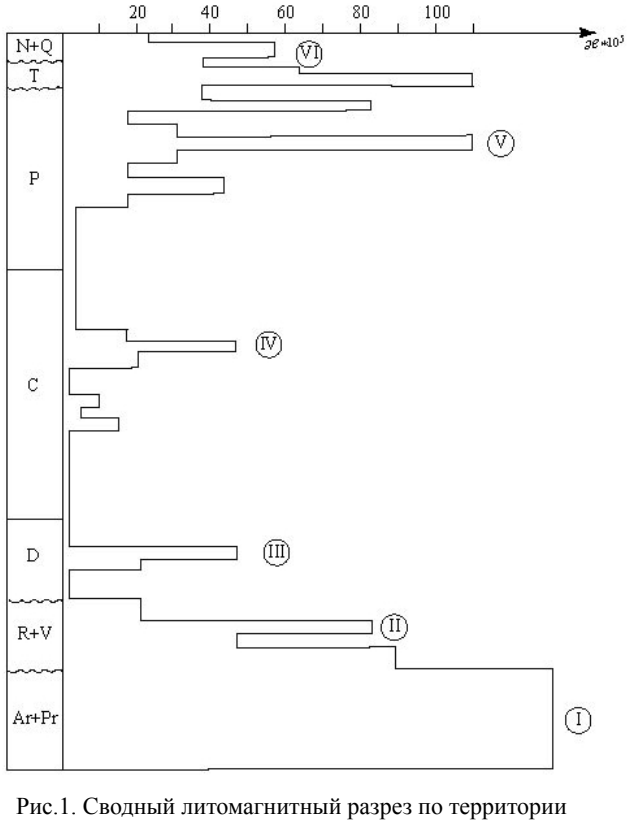


Рис.1. Сводный литомагнитный разрез по территории Удмуртской Республики.

(I) номера литомагнитных комплексов.

Изменчивость магнитных свойств пород в пределах структур Областновского вала исследована на Косоевском и Каракулинском месторождениях УВ. Установлено, что наряду с латеральной изменчивостью магнитных свойств, свойственной всем осадочным отложениям, наблюдается в надзалежном пространстве под воздействием флюидов УВ состава понижение магнитной восприимчивости на $(3 \div 6) \times 10^{-5}$ ед. СИ.

В начале XXI века на северной половине территории Удмуртской Республики ФГУ НПП «Геологоразведка» выполнена качественно новая, масштаба 1:25 000 комплексная (магнитная, гамма-спектрометрическая и газовая на метан и пропан) аэрогеофизическая съемка с отечественной высокочувствиельной аппаратурой (магнитометр АКМ-01, чувствительность датчика 0.001 нТл, 1296 изм./с). Одним из новых приемов обработки и интерпретации аэрогеофизических данных

использовалось построение томографических разрезов, дополняемых изучением спектрального состава магнитного поля, его «тонкой» структуры, выявлением в разрезе осадочного чехла и фундамента локальных неоднородностей с резко пониженными значений магнитных свойств пород. Технология томографического анализа потенциальных полей основывается на итерационном процессе последовательного анализа различных длин волн, оценки глубины залегания и интенсивности аномалиеобразующих источников с учетом влияния локализованных особенностей полей. Метод спектрального пространственного анализа (СПАН) позволяет исследовать особенности структуры магнитного поля, выявлять участки локально пониженных магнитных свойств («аномалий СПАН») в разрезе осадочного чехла как результат возможного влияние флюидов УВ на вмещающие залежь породы. Применение данной программы иллюстрируется по профилю вдоль всего Красногорского вала с выходом на Пионерский вал (рис.2). По Зотовскому месторождению положение залежи нефти отмечается аномалией СПАН как в разрезе, так и в плане структуры. В разрезе Красногорского вала все известные залежи (месторождения) отмечены аномаиями СПАН, расположенными на спанограмме выше положения самих залежей. Отмечена и залежь Пионерского вала, но морфологические особенности строения спанограммы подчеркивают ее как аномалию, не связываемую с аномалиями Красногорского вала. Возможно, это отражает особенности магнитного поля для структур различного морфогенетических типов. Выполненное вычисление по площади к югу от Красногорского вала отметило «аномалиями СПАН» практически все известные нефтегазоносные объекты, выделив новые перспекивные площади для постановки поисковых работ методом МОВ ОГТ-2Д (рис.3).

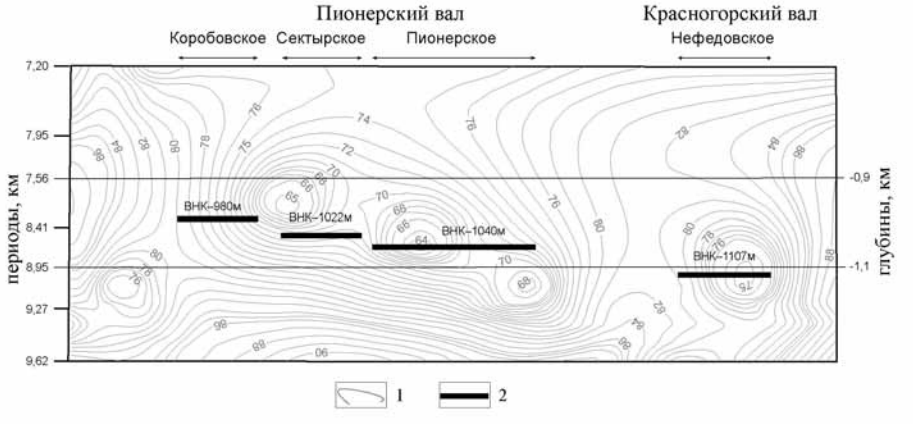


Рис.2. Спанограмма по маршруту 33
1 – изолинии амплитудных характеристик (СПАН) магнитного поля, усл. ед., 2 – положение залежи нефти.

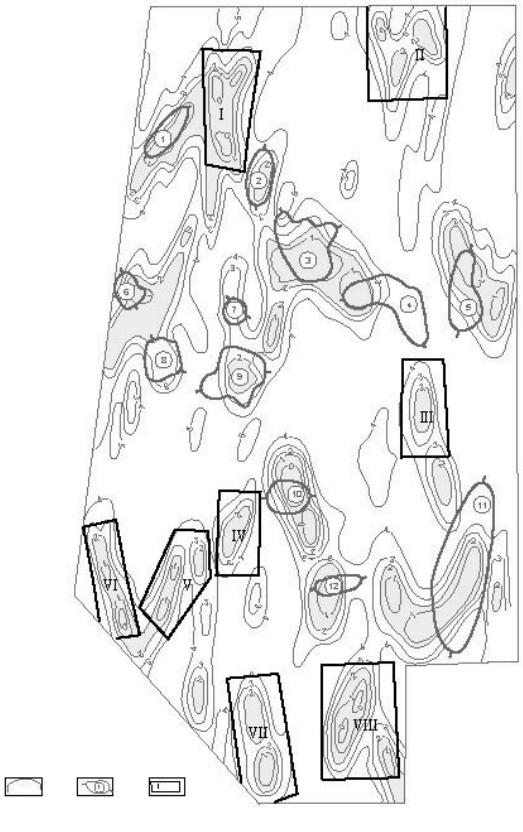


Рис.3. Результаты анализа магнитного поля по программе СПАН.
1 – изолинии амплитудных характеристик аномалий магнитного поля, усл. ед.;
2 – контуры известных поднятий; 1 – Иманское, 2 – Васильевское, 3 – Зотовское, 4 – Потаповское, 5 – Нефедовское, 6 – Чернышинское, 7 – Ново-Кыгинское, 8 – Клабуковское, 9 – Ново-Кеновайское, 10 – Рабовское, 11 – Пионерское, 12 – Мухинское;
3 – перспективные площади.

С учетом результатов других геолого-геофизических исследований (сейсморазведка МОГТ, грави-, аэровариант МПП, наземная электроразведка, аэрокосмогеологическое дешифрирование, данные бурения и ГИС, сведения по магнитным свойствам и т.д.) можно отметить некоторые особенности новых данных:

1. Получена более детальная информация о магнитном поле, что позволило при обработке по новым программам более подробно предоставить разломно-блоковую структуру фундамента, его гипсометрию, строение осадочного чехла. На уточненной «Схеме гипсометрии фундамента» выделено 72 локальных поднятия, свыше 70% которых получили подтверждление ранее выполненными работами. Выявлены новые структурные единицы фундамента: Обвинский выступ, Дебесская седловина соединяет Ярский и Удмуртский выступы, Архангельский купол на Удмуртском выступе, Гыйский и Сизевский купола на Обвинском выступе, Северо-Кезская впадина на северном борту Кезского грабена, Пионерский грабен на Удмуртском выступе.

2. В морфологии магнитного поля, по геохимическим признакам (мощность экспозиционной дозы гамма-излучения, содержание урана, тория и калия в концентрации метана и пропана) отражается свыше 80% известных структур и месторождений углеводородов. Новые дополнительные геофизические параметры являются дополнительным критерием в оценке перспективности объектов, рекомендованных по данным комплексной съемки и установленных сейсморазведкой на поиски УВ сырья.

3. Сопоставление материалов аэромагнитных съемок масштабов 1:50 000 и 1:25 000 показал, что детальная информация от высокочувствительной аппаратуры позволяет выделять малоинтенсивные аномалии магнитного поля, отвечаюшие структурам тектоно-седиментационного генезиса северо-западного простирания, другим сруктурам, слабо выраженных в магнитном поле ранее проведенных съемок. Примером может служить прогнозирование Сянинско-Касалинского вала на севере республики. К югу от Красногорского вала намечены еще семь подобных структур, в том числе Ульмольско-Чибиринский вал. Эти результаты были получены при обработкой магниного поля по программе томографического анализа.

4. Перспективы поисков новых объектов, связаных с локальными поднятиями:

-рифогенными, формирующими

- седиментационно-тектоническими северо-западного простирания к югу от Красногорского вала.

5. Рекомендовано 12 участков на поиски структурных осложнений, перспективных на обнаружение залежей нефти и газа (валов, валообразных поднятий, поднятий и тектонический блок).

Высокая .эффективность качественно новой, масштаба 1:25 000, комплексной аэрогеофизической съемки по северной Удмуртии обнадеживает в получении новых знаний и при проведении такой же съемки по второй половине территории республики.

КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КАРБОНАТНЫЙ КОЛЛЕКТОР

Б.Я.Маргулис, М.А.Шагеев, А.Ф.Шагеев, И.И.Иванова*, О.В.Лукьянов, А.В.Семенов

*ОАО «НИИнефтепромхим», *МГУ им. М.В.Ломоносова*

Значительная часть запасов месторождений углеводородов Урало-Поволжья (РФ), а также ряда стран СНГ (Беларусь, Казахстан, Узбекистан и др.) сосредоточена в низкопроницаемых и неоднородных карбонатных коллекторах, разработка которых связана с определенными трудностями. В основном это:

- низкая пористость;
- трещиноватость;
- неоднородность;
- гидрофобность;
- повышенная вязкость нефти;
- значительное содержание АСПО;
- повышенное содержание сернистых соединений

и как, следствие всего этого – невысокие значения коэффициента извлечения нефти.

В связи с этим на первый план выходит задача повышения эффективности их разработки как технологиями повышения нефтеотдачи (нагнетательные скважины), так и обработки призабойной зоны (добывающие скважины). При этом следует иметь в виду, что для физико-химических методов воздействия на пласт карбонатный коллектор является значительно более активным (реакционноспособным) по сравнению с терригенным. Именно это обстоятельство зачастую и является решающим фактором при выборе технологии ПНП/ОПЗ скважин. Наибольшее распространение получили методы физико-химического воздействия на основе соляной кислоты (СКО, направленные СКО, селективные СКО, замедленные СКО, обратные кислотные эмульсии и микроэмульсии, кислотный гидроразрыв и т.п.).

Однако эффективность кислотных обработок резко падает при проведении повторных работ и снижении пластового давления, особенно в низкопроницаемых коллекторах. Все это диктует необходимость поиска и применения новых высокоэффективных методов воздействия на пласт и призабойную зону скважин.

В свое время была разработана и внедрена технология воздействия на залежи нефти в карбонатных коллекторах продуктами жидкофазного окисления легких углеводородов – оксидатом. Однако последовательность операций, предложенная авторами технологии (закачка в пласт окисляемого углеводорода – гексановой фракции, закачка в призабойную зону пласта изомасляного альдегида, закачка в пласт окислителей – азотной кислоты и воздуха) и, главное, закачка азотной кислоты в карбонатный пласт (!!!), на наш взгляд, вряд ли способна привести к образованию указанных продуктов окисления. Азотной кислоте гораздо предпочтительнее взаимодействовать с карбонатными компонентами коллектора, чем с изомасляным альдегидом. Декларируемый же авторами эффект скорее всего связан с другими процессами.

Тщательно проанализировав все плюсы и минусы технологии ПНП с так называемым внутрипластовым синтезом оксидата, мы пришли к выводу, что гораздо более эффективной и технологичной должна быть технология внутрискважинного синтеза оксидата. Суть ее заключается в том, чтобы инициировать синтез оксидата в специальном устройстве, спускаемом на забой скважины и устанавливаемом в необходимом интервале обработки. С поверхности в устройство подается фракция легких углеводородов (гексановая, ШФЛУ и т.п.), содержащая специальные селективные катализаторы и воздух. Технология предназначается для интенсификации процесса комплексного воздействия на продуктивные пласты карбонатных коллекторов, особенно для насыщенных высоковязкой парафинистой нефтью.

Механизм воздействия оксидата на призабойную зону пласта (ПЗП) представляется совокупностью нескольких процессов.

1. Так как реакция жидкофазного окисления (ЖФО) легких углеводородов является экзотермической, в результате чего в пласте образуется значительное количество тепла (22 000 кДж на 1кг окисленного углеводорода), то образующаяся при реакции ЖФО группа растворителей и выделившееся тепло растворяют АСПО при их наличии в ПЗП и разрушают граничный слой нефти на контакте с породообразующими минералами.

2. Вследствие деблокирования порового пространства пород от высокомолекулярных углеводородных соединений улучшаются условия доступа группы карбоновых кислот к породе. При этом кислотная группа, вступая в химическое воздействие с карбонатным коллектором, увеличивает его проницаемость и пористость. Образующиеся соли карбоновых кислот являются водорастворимыми.

3. Меньшая скорость реагирования карбоновых кислот с карбонатными породами в сравнении с соляной кислотой позволяет проводить более глубокие обработки призабойной зоны скважины.

4. Образование и нейтрализация кислот происходят непосредственно в пласте, без контакта с оборудованием скважины.

5. Наличие в продуктах окисления уксусной кислоты способствует удалению из призабойной зоны окисных соединений железа, так как в результате их химического взаимодействия образуются водорастворимые соли.

6. Полученные продукты жидкофазного окисления легких углеводородов являются водорастворимыми, а также снижают поверхностное натяжение нефти на границе с твердой фазой, то есть обладают поверхностно- активными свойствами.

На рис.1. приведена принципиальная схема осуществления технологии в промысловых условиях.

Известно, что процесс жидкофазного окисления газового ШФЛУ протекает под давлением 50 кгс/см^2 при температуре 150-180 ^{0}С с получением оксидата, представляющего собой сложную смесь карбоновых кислот, кетонов, спиртов, эфиров и т.п. [1].

Примерный состав образующегося при этом оксидата приведен в табл.1.

Физико- химические характеристики оксидата представлены в табл.2. Для сравнения приведены аналогичные свойства соляной кислоты с ингибитором В-2.

Приведенные в Технологическом регламенте [1] показатели процесса получения оксидата малоприемлемы для условий его внутрискважинного синтеза. В связи с этим нами начаты работы по созданию новых катализаторов процесса окисления как с целью снижения давления и температуры реакции, так и увеличения выхода целевого продукта (органических кислот). Получены первые образцы катализатора, которые позволили вести процесс окисления гексана при 110^{o}С , при этом степень конверсии составляла 70%, а содержание уксусной кислоты в целевом продукте превысило 60%.

Таблица 1

Химический состав оксидата

№ п/п	Классы веществ	% масс.
1	карбоновые кислоты C_1-C_4	30-45
2	кетоны (ацетон и метил этилкетон)	10-20
3	спирты C_1-C_4	5-8
4	сложные эфиры	4-8
5	альдегиды	2-4
6	вода	20-30
7	остаток с $t_{кип} > 200^0$С	3-6

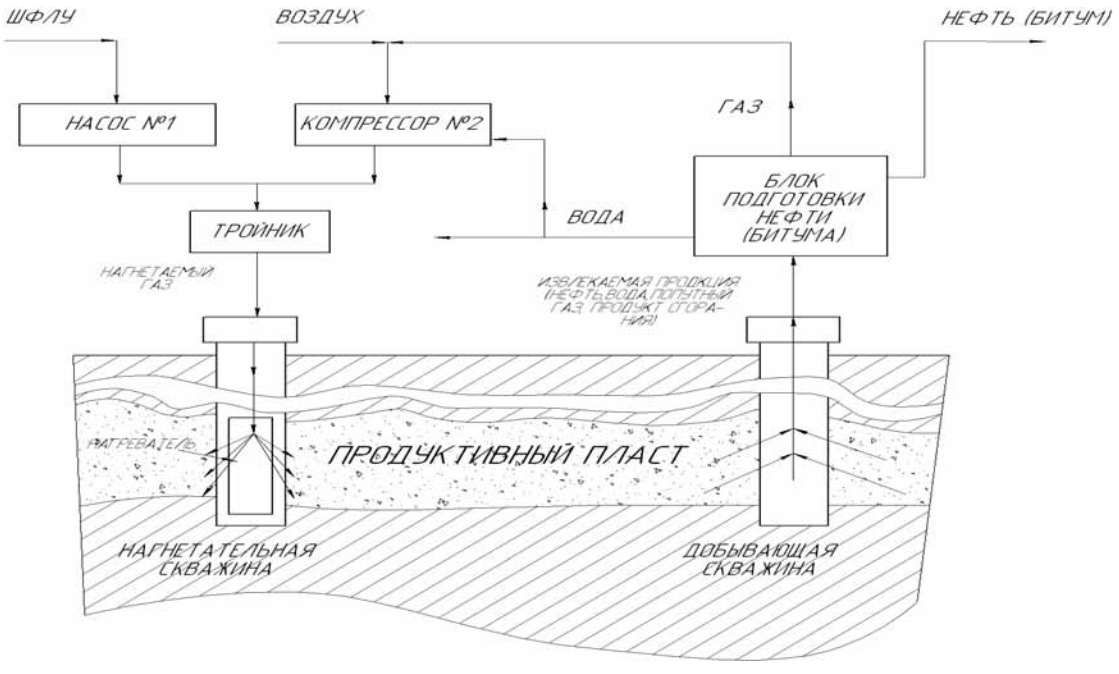


Рис.1. Принципиальная блок-схема осуществления технологии.

Полученный лабораторный образец оксидата (на основе ШФЛУ) был испытан на линейных моделях карбонатного пласта для определения эффективности его применения. Исследования проводили путем многократной прокачки реагента через водонефтенасыщенную модель.

Проведенные эксперименты подтвердили возможность увеличения нефтеотдачи за счет вытеснения продуктом жидкофазного окисления легких фракций бензина (оксидата). При этом происходит как собственно растворение и вытеснение высоковязкой нефти (ВВН), так и увеличение ее проницаемости за счет взаимодействия карбоновых кислот оксидата с карбонатным коллектором. Суммарный прирост коэффициента вытеснения (КИН) превысил 20%.

Таблица 2

Характеристики оксидата.

№ п/п	Характеристика	Оксидат	15% -ная соляная кислота –В-2
1	Плотность, г/см^3	0,96	1,07
2	Вязкость при 20 ^{0}С, спз при 70 ^{0}С, спз	3,22 1,30	1,70 0,72
3	Поверхностное натяжение на границе с керосином, дн/см	2,24	27,5
4	Температура застывания, ^{0}С	-40; -45	-
5	pH среды	2-3	0,6
6	Растворяющая способность по отношению к известняку, кг/м^3	350-415	220
7	Скорость растворения известняка, кг/м^{2}час при 100 ^{0}С при 150 ^{0}С при 200 ^{0}С	 0,75 0,90 1,40	 2,5 6 10,0
8	Скорость коррозии стали «Д» при 25 ^{0}С , мм/год при 100 ^{0}С, мм/год при 150 ^{0}С, мм/год при 200 ^{0}С, мм/год	 0,02-0,3 0,02 0,10 0,20	 0,15 0,15 3,2 20,0

Литература

1. Технологический регламент для проектирования установки окисления газового бензина. ВНИПИгазпереработка, Институт химической физики АН СССР. – М., 1977.

О ВЛИЯНИИ ВОЛНОВОГО ПОЛЯ НА ВЯЗКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ЖИДКОСТИ

Е.А.Марфин, Я.И.Кравцов

Исследовательский центр проблем энергетики Учреждения Российской академии наук КазНЦ РАН, г.Казань, marfin@mail.knc.ru

Процесс фильтрации пластовых жидкостей в пористых средах определяется многими факторами, и, в первую очередь, их вязкостью. Нефть представляет собой смесь различных углеводородов. Вязкость ее значительно превышает вязкость воды – основного вытесняющего агента. Этим обстоятельством и обусловлено низкое значение коэффициента нефтеотдачи.

Интенсификация добычи нефти на поздних стадиях разработки месторождений достигается использованием различных методов воздействия на нефтеносный пласт. Наибольший эффект при решении проблемы интенсификации добычи нефти может быть достигнут за счет оптимального сочетания двух или нескольких перспективных методов воздействия на продуктивные пласты.

Многолетний опыт исследования и разработки новых решений, направленных на совершенствование методов и средств интенсификации добычи и повышение отдачи нефтяных и битумных пластов, проведенных учеными Исследовательского центра проблем энергетики КазНЦ РАН, свидетельствует, что перспективным направлением повышения отдачи нефтяных и битумных пластов является применение интегрированного воздействия на пласт [1]. Сущность подобной технологии состоит в совмещении применяемых методов увеличении нефтеотдачи с волновым. Благодаря этому в процессе промысловых испытаний впервые в отечественной практике нефтедобычи была достигнута рентабельная скважинная добыча природного битума [2]. При этом, как было показано проведенными исследованиями, достигнут синергетический эффект и кратное улучшение определяющих показателей качества процесса.

С целью изучения эффективности интегрированного метода воздействия исследовано отдельно влияние волнового поля на процессы в пласте и, в частности, на процесс фильтрации. В настоящей работе исследуется природа влияния вязкости жидкости на процесс фильтрации и механизм воздействия на нее волнового поля. Для решения этой задачи и установления закономерностей влияния на них различных факторов необходим качественно новый наноуровневый подход.

Свойства веществ определяются силами взаимодействия между атомами и молекулами. Известно пять видов связи атомов в молекуле и молекул между собой: 1) ионная связь, действующая, например, между ионами Na и Cl в кристалле поваренной соли; 2) ковалентная связь, возникающая между атомами, которые слабо отличаются по своим зарядам; ковалентная связь соединяет, например, водород с углеродом в молекуле углеводорода; 3) водородная связь – слабая химическая связь (энергия связи составляет около 5 ккал), соединяющая атомы кислорода, фтора, азота и хлора соседних молекул. Она является особым видом ковалентной связи; 4) электростатическое взаимодействие поляризованных молекул – диполей, т. е. таких молекул, у которых заряды расположены асимметрично. Степень асимметричности характеризуется величиной дипольного момента p (у углеводородов p = 0, у этилового спирта – 1,70, у уксусной кислоты – 1,40, у воды – 1,85 и у нитробензола – 3,9 единиц Дебая), и, наконец; 5) ван-дер-ваальсовское взаимодействие, отличающееся малой энергией (2–6 ккал на моль) и высокой степенью ее зависимости от расстояния между молекулами (испарение и конденсация). С другой стороны, теплоемкость и плотность жидкости мало отличается от плотности и теплоемкости твердых тел, откуда следует, что расстояние между молекулами в обоих из этих состояний одного порядка. Межмолекулярными силами взаимодействия жидкостей нельзя пренебрегать, как это делается в классической молекулярно-кинетической теории газов.

Промежуточное состояние жидкости между газом и твердым телом позволило развить теорию жидкого состояния, отталкиваясь от молекулярно-кинетической теории газов или от теории твердого тела. В пользу сближения жидкости и газа говорит непрерывный переход одного состояния в другое. Так, Егер [3] пытался объяснить вязкость жидкости тем, что в результате молекулярно-кинетического движения молекулы переносятся из одного слоя жидкости в другой. Вследствие этого во время течения наблюдается тенденция к выравниванию скорости сдвига в слоях, что воспринимается как внутреннее трение. Так как с повышением температуры перенос молекул возрастает, то из теории Егера следует, что вязкость повышается с увеличением температуры. Для газов такая зависимость действительно наблюдается, но при этом вязкость жидкости падает с увеличением температуры. Применение представлений о переносе движения молекул газов для объяснения поведения жидкости приводит к результатам, противоречащим опыту.

Я.И. Френкель предложил кинетическую теорию жидкости исходя из сходства жидкости с твердым телом [4]. В предложенной теории вязкости жидкости он считает, что движение молекул жидкости, подобно молекулам твердого

тела, сводится преимущественно к колебаниям около положения равновесия. Текучесть жидкости объясняется тем, что положение равновесия может скачкообразно изменяться. Средняя продолжительность колебания молекул около одного положения равновесия зависит от температуры согласно уравнению:

$$\tau=\tau_0 \exp(u/(kT)), \quad (1)$$

где τ – период колебания; k – постоянная Больцмана; u – энергия, которую необходимо сообщить частице при переходе из одного состояния равновесия в другое (энергия активации вязкого течения).

Перемещение точек равновесия рассматривается как процесс диффузии. Пользуясь уравнением Стокса, описывающим связь вязкости с трением, и уравнением Эйнштейна, описывающим связь трения с коэффициентом диффузии, Я.И. Френкель из уравнения (1) выводит следующее уравнение:

$$\eta = A \exp(u/(kT)) \quad (2)$$

В развитии теории вязкости значительную роль играет гипотеза о нанополостях («дырках») в жидкости, имеющих молекулярные размеры. Согласно этой гипотезе течение жидкости представляет собой процесс перемещения молекул в эти «пустоты». Исходя из молекулярно-кинетических представлений Я.И. Френкель вычислил энергию образования таких полостей, а Эйринг и Юелл определили энергию «испарения» молекул в «дырки».

Экспоненциальная зависимость вязкости от температуры, впервые выведенная теоретически Я.И. Френкелем, получила в настоящее время широкое признание. Бернал и Уард полагают, что энергия активации в уравнениях типа (3) соответствует температуре плавления. Еще раньше к аналогичному заключению пришел Я.И. Френкель [4]. Ниссан, Кларк и Нэш [3] в соответствии с теорией Эйринга и Юелла считают, что энергия активации в большей мере связана с теплотой парообразования. Свои представления они развивают на моделях реальных жидкостей, в том числе – углеводородов. Я.И. Френкель [4] отмечает, что вязкое течение молекулярных, особенно высокомолекулярных жидкостей, обладает другим механизмом, по сравнению с течением простых атомных жидкостей (ртуть, сжиженные инертные газы). Он приходит к выводу, что общий объем нанопустот у таких жидкостей обратно пропорционален объему отдельных молекул, а так как текучесть жидкости, согласно его теории, является функцией возможности перемещения молекул в эти пустоты, то вязкость должна быть прямо пропорциональна молекулярному объему.

В настоящей работе исследованы температурные зависимости вязкости различных типов жидкостей: ассоциированных и неассоциированных. В качестве гипотезы принимается, что вязкость жидкости подчиняется уравнению Френкеля (2), энергия активации вязкого течения зависит от температуры, а величина А является константой жидкости.

Дифференцируя уравнение (2) по температуре получаем:

$$u'-u/T=kT\eta'/\eta \quad (3)$$

Зная численное значение вязкости жидкости при различных температурах можно рассчитать правую часть уравнения (3). Т.е., анализируя экспериментальные данные вязкости по температуре , устанавливаем, что можно подобрать такую функцию $Q(T)=kT\eta'/\eta$, которая бы с минимальным отклонением аппроксимировала экспериментальные данные.

В частности, анализируя температурную зависимость вязкости воды как наиболее исследованную, вид функции представляем в виде полинома третьей степени:

$$Q(T)=A\,T^3+B\,T^2+C\,T+D \quad (4)$$

С погрешностью, не превышающей 1%, коэффициенты уравнения (4) равны: A=0,00000249; B=-0,002670206; C=0,989687056; D=-130,491094548.

Далее, решая линейное дифференциальное уравнение (3), получаем зависимость энергии активации u(T) от температуры:

$$u=A\,T^4/3+B\,T^3/2+C\,T^2+D\,T\ln T+E\,T, \quad (5)$$

где константа E определяется из условия, что величина A в уравнении (2) не зависит от температуры. В рассматриваемом случае коэффициент E=551,1 а константа A=2,21 10^{-6}.

На рис. 1 показано изменение энергии активации вязкого течения воды от температуры.

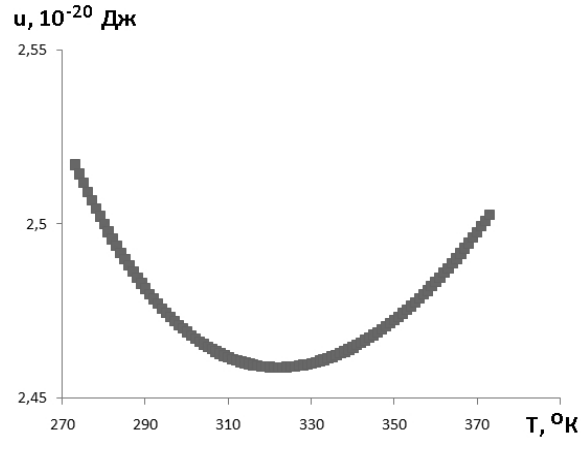


Рис.1. Зависимость энергии активации воды от температуры.

Аналогичным образом исследованы температурные зависимости энергии активации других жидкостей. Характер температурной зависимости энергии активации других жидкостей, например, бензола или углеводородов, отличен от воды. В частности, у воды энергия активации с увеличением температуры сначала уменьшается, а затем повышается. У бензола наоборот: сначала повышается, а затем понижается. Для углеводородов эта зависимость еще сложнее: вначале, как и у воды, энергия активации уменьшается, потом – повышается, а затем вновь понижается.

Обнаруженные закономерности могут быть объяснены тем, что между молекулами этих жидкостей возникают более или менее прочные связи – происходит ассоциация молекул. Возникновение дополнительных связей между молекулами, помимо постоянно действующих сил сцепления (когезии), приводит к повышению сопротивления – тангенциальному сдвигу, т. е. в конечном итоге – к росту вязкости. Кроме того, следует указать, что объем группы ассоциированных молекул больше, чем сумма объемов отдельных молекул, входящих в группу, так как в нее включается и межмолекулярное пространство. Возрастание объема, занятого молекулами, также обусловливает повышение вязкости жидкости. Соотношение между ассоциированной и неассоциированной частями жидкости зависит от температуры: чем ниже температура, тем больше ассоциация. Таким образом, температурная зависимость вязкости определяется двумя факторами: удельным объемом и ассоциацией молекул.

Не вызывает сомнения, однако, что вязкие нефтепродукты, смолы, растительные жиры, жидкие жирные кислоты, расплавленное стекло, вода и им подобные жидкости имеют сложную структуру. И силы молекулярного взаимодействия превышают силы, вычисленные из обычных молекулярно-кинетических представлений. Доказательство такой структуры можно найти в рентгенографических исследованиях жидкостей В.И. Данилова, И.В. Радченко и в других работах [3].

В этом отношении вода исследована более подробно, чем другие аномальные жидкости. Аномальную температурную зависимость многих ее свойств объясняли возникновением еще в жидком состоянии квазикристаллических образований (теория Стюарта). Когда эта теория не нашла подтверждения, была выдвинута гипотеза об ассоциации молекул воды в виде так называемых гидролей типа $(H_2O)_2$, $(H_2O)_3$ и т. д. Степень этой неустойчивой полимеризации определяется температурой. Однако в свете последних данных более вероятно, что молекулы воды ассоциируются за счет водородных связей, образуя термически неустойчивые комплексы тетраэдрической формы.

При взаимодействии молекул углеводородов большую роль играют ван-дер-ваальсовы силы. В нефтепродуктах со смолами и другими кислородсодержащими соединениями на ассоциацию могут повлиять водородные связи и взаимодействие поляризованных молекул. Возможно, что одним из факторов ассоциации высокомолекулярных углеводородов является энтропия, связанная с большей вероятностью с взаимно параллельной ориентацией длинных цепей таких молекул.

Таким образом, можно предположить, что энергия активации является своего рода характеристикой степени ассоциации молекул жидкости. Это обозначает, что при подводе к ассоциированной жидкости энергии можно уменьшить ассоциацию. В случае воздействия на ассоциированную жидкость волновым полем может происходить разрушение групп ассоциированных молекул, тем самым уменьшается ее вязкость без увеличения температуры.

Эти рассуждения находят подтверждения многочисленными экспериментальными исследованиями, описанными в работе [5]. В частности, при воздействии на нефть волновыми полями авторами наблюдалось уменьшение вязкости нефти до 30%.

Установленные закономерности поведения и свойств жидкостей позволяют глубже понять механизм воздействия на процесс добычи и целенаправленно подходить к выбору оптимальных режимов воздействия.

Работа проводится в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 годы» (гос. контракт №П1005 от 27.05.2010).

Литература

1. Муслимов Р.Х., Волков Ю.В., Хавкин А.Я., Петраков А.М., Алемасов В.Е., Кравцов Я.И., Буторин Э.А., Марфин Е.А., Самбурова Л.И., Шестернин В.В. Анализ эффективности термоволнового воздействия на Мордово-Кармальском месторождении // Бурение&Нефть. – М., 2003. – №1. – С. 18–23.

2. Марфин Е.А., Кравцов Я.И. Совмещение методов воздействия на пласт как эффективный способ совершенствования технологии добычи нефти // Тр. междун. форума по проблемам науки, техники и образования. Том 2 / Под ред.: В.П.Савиных, В.В.Вишневского. – М.: Академия наук о Земле, 2004. – С. 133–134.

3. Фукс Г.И. Вязкость и пластичность нефтепродуктов. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 328 с.

4. Френкель Я.И. Кинетическая теория жидкостей. – М.–Л:.Изд-во АН СССР, , 1945.

5. Кузнецов О.Л., Ефимова С.А. Применение ультразвука в нефтяной промышленности. – М.: Недра, 1983. – 190 с.

ЧИСЛЕННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГИДРОДИНАМИКИ ПОТОКА ЖИДКОСТИ В СТРУЙНОМ ИЗЛУЧАТЕЛЕ КОЛЕБАНИЙ

Е.А. Марфин, Я.И. Кравцов, А.А.Абдрашитов

Исследовательский центр проблем энергетики Учреждения Российской академии наук КазНЦ РАН, г.Казань

marfin@mail.knc.ru

Для интенсификации добычи нефти и природных битумов на поздних стадиях разработки месторождений используются различные методы воздействия на нефтеносный пласт. Процесс фильтрации в продуктивном пласте, представляющем собой пористую среду, пропитанную нефтью, битумом, сопутствующими компонентами, зависит как от геолого-физических свойств нефти, так и от микроструктуры пористой среды пласта. Наибольший эффект при решении проблемы интенсификации добычи тяжелых нефтей может быть достигнут при оптимальном сочетании двух или нескольких методов воздействия на продуктивные пласты.

Многолетний опыт исследования и разработки новых решений, направленных на создание новых методов и средств интенсификации добычи и повышение отдачи нефтяных и битумных пластов, проведенных учеными Исследовательского центра проблем энергетики КазНЦ РАН, свидетельствует, что наиболее перспективным направлением повышения отдачи нефтяных и битумных пластов является применение интегрированного воздействия на пласт [1]. Сущность такой технологии состоит в совмещении применяемых методов увеличения нефтеотдачи с волновым. С помощью подобного метода в процессе промысловых испытаний впервые в отечественной практике нефтедобычи достигнута рентабельная скважинная добыча природного битума [2]. При этом, как показано проведенными исследованиями, может быть достигнут синергетический эффект и кратное увеличение определяющих показателей качества процесса.

Реализация этого метода воздействия возможна при создании соответствующих средств – излучателей колебаний давления. В настоящей работе исследуется процесс формирования волнового поля в струйном излучателе, описанном в патенте [2]. Работа устройства основана на эффекте Коанды. Сущность физического явления, названного в честь румынского ученого Генри Коанды, состоит в том, что струя жидкости, вытекающая из сопла, отклоняется в направлении к стенке и при определенных условиях прилипает к ней. Это объясняется тем, что боковая стенка препятствует свободному поступлению жидкости с одной стороны струи, создавая вихрь в зоне пониженного давления.

Исследуемое устройство представляет собой канал прямоугольного сечения толщиной k, шириной h и длиной L. С одного конца канала располагается сопло диаметром d. Выход представляет собой два симметрично расположенных канала, разделенных между собой клином. Жидкость, протекая через входное сопло, формирует в канале струю. Благодаря эффекту Коанды возникает сила, заставляющая струю периодически прилипать к противоположным стенкам канала. Таким образом проявляется автоколебательный режим течения.

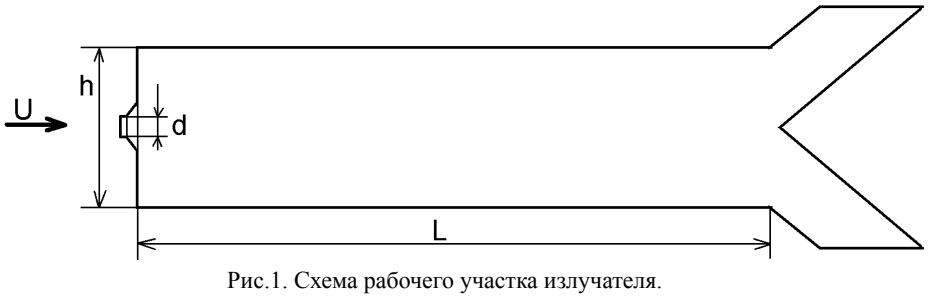


Рис.1. Схема рабочего участка излучателя.

Настоящая работа посвящена численному исследованию процесса генерации колебаний давления. В качестве программного комплекса для моделирования течения жидкости избран пакет *FlowVision* [3].

В расчетах использована модель *Incompressible Fluent* (*несжимаемая жидкость*), предназначенная для моделирования течения газа (жидкости) при больших (турбулентных) числах Рейнольдса и при малых изменениях плотности. Эта модель включает: уравнение Навье-Стокса (закон сохранения импульса); уравнение неразрывности (закон сохранения массы жидкости); k-e модель турбулентности.

В качестве рабочего тела в устройстве использована вода. Скорость на входе равняется 70 м/с, избыточное давление – 10 МПа, количество ячеек расчетной сетки составляет 15000. Исследовано поле скоростей потока в камере излучателя и давление на выходе из излучателя. В качестве средства отображения абсолютной скорости использован слой «заливка». На рис.2 приведена типичная картина течения жидкости в различные моменты времени. Анализ полей скоростей и их динамики во времени показывают, что струя жидкости действительно прилипает то к одной, то к другой стенке канала.

При этом в выходных каналах формируются колебания давления, спектр которых включает как низкочастотные, так и высокочастотные составляющие. На рис.3 представлен низкочастотный спектр генерируемых колебаний, амплитуда которых представлена по отношению к скоростному напору:

$$A_{отн}=A/(\rho U^2/2) \qquad (1)$$

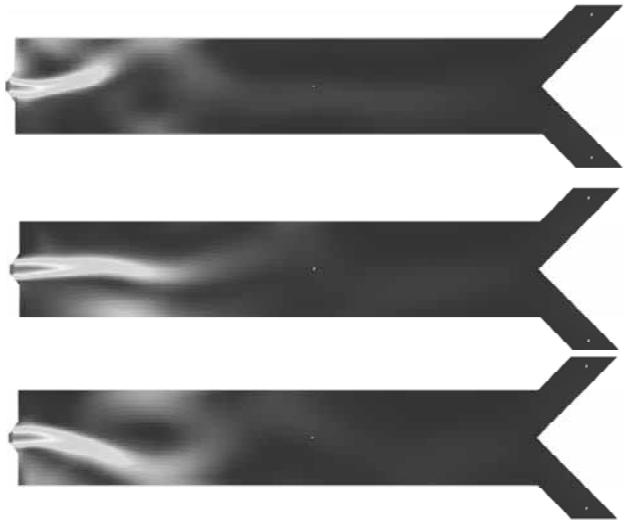


Рис.2. Поле скоростей в продольном сечении излучателя в различные моменты времени.

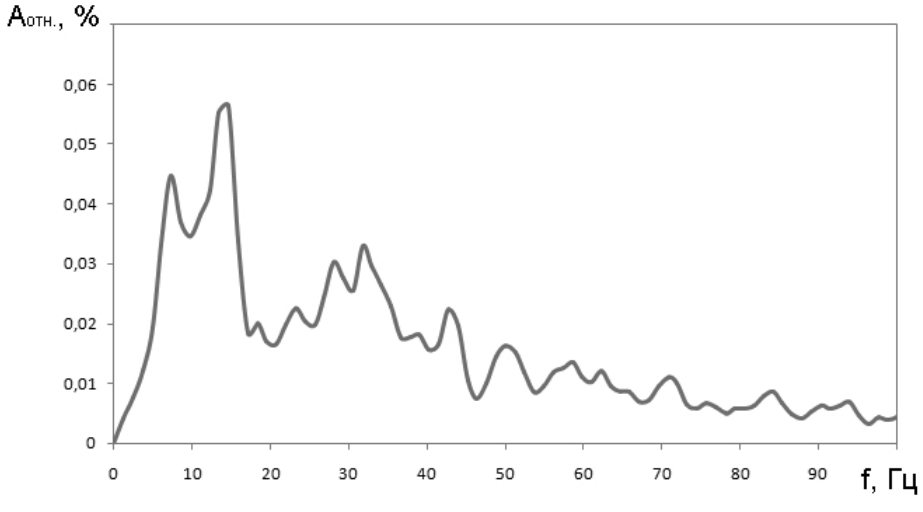


Рис.3. Спектр генерируемых колебаний.

Анализ результатов показывает, что исследуемый излучатель в сравнении с излучателем на базе резонатора Гельмгольца [4] генерирует значительно (на четыре порядка) меньшую амплитуду колебаний. Последний, за счет резонансного возбуждения, генерирует амплитуду, эквивалентную 6 скоростных напоров.

Анализ спектра показывает, что исследуемым излучателем возбуждаются также высокочастотные колебания в диапазоне от 3000 до 4500 Гц, но с еще значительно меньшей амплитудой. Максимум амплитуды таких колебаний соответствует числу Струхаля, равному

$$Sh=fd/U=0{,}32, \qquad (2)$$

что характерно для большинства затопленных струй.

Таким образом, полученные результаты позволили выявить механизм генерации колебаний в излучателе на основе эффекта Коанды и теоретически оценить спектральные характеристики устройства.

Работа выполнена в рамках федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 годы (государственный контракт №2516 от 20.11.2009).

Литература

1. *Кравцов Я.И., Марфин Е.А., Буторин Э.А., Гатауллин Р.Н.* О процессах, определяющих механизм интегрированного воздействия на нефтяной пласт // Георесурсы. – 2009. – № 1. – С. 43–45.

2. Патент РФ на полезную модель №85581 (RU). Устройство для обработки продуктивных пластов / Буторин Э.А., Загидуллина А.Р., Карелин В.А. // Бюллетень №22 от 10.08.2009.

3. *Аксенов А.А., Шмелев В.В., Смирнова М.Л., Банкрутенко В.В., Нетронин И.В., Будников А.В., Рогожкин С.А.* Сертификация системы моделирования движения жидкости и газа FlowVision // САПР и графика. – 2006. – № 4. – С. 2–7.

4. *Кравцов Я.И., Буторин Э.А., Марфин Е.А.* Математическая модель процесса излучения упругих волн, возбуждаемых устройством на базе резонатора Гельмгольца // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2008. – № 5. – С. 92–98.

ПРОБЛЕМЫ ГРАЖДАНСКО-ПРАВОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В СФЕРЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ И НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ

Д.Е.Медведев

ООО «Управляющая компания «Татбурнефть»

В нынешнем своем становлении Россия как страна, находящаяся на пути инноваций, бурного развития и внедрения новых технологий в сфере строительства, эксплуатации объектов нефтегазодобывающих производств, добычи и переработки углеводородного сырья, на наш взгляд, безусловно, нуждается в изменении и совершенствовании правового регулирования указанной сферы.

Проблемы правового регулирования указанной области деятельности существуют практически во многих отраслях права: горного, гражданского, экологического, административного, земельного и других, что вызвано отсутствием на протяжении многих лет должного внимания к все более и более усложняющейся структуре порождающихся правоотношений. Фактически законотворческий процесс, призванный обеспечить правовое регулирование в сфере нефтедобычи и нефтепереработки, не получил необходимого развития, а та нормативно-правовая база, которая существует в настоящее время не способна в полной мере обеспечить правовое регулирование правоотношений, которые возникают в силу созданных инноваций и динамичного развития новых технологий.

Такая ситуация на нынешнем этапе развития нефтегазодобывающей и нефтегазоперерабатывающей отрасли экономики нашей страны породила серьезные правовые проблемы, выражающиеся в значительных пробелах в праве, которые невозможно разрешить без развития и совершенствования правового регулирования, прежде всего, законодательной базы на федеральном уровне.

Инновации и новые технологии в сфере нефтегазодобычи и переработки углеводородов, совершенно очевидно, требуют кардинального совершенствования гражданского законодательства, которое является одним из основных краеугольных камней в сфере регулирования правоотношений, возникающих по поводу объектов нефтегазодобывающих и нефтегазоперерабатывающих производств как объектов гражданских прав.

Одной из важнейших проблем в гражданско-правовом регулировании в сфере разведки, добычи и переработки углеводородов является само понятие объектов нефтегазодобывающих и нефтегазоперерабатывающих производств как объектов гражданских прав.

По нашему мнению, необходимо все же четко определить, что является объектом нефтегазодобывающего производства, дав ему детальную гражданско-правовую характеристику как объекту гражданских прав и выявив отличительные (специфические) особенности, что позволит понять его гражданско-правовую сущность и стимулировать развитие законотворческого процесса, направленного на регулирование гражданских правоотношений, связанных с такими объектами.

Действующее гражданское законодательство Российской Федерации относит к объектам гражданских прав вещи, включая деньги и ценные бумаги, иное имущество, в том числе имущественные права; работы и услуги; охраняемые результаты интеллектуальной деятельности и приравненные к ним средства индивидуализации (интеллектуальная собственность); нематериальные блага (ст. 128 ГК РФ).

Для более четкого представления об объекте нефтегазодобывающего производства целесообразным представляется обращение к той законодательной базе, которая определяла в недалеком прошлом некоторые аспекты специальной правосубъектности нефтегазодобывающих организаций, а именно: к Положению о лицензировании деятельности по эксплуатации нефтегазодобывающих производств, утвержденному Постановлением Правительства РФ от 04.06.2002 г. № 382 (в ред. Постановлений Правительства РФ от 03.10.2002 № 731, от 15.11.2003 № 690), в котором закреплялось то, что деятельность по эксплуатации нефтегазодобывающих производств включает в себя:

а) бурение, ликвидацию и консервацию нефтегазодобывающих скважин, ликвидацию и консервацию других объектов нефтегазодобычи;

б) эксплуатацию нефтегазодобывающих скважин, в том числе деятельность по их техническому обслуживанию, повышению нефтеотдачи пластов, ликвидации открытых нефтегазовых фонтанов;

в) эксплуатацию систем сбора нефти, газа, газового конденсата, подготовку этого сырья до товарных кондиций;

г) эксплуатацию систем поддержания пластового давления и воздействия на пласты;

д) эксплуатацию производств по вскрытию нефтегазоносных пластов с применением прострелочно-взрывной аппаратуры, освоение нефтегазодобывающих скважин, проведение геофизических и геодинамических исследований. Правда, указанный нормативно-правовой акт утратил силу согласно Постановлению Правительства РФ от 14.12.2006. № 767 «Об изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации по вопросам лицензирования отдельных видов деятельности», что, в отсутствие иных определений в законодательстве, вызвало еще большие пробелы в законе и неопределенность в законодательном определении и понятии указанных объектов.

Давая гражданско-правовую характеристику объектам нефтегазодобывающих и нефтегазоперерабатывающих производств, следует особо остановиться на том, что действующее гражданское законодательство России позволяет свести эту характеристику лишь к признакам, присущим вещам, как объектам гражданских прав. В то же время,

объективные реалии нефтегазодобывающей и нефтегазоперерабатывающей отрасли нашей страны обусловили потребность в правовом подходе к этим объектам не просто как к вещам, а как к совокупности неделимых, сложных вещей и даже совокупности сложных вещей.

Примечательными в части определения понятия неделимой вещи являются предложения, выраженные в Концепции развития гражданского законодательства Российской Федерации, одобренной решением Совета при Президенте РФ по кодификации и совершенствованию гражданского законодательства от 07.10.2009. (далее по тексту – Концепция), где обозначена существенная проблема, связанная с понятием вещи, состоящей из частей, которые, в свою очередь, могли бы являться самостоятельными вещами. В Концепции, в частности, отмечено, что в отечественном законодательстве отсутствуют правила, закрепляющие критерии, при которых включение одной вещи в состав другой вещи может означать потерю качеств самостоятельного объекта прав у первой из них, что действительно имеет место быть и создает определенные неудобства для участников гражданского оборота.

Учитывая то, что проблема действительно актуальна, в Концепции предлагается дополнить ст. 133 ГК РФ о неделимой вещи правилами, определяющими правовой режим составной части сложной вещи. Такой составной частью вещи целесообразно считать все то, что относится к ее составу согласно представлениям участников гражданского оборота, и не может быть отделено от вещи без ее разрушения, повреждения или изменения ее функционального назначения. В качестве дополнительного критерия должен быть предусмотрен подход, согласно которому временное соединение вещей не должно образовывать единой сложной вещи и прекращать права на соединенные вещи. Замена одних составных частей вещи другими не влечет возникновения иной вещи, поскольку сохраняются существенные свойства вещи.

Многообразие сложных вещей не позволяет дать универсальный алгоритм квалификации сложных вещей. На трудности квалификации сложных вещей еще в XIX в. указывали представители юридического сообщества, говоря о составлении совокупностей, состоящих из отдельных и самостоятельных предметов, образующих «единую телесную вещь», с чем трудно не согласиться и в наше время. Однако, обобщая сложившиеся по данному вопросу подходы в законодательстве и правоприменительной практике, в том числе учитывая акты судов (Постановления ФАС Восточно-Сибирского округа от 28 августа 2002 г. по делу №А33-3456/02-С2-Ф02-2422/02-С2; ФАС Поволжского округа от 28 октября 2004 г. по делу №А12-10867/04-С22), можно выделить следующие признаки правового режима вещей, подлежащих объединению в сложную вещь:

- вещи являются разнородными (имеют индивидуально-родовые признаки, позволяющие идентифицировать их среди подобных вещей) и физически не связаны между собой;

- вещи используются по единому назначению и образуют единое целое (т.е. их совокупность приобретает качество, которое не присуще каждой из вещей, составляющих данную совокупность, и превращает сумму данных вещей в самостоятельный объект права);

- каждая вещь может использоваться по своему назначению как самостоятельно, так и в составе сложной вещи и при этом не выполняет применительно к ней роль принадлежности;

- пространственная расположенность, иные характеристики таких вещей позволяют обеспечить их необходимую пространственную и иную идентификацию (по единому адресу, единому кадастровому номеру и т.п.) для целей их гражданского оборота в качестве совокупности вещей (единой сложной вещи).

Все указанные выше признаки, по нашему мнению, полностью присущи объектам нефтегазодобывающих и нефтегазоперерабатывающих производств. Одной из первых попыток определить имущественный комплекс, состоящий из скважины минеральной воды и здания насосной станции, в качестве сложной вещи можно считать Постановление Президиума ВАС РФ от 26 сентября 2000 г. по делу N 3531/00. Такую аналогию, на наш взгляд, можно применить, например, и в отношении нефтяной или газовой скважины. В дальнейшем вывод о том, что имущественный технологический комплекс может являться сложной вещью, нашел подтверждение в утвержденных Приказом Госстроя России от 24 мая 2002 г. № 90 Методических рекомендациях по технической инвентаризации и государственному техническому учету объектов недвижимости нефтегазовой промышленности и составлению технической документации для целей государственной регистрации прав на них, а также в Концепции.

Теоретическое обоснование такой позиции, сопровождаемое предложениями по совершенствованию действующего законодательства, давалось еще в 2003 году созданной по инициативе Исследовательского центра частного права Советом при Президенте РФ по кодификации и совершенствованию гражданского законодательства рабочей группой в составе известных специалистов в области гражданского права – В.В. Витрянского, А.А. Иванова, В.М. Жуйкова, А.А. Завьялова, О.М. Козырь, А.А. Маковской, Е.А. Суханова, А.Л. Маковского, В.И. Сенчищева, Н.В. Сучковой, В.В. Чубарова, которые разработали Концепцию развития гражданского законодательства о недвижимом имуществе, принятую на заседании указанного Совета 15 декабря 2003 г. Так, в данном документе предлагается статью 134 ГК РФ дополнить указанием на такую сложную вещь, как комплекс недвижимого имущества, который для признания его такой вещью должен отвечать критериям недвижимости (то есть сложная вещь, объединяющая разнородные вещи по признаку их использования по одному назначению, при наличии у составляющих ее вещей признаков недвижимости, предусмотренных ст. 130 ГК РФ, сама признается недвижимой сложной вещью). До настоящего времени законотворческий процесс не изменил указанную статью ГК РФ и не обеспечил закрепление изменений на законодательном уровне. Тем не менее, по нашему мнению,

объективные потребности реалий гражданского оборота уже давно в полной мере обусловили необходимость этого процесса.

В то же время, изложенная выше характеристика объектов нефтегазодобывающих производств раскрывает, по нашему мнению, лишь часть их гражданско-правовой сущностной основы потому, что объективные реалии и потребности гражданского оборота все в большей и в большей степени ориентируют участников правоотношений на удовлетворение интереса в регулирования правоотношений по поводу сложных вещей в их целостной совокупности как объектов гражданских прав, что, несомненно, влечет за собой усложнение гражданско-правового регулирования, обусловленного специальной (сложной) природой объектов нефтегазодобывающих и нефтегазоперерабатывающих производств как сложных вещей в их системной совокупности, а также в отношении других аналогичных по природе и структуре совокупности вещей и иных объектов гражданских прав. В этой связи представляется целесообразным, возможным и необходимым осуществлять гражданско-правовое регулирование правоотношений не просто в отношении объектов нефтегазодобывающих или нефтегазоперерабатывающих производств как сложных вещей, но и в отношении совокупности или системы сложных вещей, составляющих объект нефтегазодобывающих производств.

В целом, системность совокупности сложных вещей, образующих единый сложный объект гражданских прав, конечно же, характеризуется теми признаками, которые присущи понятию системности вообще, - это и взаимообусловленность и зависимость, взаимодополняемость, стурктурированность, последовательность, конечная целостность и т.д.

В отличие от сложной вещи, определение которой дано в ст. 134 ГК РФ, характеризующейся тем, что в ее состав входят разнородные вещи, составляющие части, из которых состоит сложная вещь, физически не связанные между собой, образующие единое целое, используемые по единому назначению, где каждая из составных частей может использоваться по тому же назначению, что и вместе с ними, совокупность системы сложных вещей как специальный объект гражданских прав характеризуется системностью, физической связью между собой, невозможностью отдельно, вне совокупности, использоваться самостоятельно по целевому назначению.

Исходя из проведенного сравнения применительно к исследуемой теме, совокупностью сложных вещей можно считать, например, нефтяную скважину, которая помимо самого ствола скважины как сооружения, расположенного в недрах, включает в себя также станок-качалку и внутрискважинное оборудование (электроцентробежный насос и т.п.). По сути такой «симбиоз» сложных вещей, имеющих единое технологическое значение и представляющих собой совокупность сложных движимых (станок-качалка, электроцентробежный насос) и недвижимой (ствол скважины) вещей, характеризующиеся системностью, можно признать в качестве единого объекта гражданских прав. Аналогичной системой сложных вещей, выступающих единым объектом гражданских прав, можно признать и совокупность систем поддержания пластового давления и воздействия на пласты и систем сбора нефти, газа, газового конденсата, подготовку этого сырья до товарных кондиций.

В этой связи, объекты нефтегазодобывающих производств как совокупность вещей в единой системе и регулирование правоотношений с такими объектами гражданских прав представляют не только теоретический, но и практический интерес для участников гражданского оборота, ибо такое регулирование могло бы способствовать упорядочению и закреплению на законодательном уровне норм, регулирующих, безусловно, сложные правоотношения по поводу данных объектов. На первый взгляд, наличие регулирования по поводу системы совокупности сложных вещей как единого объекта гражданских прав приводит к усложнению законодательства, что, в общем то, определяется спецификой и сложностью объектов нефтегазодобывающих и нефтегазоперерабатывающих производств. Но объективная потребность в гражданско-правовом регулировании вокруг таких объектов гражданских прав (имеются в виду совокупности сложных вещей, характеризующихся системностью) в конечном итоге намного упростит оборот таких объектов как объектов гражданских прав. Ключевым и движущим фактором в тенденции необходимости гражданско-правового регулирования в отношении таких объектов гражданских прав является интерес субъектов гражданского оборота, который выражается в потребности в отдельном и специальном регулировании. Это, по нашему мнению, является побудителем в необходимости развития гражданского законодательства в этой части, даже не взирая на усложнение правового регулирования. Поэтому, несмотря на то что ст. 128 ГК РФ не относит к объектам гражданских прав совокупность сложных вещей в качестве единого объекта гражданских прав, тем не менее, объективно такие объекты с указанными характеристиками существуют и, более того, они, «подогреваемые» интересом субъектов гражданского оборота, порождают потребность в развитии гражданского законодательства как в закреплении их в нормах права, так и гражданско-правовом регулировании возникающих по поводу них правоотношений. Таким образом, на наш взгляд, необходимо дополнительно отнести в ст. 128 ГК РФ к объектам гражданских прав также совокупность сложных вещей и дополнить гражданское законодательство нормами, регулирующими правоотношения в отношении них. Реализация намеченного подхода к развитию гражданского законодательства для регулирования правоотношений по поводу указанной совокупности сложных вещей как единых объектов гражданских прав позволит исключить многие возникающие на практике противоречия, связанные с их гражданским оборотом, а также создаст определенные выгоды участникам гражданского оборота, заключающиеся в удовлетворении их интереса в нормативно-правовом регулировании возникающих между ними правоотношений в совокупности с

последствиями такого регулирования, выражающимися в удобстве оборота именно совокупности сложных вещей как объекта гражданских прав, а не отдельных сложных вещей или вещей как таковых.

Исходя из изложенного выше и в целях совершенствования правового регулирования, в частности, гражданско-правового регулирования в сфере разведки, добычи и переработки углеводородов, необходимо законодательно закрепить понятие объектов нефтегазодобывающих и нефтегазоперерабатывающих производств. При этом регулирование правоотношений в целом, и гражданско-правовое регулирование, в частности, по поводу таких объектов, объективно нужно осуществлять, рассматривая их в качестве совокупности сложных вещей, образующих систему, которые в гражданском обороте необходимо и целесообразно выделять в качестве единого объекта гражданских прав. Несмотря на усложнение правового регулирования в целом, специфика объектов нефтегазодобывающих и нефтегазоперерабатывающих производств как объектов гражданских прав и интересы субъектов гражданского оборота требуют специального гражданско-правового регулирования, позволяющего регулировать отношения между субъектами правоотношений по поводу системы сложных вещей (комплекса сложных вещей), что должно определить подходы к дальнейшему развитию законотворчества в целом в отношении таких объектов не только в гражданском, но и в иных отраслях права.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ СТИМУЛЯЦИИ ПРИТОКА НЕФТИ В СКВАЖИНЫ, ОТБИРАЮЩИЕ ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

О. А. Мехеева, Е. Д. Подымов
ТатНИПИнефть

Основные эксплуатационные объекты месторождений Татарстана находятся в поздней стадии разработки, характеризующейся ухудшением структуры запасов с преобладающей долей в них трудноизвлекаемых, содержащихся в низкопроницаемых терригенных и карбонатных коллекторах. Важным фактором стабилизации добычи нефти в этих условиях являются мероприятия по улучшению потенциальных добывных возможностей скважин.

Как известно, производительность и режим эксплуатации скважин во многом зависят от состояния прискважинной зоны пласта, в которой возникают основные гидравлические сопротивления, снижающие пропускную способность пористой среды для нефти. Снижение фильтрационных свойств прискважинной зоны пласта происходит вследствие изменения термо- и бароусловий, внедрения в поровое пространство различных веществ при бурении, цементировании, вскрытии пласта перфорацией, освоении, ремонте и эксплуатации скважин. Для поддержания и восстановления фильтрационных свойств прискважинной зоны пласта на уровне природных применяются технологии на основе растворителей, кислотных поверхностно-активных систем, с использованием термоимплозионных устройств и т.д. Для увеличения продуктивности скважин выше естественной используются различные кислотные обработки, химико-депрессионные воздействия, гидроразрыв пласта и т.д.

Задачей настоящей работы являлось формирование рекомендаций по дальнейшему использованию наиболее перспективных технологий стимуляции притока нефти на основе анализа результатов их применения в условиях разработки низкопроницаемых коллекторов.

Методические принципы исследования заключались в следующем. По данным отчетности НГДУ о результатах мероприятий, было выполнено обобщение опыта применения технологий стимуляции добычи нефти из скважин, в которых вскрыты перфорацией только низкопроницаемые (алевролиты), заглинизированные терригенные и карбонатные пласты. Представление об эффективности технологии формировалось по совокупности результатов мероприятий. Технологии с количеством мероприятий менее пяти не рассматривались (как недостаточно представительные). Выявление лучших технологий осуществлялось по показателю привлекательности (произведение индекса доходности затрат на натуральный логарифм количества проведенных мероприятий, что позволяло учесть представительность технологий).

Рассмотрение технологий осуществлялось дифференцированно по группам, сформированным в соответствии с их основным функциональным назначением.

Группа технологий стимуляции притока нефти путем увеличения проницаемости прискважинной зоны пласта в основном представлена технологиями повторного вскрытия пласта, либо его разрыва или растворения карбонатной составляющей коллектора. Анализ показал, что отсутствуют статистически значимые основания полагать зависящими от геологических (проницаемость, глинистость, нефтенасыщенная толщина пропластка) и эксплуатационных (дебиты жидкости, нефти, обводненность продукции) характеристик пласта до воздействия результаты применения технологий (дополнительная добыча нефти, абсолютный и относительный прирост среднего дебита нефти). Наблюдается весьма хаотичный разброс показателей с отдельными значениями, кратно превышающими среднюю величину (величина дополнительной добычи нефти варьирует в пределах от 0 до 26267 т, составляя в среднем 994 т; величина прироста среднего дебита нефти варьирует в пределах от 0 до 12,6 т/сут составляя в среднем, 1 т/сут; величина относительного увеличения среднего дебита нефти варьирует в пределах от 1 до 30,8 ед., составляя в среднем 2,1 ед.) при величине проницаемости пропластка, равной в среднем 0,05 мкм^2,

глинистости – 5,5 %, нефтенасыщенной толщины – 2 м, дебите жидкости – 9,3 т/сут, дебите нефти – 2,2 т/сут, обводненности – 46 %.

В качестве примера представлены распределения относительного увеличения среднего дебита нефти за счет применения технологии «Гидроразрыв пласта» по геолого-промысловым параметрам – по проницаемости пропластка, дебитам жидкости и нефти, обводненности продукции до воздействия (рис. 1). Из рисунков видно, что закономерной зависимости величины относительного увеличения среднего дебита нефти от проницаемости нефтенасыщенного пропластка, дебита нефти и жидкости, обводненности до воздействия нет. Относительное увеличение среднего дебита нефти варьирует в пределах от 1 до 21,1 ед., составляя в среднем 2,4 ед. при величине проницаемости пропластка, равной в среднем 0,054 мкм^2, дебите жидкости до воздействия – 6,8 т/сут, дебите нефти до воздействия – 4,1 т/сут, обводненности до воздействия – 31 %.

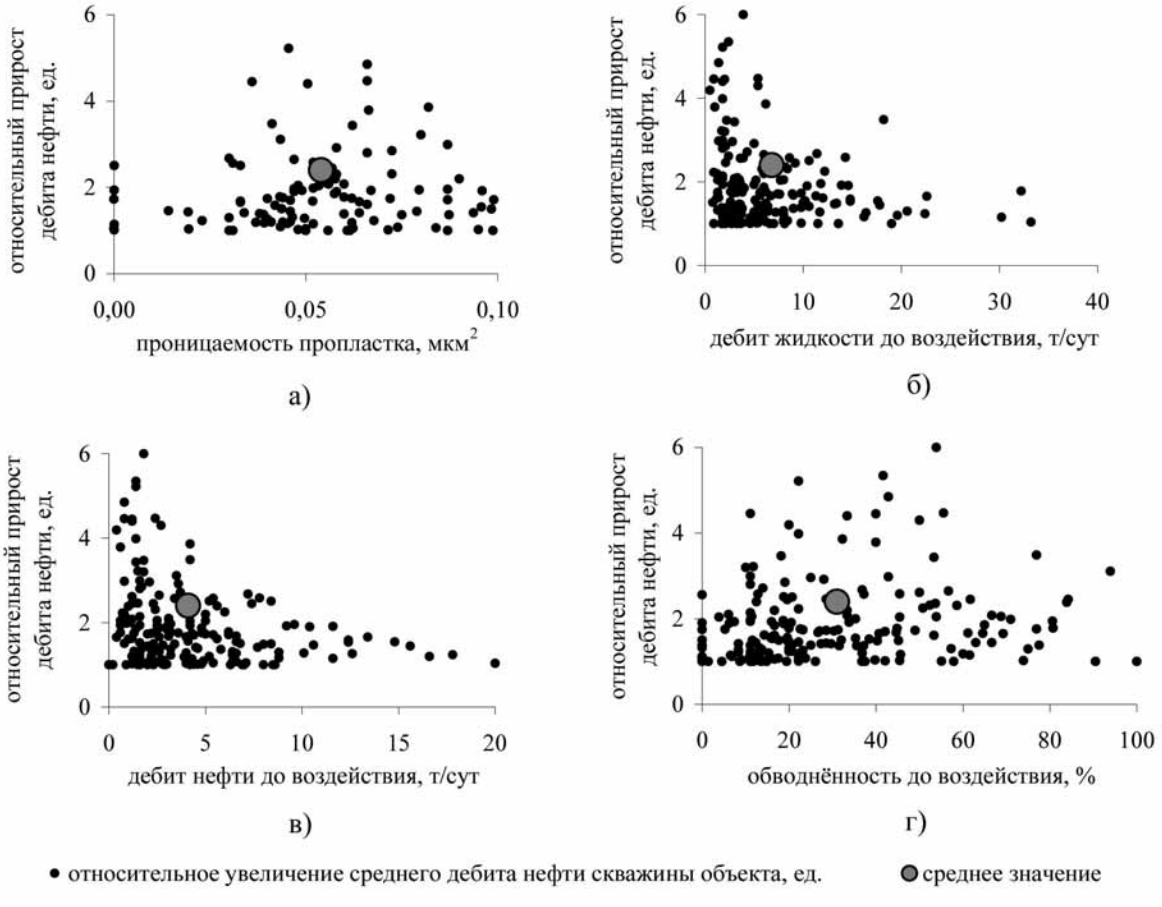


Рис. 1. Связь относительного увеличения среднего дебита нефти за счет применения технологии «Гидроразрыв пласта» с проницаемостью пропластка (а), дебитом жидкости (б) и нефти (в), обводненностью продукции (г) до воздействия.

Ранжирование технологий по показателю привлекательности (табл. 1) дает основания рекомендовать для первоочередного применения с целью выработки запасов нефти в низкопроницаемых и заглинизированных коллекторах следующие технологии: депрессионная и повторная перфорация, ДП+ТБИВ, перфорация, гидравлический разрыв пласта, дострел пласта, ПК+ПАВ, создание каверн, солянокислотная и направленная солянокислотная обработка, кислотно-имплозионное воздействие. По этим технологиям, имеющим лидирующие позиции в рейтинге по привлекательности, выполнено 85 % от общего числа мероприятий и дополнительно получено 86 % от общего объема нефти по рассматриваемой группе методов.

Группа технологий стимуляции притока нефти путем восстановления проницаемости прискважинной зоны пласта в основном представлена технологиями депрессионного, вибрационного и кислотного воздействий на пласт. Анализ показал, что отсутствуют статистически значимые основания полагать зависящими от геологических (проницаемость, глинистость, нефтенасыщенная толщина пропластка) и эксплуатационных (дебиты жидкости, нефти, обводненность продукции) характеристик пласта до воздействия результаты применения технологий (дополнительная добыча нефти, прирост среднего дебита нефти, относительное увеличение среднего дебита нефти). Наблюдается весьма хаотичный разброс показателей с отдельными значениями, кратно превышающими среднюю величину (величина дополнительной добычи нефти варьирует в пределах от 0 до 18293 т, составляя в среднем 495 т, величина прироста среднего дебита нефти варьирует в пределах от 0 до 14,3 т/сут составляя в среднем 0,6 т/сут, величина относительного увеличения среднего дебита нефти варьирует в пределах от 1 до

36,3 ед., составляя в среднем 1,6 ед.) при величине проницаемости пропластка, равной в среднем 0,052 мкм^2, глинистости – 5,8 %, нефтенасыщенной толщины – 1,8 м, дебите жидкости – 7,6 т/сут, дебите нефти – 2,3 т/сут, обводненности – 44 %.

Таблица 1.

Результаты применения технологий стимуляции притока нефти путем увеличения проницаемости прискважинной зоны пласта

Наименование технологии	Кол-во мероприятий	Показатели до воздействия			Увеличение дебита нефти		Индекс доходности затрат, ед.	Привлекательность, ед.
		дебит жидкости, т/сут	дебит нефти, т/сут	обводненность, %	абсолютное, т/сут	относительное, ед.		
Депрессионная перфорация	365	12,7	2,3	62	0,6	1,9	1,71	10,1
ДП+ТБИВ	205	8,1	2,8	39	0,6	1,7	1,71	9,1
Повторная перфорация	215	12,0	2,4	56	0,7	2,2	1,59	8,6
Гидроразрыв пласта	198	6,8	4,1	31	3,0	2,4	1,60	8,5
Перфорация	108	8,8	1,6	60	0,4	1,6	1,76	8,3
Дострел пласта	144	11,8	1,6	67	1,0	2,5	1,66	8,3
ПК + ПАВ	114	11,5	2,4	46	0,8	1,7	1,70	8,0
Создание каверн	81	1,5	1,3	12	2,1	4,6	1,73	7,6
Солянокислотная обработка	93	8,3	1,8	35	0,6	1,7	1,58	7,2
Направленное солянокислое воздействие	64	2,9	2,3	19	1,0	1,7	1,69	7,1
Кислотно-имплозионное воздействие	53	2,4	1,9	20	1,3	2,1	1,66	6,6
Перфорация кумулятивная	53	22,1	1,6	64	0,7	2,1	1,52	6,1
Перфорация-ПК105С-дострел	25	2,8	1,0	44	1,2	2,5	1,69	5,5
ОПЗ + Перестрел	53	10,0	1,5	43	0,7	2,1	1,37	5,5
ДП - ЗПМК-95	26	9,1	1,9	48	0,9	1,8	1,62	5,4
ЩСПК + HCl	31	3,8	2,1	41	0,4	1,7	1,47	5,1
СНПХ-9010	19	2,2	1,9	18	1,0	1,8	1,61	4,8
Глубокое солянокислотное воздействие	12	1,7	1,1	28	1,2	2,4	1,76	4,5
ОПЗ + Дострел	22	5,8	1,0	31	0,6	1,6	1,42	4,5
Гидропескоструйная перфорация	18	2,9	1,0	47	0,8	2,5	1,37	4,0
Перфорация сверлящая	8	5,4	1,4	38	1,2	3,4	1,72	3,8
ПК + ГКО	13	3,8	1,2	43	0,8	3,9	1,32	3,5
Радиальное вскрытие продук. пласта	10	5,3	4,4	22	0,9	1,6	1,23	3,0

В качестве примера представлены распределения относительного увеличения среднего дебита нефти за счет применения технологии «Для КХДВ СНПХ-9030» по геолого-промысловым параметрам – по проницаемости пропластка, дебитам жидкости и нефти, обводненности продукции до воздействия (рис. 2). Из рисунков видно, что закономерной зависимости величины относительного увеличения среднего дебита нефти от проницаемости нефтенасыщенного пропластка, дебита нефти и жидкости, обводненности до воздействия нет. Относительное увеличение среднего дебита нефти за счет применения технологии « Для КХДВ СНПХ-9030» по геолого-промысловым параметрам варьирует в пределах от 1 до 4,1 ед., составляя в среднем 1,4 ед. при величине проницаемости пропластка, равной в среднем 0,05 мкм^2, глинистости – 6,6 %, нефтенасыщенной толщины – 1,8 м, дебите жидкости – 3,6 т/сут, дебите нефти – 2,9 т/сут, обводненности – 18 %.

Ранжирование технологий по показателю привлекательности (табл. 2) дает основания рекомендовать для первоочередного применения с целью эффективной выработки запасов нефти в низкопроницаемых и заглинизированных коллекторах следующие технологии: термобароимплозионное, акустико-химическое, газоимпульсное, ударно-депрессионное воздействия, обработка составом «Для КХДВ-СНПХ-9030», кислотной поверхностно-активной системой, глинокислотная обработка, закачка растворителя «МИА-ПРОМ». По этим технологиям, имеющим лидирующие позиции в рейтинге по привлекательности, выполнено 68 % от общего числа мероприятий и дополнительно получено 73 % от общего объема нефти по рассматриваемой группе методов.

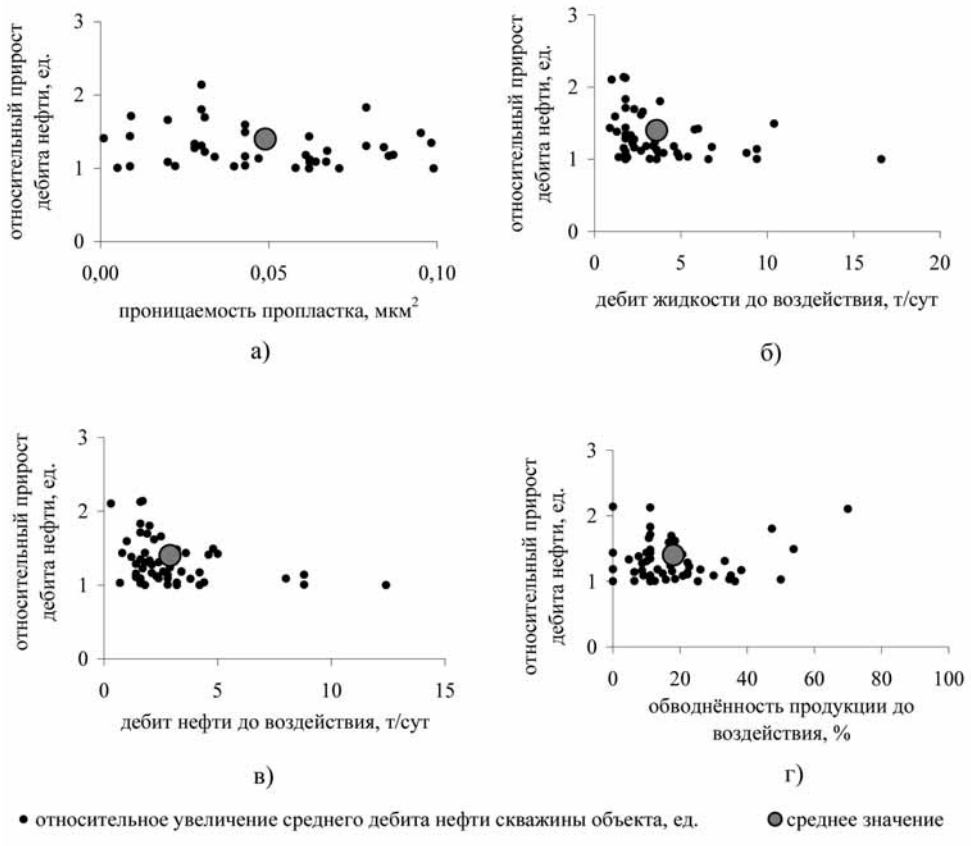


Рис. 2. Связь относительного увеличения среднего дебита нефти за счет применения технологии «Для КХДВ СНПХ-9030» с проницаемостью пропластка (а), дебитом жидкости (б) и нефти (в), обводненностью продукции (г) до воздействия.

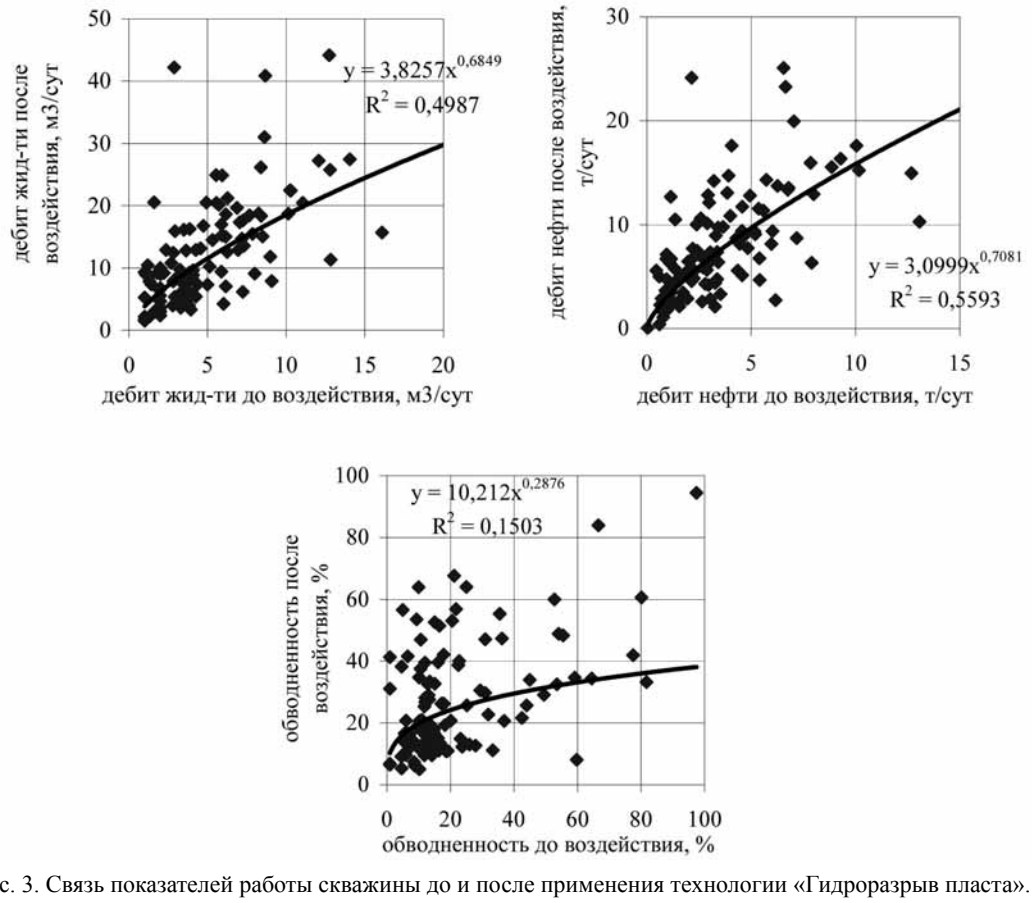


Рис. 3. Связь показателей работы скважины до и после применения технологии «Гидроразрыв пласта».

Таблица 2

Результаты применения технологий увеличения дебита нефти путем восстановления проницаемости прискважинной зоны пласта

Наименование технологии	Кол-во мероприятий	Показатели до воздействия			Увеличение дебита нефти		Индекс доходности затрат, ед.	Привлекательность, ед.
		дебит жидкости, т/сут	дебит нефти, т/сут	обводненность, %	абсолютное, т/сут	относительное, ед.		
Термобароимплозионное воздействие	239	9,8	2,3	47	0,7	1,9	1,71	9,4
Акустико-химическое воздействие	266	5,1	2,0	41	0,7	1,7	1,62	9,1
Газоимпульсное воздействие	220	10,9	2,9	56	0,6	1,5	1,63	8,8
Ударно-депрессионное воздействие	68	3,7	1,4	51	0,5	1,6	1,67	7,1
Кислот. поверхн.-актив. система	93	4,2	2,1	35	0,6	1,6	1,54	7,0
Глинокислотная ОПЗ	141	4,0	1,5	37	0,5	1,9	1,36	6,7
Промывка дистиллатом	60	13,4	2,1	49	0,2	1,3	1,50	6,2
Для КХДВ СНПХ-9030	55	3,6	2,9	18	0,8	1,4	1,51	6,1
Растворитель "МИА-ПРОМ"	67	16,6	5,4	47	0,6	1,2	1,43	6,0
Вибровоздействие	40	4,0	1,2	37	0,7	2,3	1,54	5,7
Компл. химико-депресс. воздействие	66	3,3	2,2	23	0,7	1,5	1,35	5,7
ОПЗ растворителями	34	18,7	2,2	49	0,2	1,2	1,54	5,5
Свабирование	79	6,0	1,4	45	0,1	1,3	1,22	5,4
Термогазогенератор (СТГГ-80)	26	20,5	4,6	57	1,2	1,5	1,62	5,3
Вакуумно-импульсное воздействие	16	6,0	2,4	52	0,8	1,6	1,73	4,9
Примен. термогазоген. имп. скв.	18	5,1	2,3	50	0,9	2,5	1,63	4,8
Разглинизация	23	1,5	1,0	32	0,4	1,5	1,45	4,6
Гидросвабирование	27	3,9	1,3	39	0,3	1,3	1,34	4,5
Двухстороннее вакуумирование	13	11,7	2,9	74	0,4	1,3	1,69	4,5
Термогазохимическая ОПЗ	15	5,1	1,5	52	0,7	1,6	1,56	4,3
ОПЗ растворами ПАВ	12	16,7	3,2	41	0,4	1,2	1,65	4,2
Волновое воздействие	20	7,6	1,8	60	0,2	1,3	1,39	4,2
Глинокислота + свабирование	18	5,9	2,3	50	1,0	4,6	1,41	4,2
Ультразвуковое воздействие	10	11,4	7,9	40	0,7	1,7	1,62	3,9
Свабирование + ТГХВ	9	3,8	2,3	32	0,5	1,5	1,60	3,7
Воздействие высоким давлением	8	5,8	1,2	55	0,0	1,0	1,62	3,6
Термощелочное воздействие	7	1,9	1,7	16	0,7	2,0	1,71	3,5
Электрогидравлическое воздействие	7	4,2	2,4	28	0,8	1,4	1,68	3,5
Композиция КРК-А	8	10,2	4,7	43	0,3	1,1	1,58	3,5
Термобарохимическое воздействие	11	4,4	2,5	23	0,4	1,3	1,39	3,4
Импульс. дренир. назем. прерыв.	14	10,0	1,1	43	0,5	1,8	1,19	3,2
СНПХ-9350	7	2,9	1,7	42	1,9	3,3	1,54	3,2
Виброакустика + имплоз. воздействие	5	4,9	2,1	59	0,8	1,3	1,76	3,2
Обраб. малообъем. отороч. ПАВ	7	8,1	3,6	59	0,2	1,3	1,52	3,2

По наиболее распространенным технологиям дополнительно выполнена также собственная оценка результатов воздействия для получения детальной информации об изменениях в динамике отбора нефти и попутной воды с учетом изменения производительности насосного оборудования, что позволило составить более адекватное представление об эффективности мероприятий. Оценка показала (табл. 3), что применение исследуемых технологий при выработке запасов нефти в низкопроницаемых коллекторах обеспечивает ощутимый (полуторакратный и более) прирост дебита нефти при незначительных изменениях обводненности продукции. Выполнено исследование зависимости результатов мероприятий от геолого-промысловых условий их осуществления.

Анализ показал следующее.

Вследствие применения технологии увеличения проницаемости пласта «Гидроразрыв пласта» можно ожидать (рис.3): двух- трехкратного увеличения дебита жидкости после воздействия при величине дебита жидкости до воздействия не более 20 $м^3$/сут (рис. 3); двукратного увеличения дебита нефти после воздействия при величине дебита нефти до воздействия не более 10 т/сут; увеличения обводненности отбираемой продукции в 3 раза и более при низкой обводненности (до 20 %).

Таблица 3

Средние результаты оценок величины эффекта по мероприятиям рассмотренных технологий

Название технологии	Кол-во мероприятий	Дебит нефти, т/сут		Дебит жидкости, м³/сут		Обводненность,%	
		до мероприятия	после мероприятия	до мероприятия	после мероприятия	до мероприятия	после мероприятия
Гидроразрыв пласта	109	3,8	8,1	6,0	13,4	22	28
Солянокислотная обработка	26	2,1	3,2	7,0	7,7	26	29
Направленное солянокислотное воздействие	34	1,9	3,6	2,4	4,4	16	15
СНПХ-9010	21	1,4	2,5	1,9	3,3	14	13
Кислотно-имплозионное воздействие	24	2,5	4,7	2,5	4,6	12	9
Для КХДВ СНПХ-9030	11	2,2	5,1	3,0	6,8	19	14
Растворитель "МИА-ПРОМ"	14	3,5	4,8	9,5	10,8	41	33

Вследствие применения технологии увеличения проницаемости пласта «Солянокислотная обработка» можно ожидать: двух- трехкратного увеличения дебита жидкости после воздействия при величине дебита жидкости до воздействия не более 2 м³/сут; увеличения дебита нефти после воздействия на треть и более при величине дебита нефти до воздействия не более 4 т/сут; не следует ожидать изменений в обводненности продукции.

Вследствие применения технологии увеличения проницаемости пласта «Направленное солянокислотное воздействие» можно ожидать: двух- трехкратного увеличения дебита жидкости после воздействия при величине дебита жидкости до воздействия не более 2 м³/сут; увеличения дебита нефти после воздействия вдвое и более при величине дебита нефти до воздействия не более 4 т/сут; не следует ожидать изменений в обводненности продукции при низкой обводненности (до 20 %).

Вследствие применения технологии увеличения проницаемости пласта «СНПХ-9010» можно ожидать: кратного увеличения дебита жидкости после воздействия при величине дебита жидкости до воздействия не более 4 м³/сут; увеличения дебита нефти после воздействия на треть и более при величине дебита нефти до воздействия не более 3 т/сут; полуторакратного увеличения обводненности отбираемой продукции при низкой обводненности (до 15 %).

Вследствие применения технологии увеличения проницаемости пласта «Кислотно-имплозионное воздействие» можно ожидать: двух- трехкратного увеличения дебита жидкости после воздействия при величине дебита жидкости до воздействия не более 6 м³/сут; полутора- двукратного увеличения дебита нефти после воздействия при величине дебита нефти до воздействия не более 6 т/сут; не следует ожидать изменения обводненности продукции после воздействия.

Вследствие применения технологии восстановления проницаемости пласта «Для КХДВ СНПХ-9030» можно ожидать: двух- трехкратного увеличения дебита жидкости после воздействия при величине дебита жидкости до воздействия не более 4 м³/сут; кратного увеличения дебита нефти после воздействия при величине дебита нефти до воздействия не более 3 т/сут; снижения обводненности продукции после воздействия на четверть при величине обводненности продукции до воздействия не более 40 % (рис. 5).

Вследствие применения технологии восстановления проницаемости пласта «Растворитель «МИА-ПРОМ» отсутствуют основания ожидать существенных изменений дебита жидкости; можно ожидать увеличения дебита нефти после воздействия на четверть при величине дебита нефти до воздействия не более 4 т/сут и двукратного снижения обводненности продукции после воздействия при обводненности продукции до воздействия более 40 %.

В целом по результатам проведенного исследования в качестве наиболее перспективных технологий для стимуляции притока нефти представляется возможным рекомендовать следующее:

- для увеличения проницаемости низкопроницаемых, заглинизированных терригенных и карбонатных пластов – депрессионная, повторная перфорация, ДП+ТБИВ, гидравлический разрыв пласта, дострел пласта, создание каверн, направленная солянокислотная обработка, кислотно-имплозионное воздействие;

- для восстановления проницаемости прискважинной зоны пласта – термобароимплозионное, акустико-химическое, газоимпульсное, ударно-депрессионное, воздействия, обработка составом «Для КХДВ СНПХ-9030», кислотной поверхностно-активной системой, глинокислотная обработка.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОДЫ В СКВАЖИНЫ, ОТБИРАЮЩИЕ ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

О. А. Мехеева, Е. Д. Подымов
ТатНИПИнефть

Трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к низкопроницаемым терригенным и карбонатным коллекторам, вырабатываются крайне низкими темпами. Ввиду наметившейся тенденции к ухудшению структуры запасов в сторону трудноизвлекаемых проблема повышения интенсивности их эксплуатации является чрезвычайно актуальной. Одной из причин снижения уровня добычи нефти из низкопроницаемых отложений является преждевременное обводнение продукции при неполной выработке запасов, связанное со сложностью строения порового пространства карбонатных коллекторов (наличие сети трещин, каверн) и совместным залеганием по площади, разрезу низкопроницаемых и высокопроницаемых терригенных коллекторов, по которым прорывается закачиваемая или подошвенная вода.

Для снижения обводненности добываемой продукции и интенсификации добычи нефти в ОАО «Татнефть» применяются различные технологии ограничения притока воды.

Задачей настоящей работы являлось формирование рекомендаций по дальнейшему использованию наиболее перспективных технологий ограничения притока воды на основе анализа результатов их применения в условиях разработки низкопроницаемых коллекторов.

Методические принципы исследования заключались в следующем. По данным отчетности НГДУ о результатах мероприятий, было выполнено обобщение опыта применения технологий ограничения притока воды в скважины из низкопроницаемых, заглинизированных терригенных и карбонатных пластов. Представление об эффективности технологии формировалось по совокупности результатов мероприятий. Технологии с количеством мероприятий менее пяти не рассматривались (как недостаточно представительные). Выявление лучших технологий осуществлялось по показателю привлекательности (произведение индекса доходности затрат на натуральный логарифм количества проведенных мероприятий, что позволяло учесть представительность технологий).

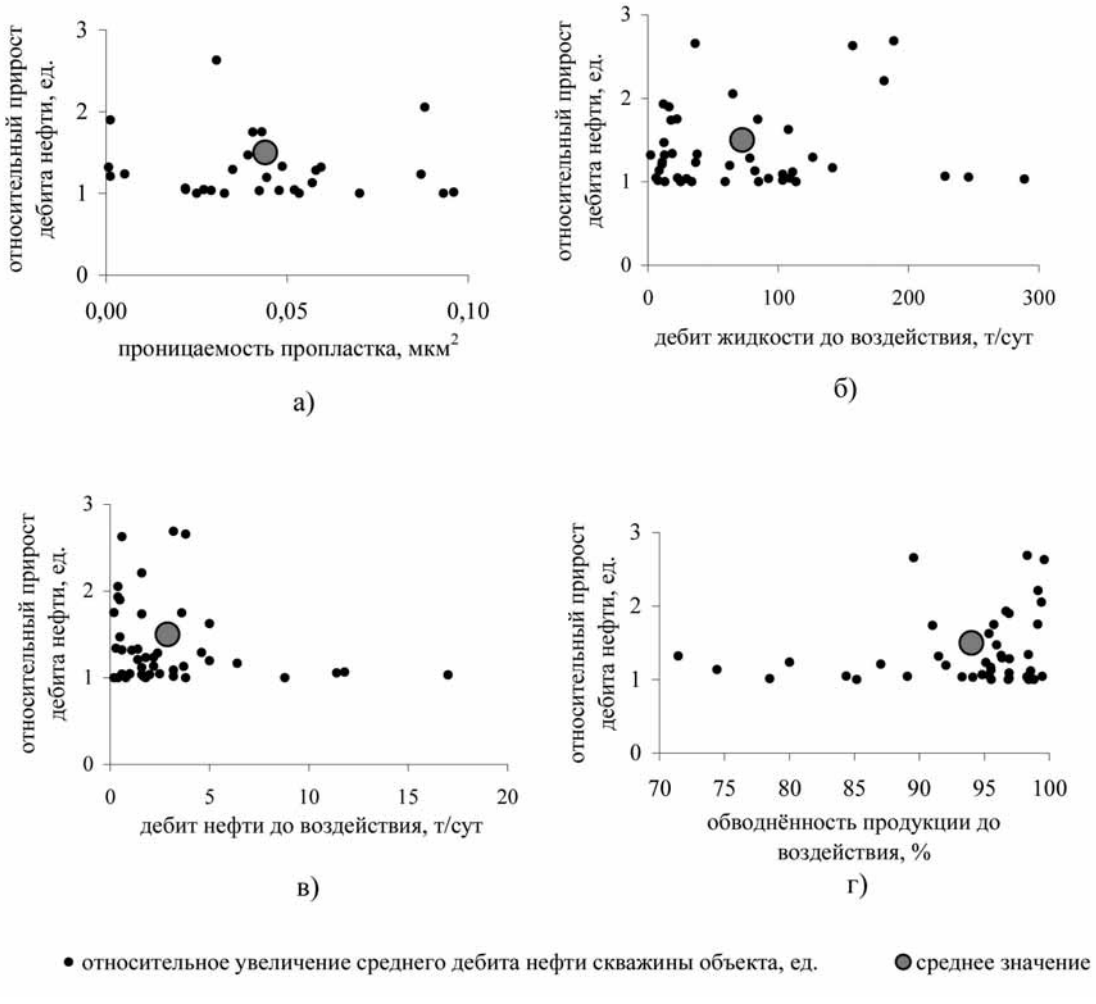


Рис. 1. Связь относительного увеличения среднего дебита нефти за счет применения технологии «СНПХ-9633» с проницаемостью пропластка (а), дебитом жидкости (б) и нефти (в), обводненностью продукции (г) до воздействия.

Рассмотрение технологий осуществлялось дифференцированно по группам, сформированным в соответствии с их основным функциональным назначением.

Группа технологий селективного ограничения притока вод представлена технологиями, основанными на гидрофобизации поверхности пористой среды, на образовании при взаимодействии с водой высоковязкой массы, растворимой в нефти и нерастворимой в воде. Анализ показал, что отсутствуют статистически значимые основания полагать зависящими от геологических (проницаемость, глинистость, нефтенасыщенная толщина пропластка) и эксплуатационных (дебиты жидкости, нефти, обводненность продукции) характеристик пласта до воздействия результаты применения технологий (дополнительная добыча нефти, прирост среднего дебита нефти, относительное увеличение среднего дебита нефти). Наблюдается весьма хаотичный разброс показателей с отдельными значениями, кратно превышающими среднюю величину (величина дополнительной добычи нефти варьирует в пределах от 0 до 9105 т, составляя в среднем 616 т; величина прироста среднего дебита нефти варьирует в пределах от 0 до 3,8 т/сут, составляя в среднем 0,7 т/сут; величина относительного увеличения среднего дебита нефти варьирует в пределах от 1 до 14,4 ед., составляя в среднем 1,8 ед.) при величине проницаемости пропластка, равной в среднем 0,046 мкм^2, глинистости – 6,5 %, нефтенасыщенной толщины – 2 м, дебите жидкости – 66,6 т/сут, дебите нефти – 2,4 т/сут, обводненности – 88 %.

В качестве примера представлены распределения относительного увеличения среднего дебита нефти за счет применения технологии «СНПХ-9633» по геолого-промысловым параметрам – по проницаемости пропластка, дебитам жидкости и нефти, обводненности продукции до воздействия (рис. 1). Из рисунков видно, что закономерной зависимости величины относительного увеличения среднего дебита нефти от проницаемости нефтенасыщенного пропластка, дебита нефти и жидкости, обводненности до воздействия нет. Относительное увеличение среднего дебита нефти варьирует в пределах от 1 до 7,1 ед., составляя в среднем 1,5 ед. при величине проницаемости пропластка, равной в среднем 0,044 мкм^2, дебите жидкости до воздействия –72,3 т/сут, дебите нефти до воздействия – 2,9 т/сут, обводненности до воздействия – 94 %.

Ранжирование технологий по показателю привлекательности (табл. 1) дает основания рекомендовать для первоочередного применения с целью снижения притока воды в добывающие скважины из низкопроницаемых пластов следующие технологии: закачка реагента многофункционального действия, СНПХ-9633, нефтебитумного продукта. По этим технологиям, имеющим лидерующие позиции в рейтинге по привлекательности, выполнено 90 % от общего числа мероприятий и дополнительно получено 84 % от общего объема нефти по рассматриваемой группе методов.

Таблица 1

Результаты применения технологий селективного ограничения притока воды в добывающие скважины

Наименование технологии	Кол-во мероприятий	Показатели до воздействия			Увеличение дебита нефти		Индекс доходности затрат, ед.	Привлекательность, ед.
		дебит жидкости, т/сут	дебит нефти, т/сут	обводненность, %	абсолютное, т/сут	относительное, ед.		
Реагент многофункционального действия	83	63	2,3	85	0,7	2	1,35	6
СНПХ-9633	45	72	2,9	94	0,8	1,5	1,49	5,7
Нефтебитумный продукт	20	43	1,7	95	0,6	1,8	1,48	4,5
Воздействие активным илом с питат. добав-ками	10	128	1,9	98	2,7	3,2	1,74	4,2
Водонабухающий полимер	6	24	0,6	89	0,2	2,3	0,88	1,7

Группа технологий неселективного ограничения притока вод представлена технологиями, основанными на закачке или образовании в пласте высокопрочного изолирующего материала, не растворимого ни в воде, ни в нефти. Анализ показал, что отсутствуют статистически значимые основания полагать зависящими от геологических (проницаемость, глинистость, нефтенасыщенная толщина пропластка) и эксплуатационных (дебиты жидкости, нефти, обводненность продукции) характеристик пласта до воздействия результаты применения технологий (дополнительная добыча нефти, прирост среднего дебита нефти, относительное увеличение среднего дебита нефти). Наблюдается весьма хаотичный разброс показателей с отдельными значениями, кратно превышающими среднюю величину (величина дополнительной добычи нефти варьирует в пределах от 0 до 14694 т, составляя в среднем 865 т, величина прироста среднего дебита нефти варьирует в пределах от 0 до 22,9 т/сут, составляя в среднем 0,7 т/сут, величина относительного увеличения среднего дебита нефти варьирует в пределах от 1 до 18,6 ед., составляя в среднем 2,2 ед.) при величине проницаемости пропластка, равной в среднем 0,052 мкм^2, глинистости – 6,1 %, нефтенасыщенной толщины – 1,8 м, дебите жидкости – 57,7 т/сут, дебите нефти – 2,1 т/сут, обводненности – 86 %.

В качестве примера представлены распределения относительного увеличения среднего дебита нефти за счет применения технологии «ВУС» по геолого-промысловым параметрам – по проницаемости пропластка, дебитам жидкости и нефти, обводненности продукции до воздействия (рис. 2). Из рисунков видно, что закономерной зависимости величины относительного увеличения среднего дебита нефти от проницаемости нефтенасыщенного пропластка, дебита нефти и жидкости, обводненности до воздействия нет. Относительное увеличение среднего дебита нефти за счет применения технологии «ВУС» по геолого-промысловым параметрам варьирует в пределах от 1 до 10,7 ед., составляя, в среднем, 2,1 ед. при величине проницаемости пропластка, равной, в среднем, 0,056 мкм^2, глинистости – 6,2 %, нефтенасыщенной толщины – 1,8 м, дебите жидкости – 64,1 т/сут, дебите нефти – 1,7 т/сут, обводненности – 94 %.

Ранжирование технологий по показателю привлекательности (табл. 2) дает основания рекомендовать для первоочередного применения с целью снижения притока воды в добывающие скважины из низкопроницаемых пластов следующие технологии: закачка вахсида, биополимера, вязко-упругих составов. По этим технологиям, имеющим лидирующие позиции в рейтинге по привлекательности, выполнено 47 % от общего числа мероприятий и дополнительно получено 70 % от общего объема нефти по рассматриваемой группе методов.

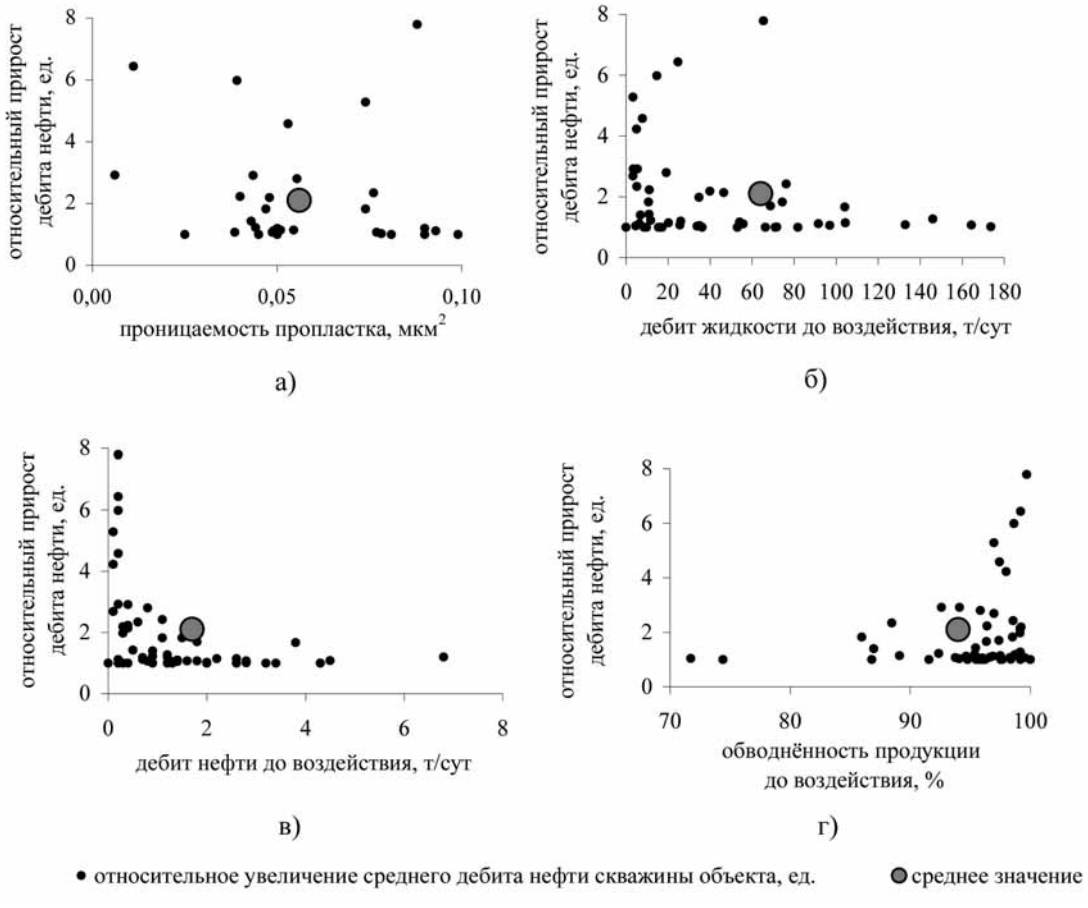


Рис. 2. Связь относительного увеличения среднего дебита нефти за счет применения технологии «ВУС» с проницаемостью пропластка (а), дебитом жидкости (б) и нефти (в), обводненностью продукции (г) до воздействия.

По наиболее распространенным технологиям дополнительно выполнена также собственная оценка результатов воздействия для получения детальной информации об изменениях в динамике отбора нефти и попутной воды с учетом изменения производительности насосного оборудования, что позволило составить более адекватное представление об эффективности мероприятий. Оценка показала (табл. 3), что применение исследуемых технологий при выработке запасов нефти в низкопроницаемых коллекторах обеспечивает ощутимый (полуторакратный и более) прирост дебита нефти при значительных изменениях обводненности продукции. Выполнено исследование зависимости результатов мероприятий от геолого-промысловых условий их осуществления.

Анализ показал следующее.

Вследствие применения селективной технологии ограничения притока воды «Нефтебитумный продукт» можно ожидать (рис.3): некоторого снижения дебита жидкости (не более чем на четверть) при величине дебита жидкости до воздействия от 10 до 25 м^3/сут; двукратного увеличения дебита нефти при величине дебита нефти до воздействия не более 2 т/сут; снижения обводненности продукции до 5 % при обводненности продукции до воздействия от 80 до 98 %.

Таблица 2

Результаты применения технологий неселективного ограничения притока воды в добывающие скважины

Наименование технологии	Кол-во мероприятий	Показатели до воздействия			Увеличение дебита нефти		Индекс доходности затрат, ед.	Привлекательность, ед.
		дебит жидкости, т/сут	дебит нефти, т/сут	обводненность, %	абсолютное, т/сут	относительное, ед.		
Вахсид	53	35	3	65	1,8	2	1,72	6,9
Биополимер	46	115	3,6	95	1,2	2,2	1,62	6,3
Вязко-упругие составы	58	64	1,7	94	0,5	2,1	1,28	5,2
Резиновая крошка	16	122	2,2	90	0,7	2	1,53	4,3
Жидкое стекло+соляная кислота	13	31	2,2	90	0,7	2,5	1,63	4,3
Водная эмульс.-суспенз. система	19	26	0,5	89	0,4	2,2	1,38	4,1
Кремний органич. соед.+ соляная кислота	35	59	1,7	93	0,6	2,8	1,15	4,1
Гипан+жидкое стекло	15	29	0,6	87	0,5	2,1	1,45	4
Силикат-гелевая система	15	33	1,5	89	0,7	2,5	1,32	3,7
Модифиц. силикат-гелевый состав	19	59	1,3	96	0,3	2	1,18	3,5
Гидрофобизация	14	6	1,1	59	0,3	1,7	1,24	3,3
Полимерноорганическая суспензия	6	30	0,5	96	1,4	10,8	1,68	3,3
ВДС с наполнителем	5	86	5	93	0,6	1,1	1,48	2,7
Кварц	6	17	4,3	71	0,5	1,2	1,35	2,6
Кольматация	10	59	1,7	89	0,2	1,1	0,85	2
Кремний органическое соединение	7	57,1	2,7	96	0,1	1,2	0,26	0,5

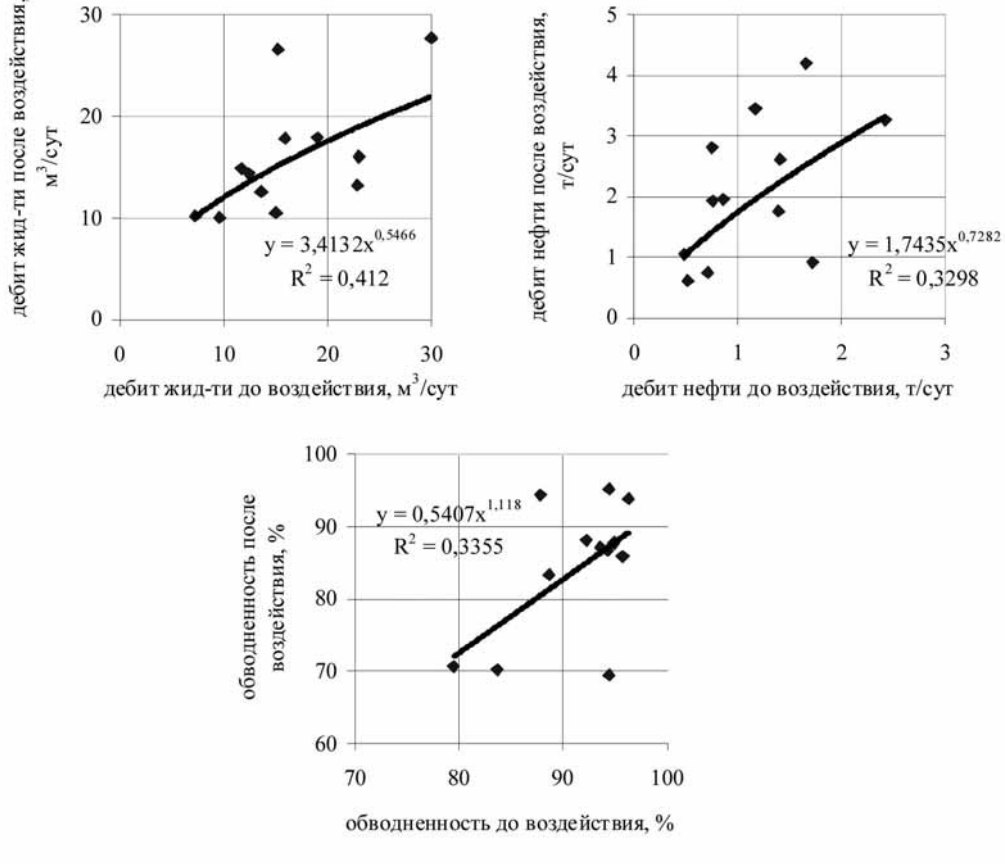


Рис. 3. Связь показателей работы скважин до и после применения технологии «Нефтебитумный продукт».

Таблица 3

Средние результаты уточненных оценок величины эффекта по мероприятиям проанализированных технологий

Название технологии	Кол-во мероприятий	Дебит нефти, т/сут		Дебит жидкости, м^3/сут		Обводненность,%	
		до мероприятия	после мероприятия	до мероприятия	после мероприятия	до мероприятия	после мероприятия
Нефтебитумный продукт	11	1,1	1,9	16,4	15	92	85
Вязко-упругие составы	12	1,8	3,2	25,7	19,7	92	66

Вследствие применения тампонирующей технологии ограничения притока воды «Вязко-упругие составы» можно ожидать: некоторого снижения дебита жидкости (не более чем на четверть) при величине дебита жидкости до воздействия до 20 м^3/сут; двукратного увеличения дебита нефти при величине дебита нефти до воздействия не более 2 т/сут; снижения обводненности продукции до 25 % и более при обводненности продукции до воздействия от 80 до 98 %.

В целом по результатам проведенного исследования в качестве наиболее перспективных технологий ограничения притока воды представляется возможным рекомендовать следующее:

- для селективного снижения проницаемости водопроводящих каналов: закачка реагента многофункционального действия, СНПХ-9633, нефтебитумного продукта;

- для тампонирующего снижения проницаемости водопроводящих каналов: закачка вахсида, биополимера, вязко-упругих составов.

О КОРРЕКТНОСТИ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ МЕТОДИК ИНТЕРПРЕТАЦИИ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

В.Н.Михайлов *(ООО «КНТЦ «Недра»),* **Ю.А.Волков** *(ООО «ЦСМРнефть»)*

Обсуждаются некоторые недостатки и ограничения, присущие стандартным и широко используемым методикам интерпретации петрофизических данных. Показано, что результатом применения данных методик могут стать грубые ошибки при подсчете запасов и построении геолого-гидродинамических моделей месторождений. Даны рекомендации, как избежать этих ошибок. Излагается сущность новых усовершенствованных подходов к обработке и интерпретации петрофизических данных, которые необходимо применять при инновационном проектировании систем разработки месторождений УВ.

Определение коэффициента проницаемости

Значение коэффициентов проницаемости в основном рассчитывается двумя способами: 1) по зависимостям «керн-ГИС», устанавливаемым при непосредственном сопоставлении геофизических параметров с Кпр по керну; 2) по зависимости «керн-керн» Кпр=f(Кп), получаемой при сопоставлении значений Кп и Кпр, установленных на образцах керна исследуемых отложений. Как правило, предпочтение отдается второму способу, позволяющему получить более тесную связь между параметрами. При этом аппроксимация петрофизической связи осуществляется на основе экспоненциальной зависимости вида

$$К_{пр} = a_1 \cdot \exp(a_2 \cdot К_п), \quad (1)$$

параметры которой a_1 и a_2 находятся методами регрессионного анализа.

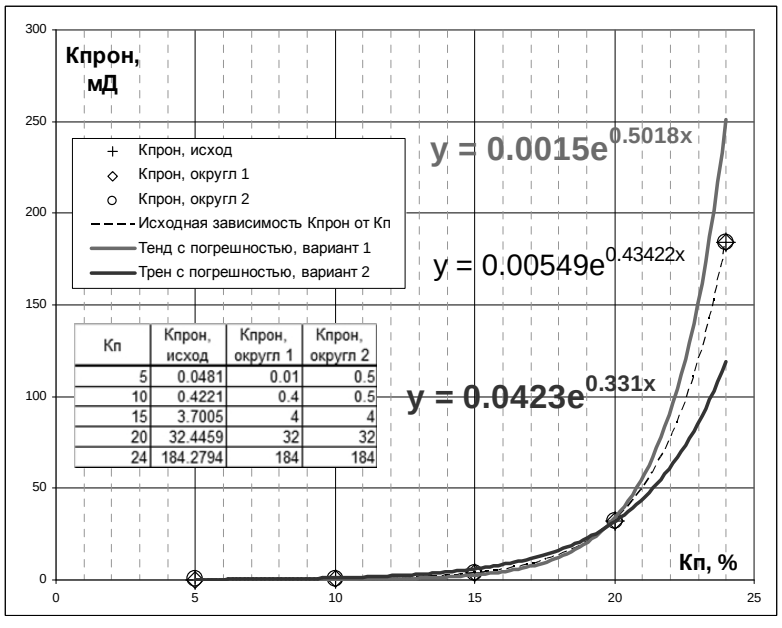
Ошибка заключается в том, что для удобства вычислений уравнение (1) обычно предварительно логарифмируют, после чего оно становится линейным относительно параметров Ln(a1) и a2:

$$Ln(К_{пр}) = Ln(a_1) + a_2 \cdot К_п. \quad (2)$$

Благодаря этому задача сводится к простейшему случаю линейной регрессии от двух переменных. Однако при этом, вместо нахождения функциональной зависимости, минимизирующей среднеквадратичное отклонение фактической проницаемости от прогнозной, на самом деле находится зависимость, минимизирующая среднеквадратичное отклонение логарифмов проницаемости. Насколько сильно данные зависимости могут отличаться друг от друга, показано на рис. 1.

Исходными данными для построения графика послужили пять виртуальных образцов, пористость и проницаемость которых связаны формулой:

$$К_{пр.исход} = 0.00549 \cdot e^{0.43422 Кп} \quad (3)$$



Кп	Кпрон, исход	Кпрон, округл 1	Кпрон, округл 2
5	0.0481	0.01	0.5
10	0.4221	0.4	0.5
15	3.7005	4	4
20	32.4459	32	32
24	184.2794	184	184

Рис.1. Пример неправильных экспоненциальных зависимостей, получаемых с помощью программы Excel.

Если значения $К_{пр}$ заданы точно, то получаемая с помощью программы Excel формула экспоненциального тренда точно совпадает с исходной формулой (3). Однако при наличии погрешностей измерения $К_{пр}$ (хотя погрешность настолько мала, что визуально расположение точек с погрешностью и без нее неотличимо) с помощью программы Excel получаем совершенно другие зависимости (вариант 1 и 2), максимальное отклонение которых от исходной зависимости при $К_{п}$=24% превышает 60 мД. Причем, как видно из графика, отклонение может быть и в большую и в меньшую сторону и составляет весьма большой процент от исходного значения проницаемости.

Причина получения ошибочных зависимостей заключается в том, что при поиске оптимальных значений коэффициентов экспоненциальной зависимости в программе Excel используется описанный выше алгоритм, основанный на логарифмировании исходных данных с целью получения линейного уравнения регрессии со всеми вытекающими из этого последствиями.

Решение этой проблемы заключается в использовании специализированных программных продуктов, позволяющих находить оптимальные коэффициенты непосредственно уравнения (1) на основе нелинейной регрессии. При наличии только программы Excel для уменьшения вносимой в петрофизическую зависимость погрешности следует вместо стандартного построения трендов использовать надстройку «поиск решения» или вместо экспоненциальной зависимости использовать полиномиальную, или строить тренды отдельно для образцов с низкой и высокой пористостью.

Определение предельных параметров коллекторов

Наиболее надежно выделение коллекторов на основе прямых качественных признаков коллектора, позволяющих по комплексу ГИС определить интервалы разреза, в которые происходит фильтрация бурового раствора. Однако при подсчете запасов часто приходится пользоваться и менее надежными косвенными количественными признаками коллекторов, позволяющих отличать их от вмещающих пород значениями геофизических характеристик, отражающих их фильтрационно-емкостные свойства.

В этом случае стандартная методика [1,2] определения предельных параметров коллекторов реализуется путем построения интегральных распределений (кумулят) пористости по ГИС или какого-либо другого геофизического параметра для двух подвыборок – коллекторов и неколлекторов, формируемым по скважинам, где возможно достоверное разделение коллекторов и неколлекторов по прямым признакам.

Проведем мысленный эксперимент, который покажет, что использование методики кумулятивных кривых может приводить к большим погрешностям при определении предельных параметров коллекторов и соответственно к большим ошибкам при определении запасов УВ.

Допустим, что на месторождении Н при пористости от 8 до 13% вероятность встретить коллектор составляет 10%, при этом для каждого интервала пористости 0.2% отобрано 10 образцов, один из которых – коллектор, а 9 – неколлекторы. Допустим также, что при пористости от 13 до 18% вероятность встретить коллектор – 70%, при этом для каждого интервала пористости 0.2% отобрано 10 образцов, 7 из которых коллекторы, а 3 – неколлекторы. Очевидно, для данного месторождения предельное значение пористости для коллекторов следует принять равным 13%.

Посмотрим, что получится, если для определения предельного значения пористости использовать метод кумулятивных кривых. Результаты применения метода показаны на рис.2. Видно, что пересечение куммулят

произошло при пористости 14% (на один абсолютный процент отличается от правильного значения). Таким образом, благодаря применению неправильной методики мы существенно завысили пороговое значение пористости по месторождению Н и занизили запасы.

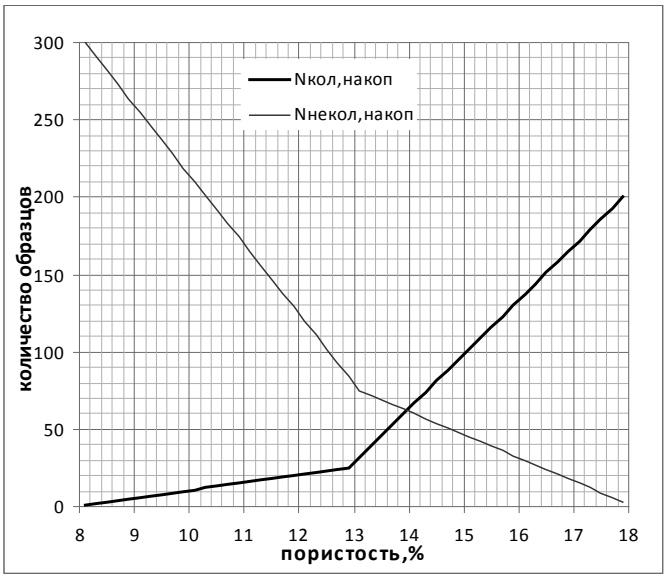
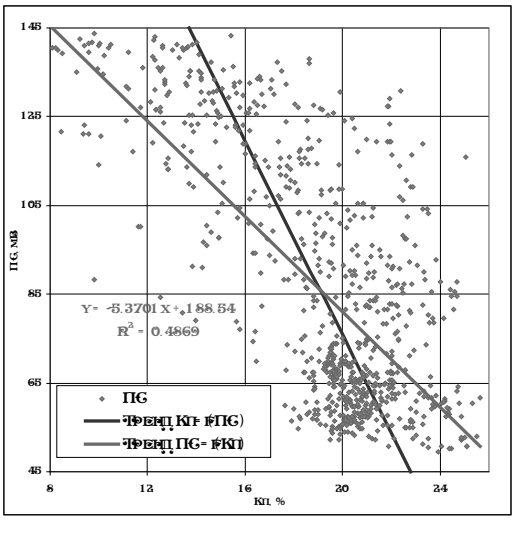


Рис.2. Результаты мысленного эксперимента. Кумулятивные кривые для месторождения *Н* пересекаются при $К_п$=14%, тогда как заранее было известно, что $К_{п,гран}$=13%.

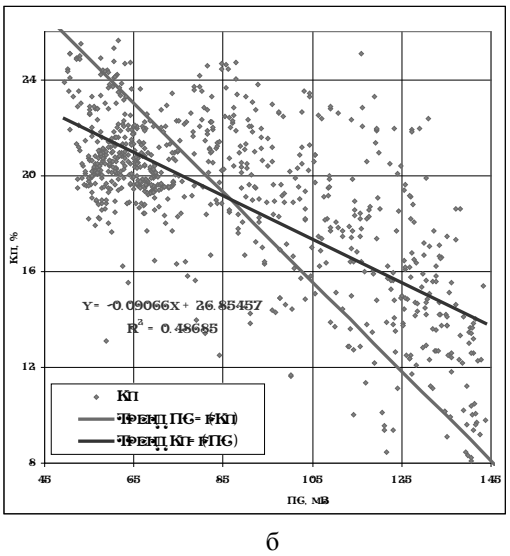
Чтобы не допускать подобной ошибки при оценке реальных месторождений, необходимо полностью отказаться от использования методики кумулятивных кривых, не имеющей никакого математического обоснования. Вместо этого рекомендуется строить графики вероятности встретить коллектор при заданном диапазоне изменения параметра. В качестве порогового значения можно в данном случае принять такое значение параметра, при котором кривая пересечет уровень 50%.

Применение регрессионного анализа

При построении корреляционной связи между коэффициентом пористости и ПС для месторождения *В* мы обратили внимание на то, что результирующая формула связи между двумя переменными очень сильно зависит от того, какую из переменных считать независимой, а какую зависимой. В качестве примера на рис. 3 показано сравнение двух вариантов зависимостей, получаемых при использовании линейной регрессии.



а

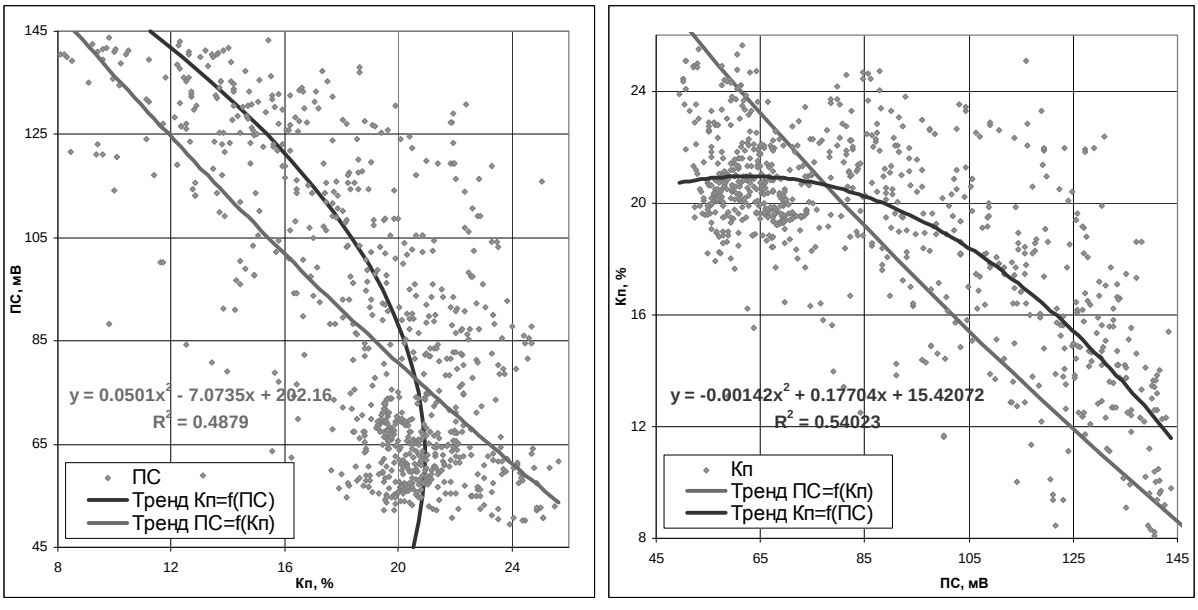


б

Рис. 3. Сравнение вариантов корреляционной зависимости $К_п$ и ПС, рассчитанных по формуле линейной регрессии для случаев, когда в качестве независимой переменной используется: а) $К_п$ (линия тренда красного цвета); б) ПС (линия тренда синего цвета).

Таким образом, при использовании одних и тех же исходных данных (по конфигурации точек видно, что графики а и б являются зеркальным отображением друг друга) получаются совершенно разные регрессионные зависимости.

Аналогичную картину получаем, если вместо линейной регрессии использовать полиномиальную регрессию 2-го порядка, как показано на рис. 4. При этом для построения всех графиков использовались стандартные возможности программы Excel.



а б

Рис. 4. Сравнение вариантов корреляционной зависимости $К_п$ и ПС, рассчитанных по формуле квадратичной регрессии для случаев, когда в качестве независимой переменной используется: а) $К_п$ (линия тренда красного цвета); б) ПС (линия тренда синего цвета).

Преимущество использования в качестве независимой переменной $К_п$ заключается с том, что получающаяся кривая охватывает практически весь диапазон изменения параметров $К_п$ и ПС. К сожалению, получаемые линии тренда проходят вдали от основного скопления точек.

При использовании в качестве независимой переменной ПС получающаяся кривая достаточно близко подходит к основному скоплению точек. Однако недостатком этой зависимости (особенно, показанной на рис. 4 б) является то, что область изменения модельной $К_п$ оказывается намного уже, чем реальный диапазон изменения пористости в исследованных образцах. Например, по результатам анализов мы видим, что имеется достаточно большое количество образцов с пористостью более 24%, однако при создании математической модели пласта мы получим максимальную пористость не более 21%. То есть уже на этапе построения петрофизической модели в значительной степени теряется информация о природной неоднородности резервуара. Впоследствии это может создать серьезные проблемы в процессе адаптации получаемой гидродинамической модели по истории разработки. Кроме того, на графике синего цвета (рис. 4, б) значения коэффициента пористости, соответствующие увеличивающимся значениям ПС в промежутке от 45 мВ до 65 мВ, увеличиваются, что противоречит общеизвестному факту об увеличении значений ПС только при уменьшении коэффициента пористости.

Учитывая такую неоднозначность получаемых результатов, для построения оптимальных петрофизических связей между пористостью и ПС необходимо использовать методы конфлюэнтного анализа [3]. Главное отличие конфлюэнтного анализа от обычного регрессионного заключается в том, что при конфлюэнтном анализе нет априорного разделения на независимые и зависимые переменные. При этом степень зависимости или независимости изменения той или иной переменной определяется в ходе анализа.

Нами была разработана программа конфлюэнтного анализа, которая впервые была использована при построении геолого-петрофизической модели месторождения В. Как мы и предполагали, график петрофизической зависимости, полученной с применением методики конфлюэнтного анализа (рис. 5), позволил избежать недостатков исходных зависимостей, полученных на основе стандартного регрессионного анализа. Он проходит вблизи основного скопления точек и охватывает практически весь диапазон изменения параметров.

По результатам построения геолого-петрофизической модели построен график (рис. 6) сопоставления прогнозных и фактических дебитов по материалам предшественников и на основе уточненной интерпретации. Коэффициент корреляции по уточненной модели составляет R_2=0.361, а относительная погрешность прогноза 0.91, тогда как в первоначальном варианте было R_2=0.027 при относительной погрешности прогноза 1.23. Заметим, что относительная погрешность прогноза представляет собой отношение среднеквадратичной погрешности прогноза к стандартному отклонению фактических дебитов скважин от среднего дебита скважин по месторождению. Получение величины относительной погрешности прогноза больше единицы означает, что при использовании в качестве прогнозного дебита скважины средний дебит по месторождению мы могли бы получить более качественный прогноз.

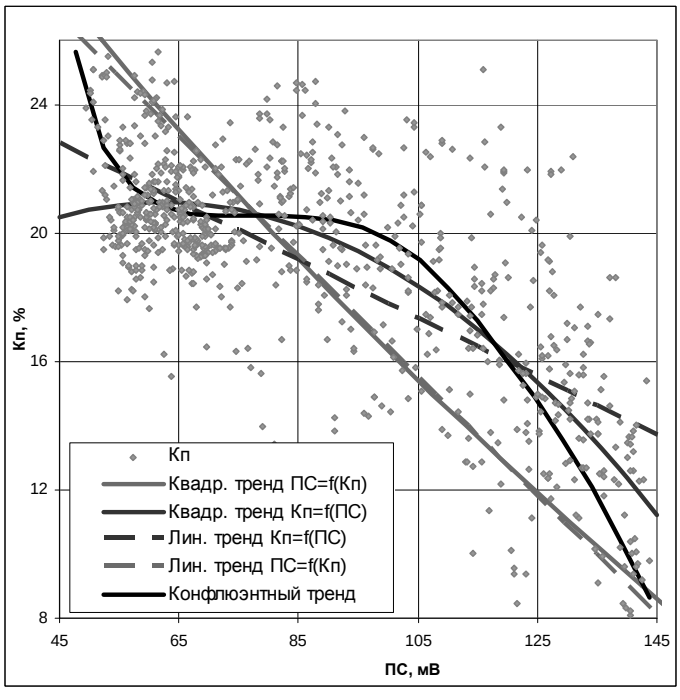


Рис. 5. Сравнение вариантов корреляционной зависимости $К_п$ и ПС, рассчитанных по методу конфлюэнтного анализа и методу регрессии.

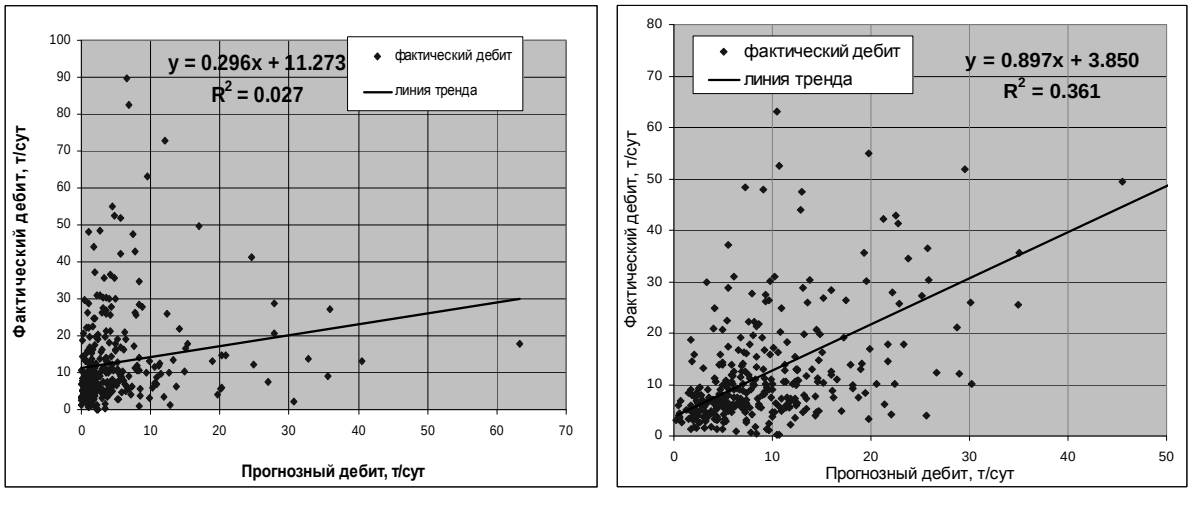


Рис. 6. Сопоставление прогнозных и фактических дебитов, рассчитанных на основе интерпретации предшественников и прогнозных дебитов на основе уточненной интерпретации с применением конфлюэнтного анализа.

Использование средних значений геофизических параметров

В основе всех существующих стандартных способов интерпретации ГИС лежит постулат, что горная порода в масштабах, изучаемых методами скважинной геофизики, может быть адекватно описана своими средними значениями пористости, проницаемости и т.п. Но это не так. Не случайно особые проблемы возникают при интерпретации ГИС для горных пород, представленных тонким переслаиванием глин и песчаников, не регистрируемых в качестве отдельных прослоев на каротажных кривых. Первопричина этих проблем заключается в том, что использование средних значений геофизических параметров не является адекватным способом описания неоднородных горных пород, если характерный размер неоднородности меньше шага квантования по ГИС, то есть - для большинства горных пород.

Рассмотрим проблему интерпретации ГИС для тонкослоистого разреза на следующем примере. На рис. 7 видно, что рядом расположенные скважины 1 и 2 имеют очень похожие кривые ПС. Очевидно, что эти скважины должны иметь также примерно одинаковые дебиты и удельные запасы. Однако, при данном граничном значении ПС в скважине 1 мощность коллектора оказывается 30 м, а в скважине 2 всего 10 м. То есть в похожих скважинах при неизменном граничном значении ПС выделенные мощности коллекторов существенно различаются. Следовательно, построенную петрофизическую модель невозможно использовать для прогнозирования работы скважин и площадного распределения запасов.

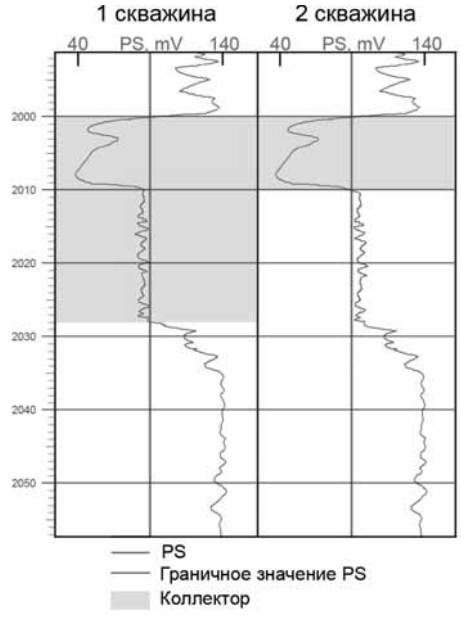


Рис.7. Проблема выбора граничного значения ПС.

То же самое получается, если вместо ПС использовать среднее значение пористости. Рассмотрим наименьший интервал разреза, который может быть выделен на основе интерпретации данных ГИС (обычно – 0.2 м). В настоящее время этот интервал характеризуется средней пористостью. При этом, если вычисленная средняя пористость оказывается ниже граничного значения, приходится весь интервал рассматривать как неколлектор, даже если на самом деле интервал сложен тонким переслаиванием песчаников и глин и большая часть его представляет собой коллектор.

Предлагается вместо этого характеризовать каждый интервал гистограммой распределения слагающих его пород по пористости. Причем эта гистограмма может быть легко получена экспериментально, путем сопоставления данных лабораторных измерений пористости по керну и данных ГИС. Как видно на графике 8, одному значению ПС соответствуют самые разные значения пористости по керну. Можно утверждать, что такой большой диапазон изменения пористости при заданном ПС обусловлен, прежде всего, неоднородным строением пластов и лишь в малой степени – погрешностями измерений пористости и ПС, либо другими факторами.

Очевидно, что переход от средней пористости к распределению по пористости потребует полностью пересмотреть существующие методики подсчета запасов с моделирования нефтяных месторождений. Поэтому в качестве первого шага решено ограничиться использованием гистограммы только из двух интервалов:

- интервал изменения пористости от 0 до 0.104 (образцы с такой пористостью для пластов месторождения Т почти со стопроцентной вероятностью могут быть отнесены к неколлекторам),
- интервал изменения пористости от 0.104 и выше.

По аналогии с подходом, принятым при построении гидродинамических моделей, каждый интервал разреза будем характеризовать двумя параметрами:

- доля коллекторов (NTG);
- средняя пористость коллекторов ($К_п$).

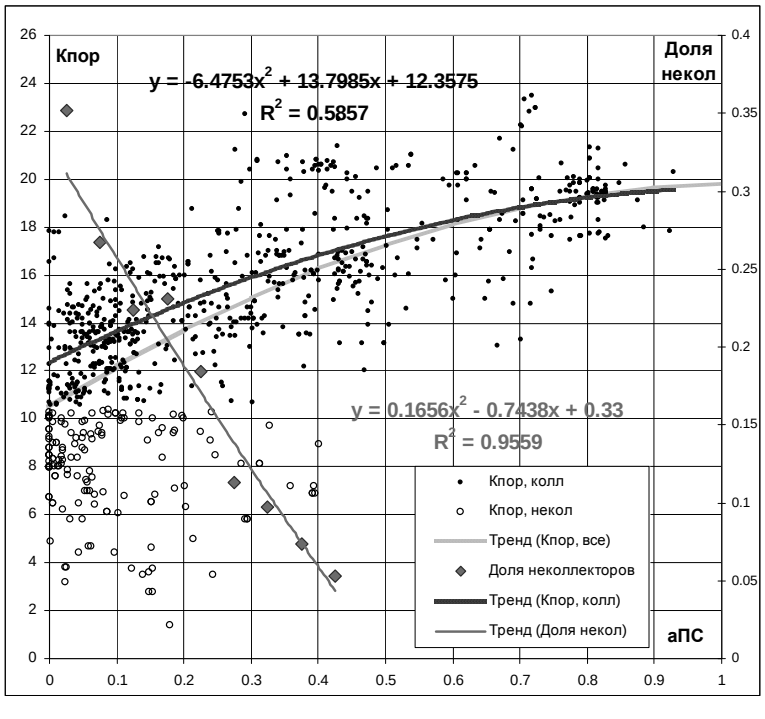


Рис.8. Зависимость доли неколлекторов и средней пористости коллекторов для месторождения *Т*.

Преимущество такого промежуточного подхода к описанию локальной неоднородности пласта заключается в возможности использования для обработки результатов интерпретации уже готовых программных продуктов, разработанных для целей гидродинамического моделирования.

Результаты расчетов приведены на рис. 8. Все образцы керна с пористостью $К_п$<10.4 отмечены как неколлекторы. Для каждого интервала изменения αПС с шагом 0.05 посчитана доля неколлекторов (красные точки на графике) и по ним построена линия тренда для доли неколлекторов.

На этом же графике голубым цветом показана линия тренда, получаемая стандартным методом при учете всех образцов независимо от их пористости. Видно, что при αПС больше 0.6 оба тренда практически совпадают. Однако при меньших значениях αПС по новой методике получаем существенно более высокие значения пористости коллекторов, чем при стандартном подходе. Но при этом доля коллекторов становится меньше единицы.

Возвращаясь к примеру, изображенному на рис. 7, можно отметить, что при использовании предлагаемой методики интерпретации скважины с похожей формой кривой ПС будут гарантировано иметь близкие значения коллекторских свойств.

Выводы

Многие стандартные методики интерпретации петрофизических данных содержат в своей основе допущения, не всегда выполняющиеся в действительности, а некоторые из них просто неправильны. В данной работе показано несколько примеров некорректного использования методик интерпретации петрофизических данных и даны предложения, направленные на совершенствование теоретических основ применяемых методик и повышение качества создаваемых геолого-петрофизических и гидродинамических моделей месторождений УВ.

Литература

1. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов: Справочник / И.Д. Амелин, В.А.Бадьянов, Б.Ю.Вендельштейн и др.; Под ред. В.В. Стасенкова, И.С. Гутмана. – М.: Недра, 1989. – 270 с.

2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – Москва–Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.

3. *Львовский Е.Н.* Статистические методы построения эмпирических формул. – М.: Изд-во «Высшая школа», 1988. – 239 с.

ПРИМЕНЕНИЕ МИКРОВОЛНОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ УТИЛИЗАЦИИ НЕФТЕШЛАМОВ

Г.А.Морозов, О.Г.Морозов, А.С.Шакиров

КГТУ им. А.Н.Туполева

Научно-исследовательский центр прикладной электродинамики с 1994 г. занимается вопросами использования и применения электромагнитных полей СВЧ диапазона для обработки различных материалов и объектов, в том числе содержащих нефть и нефтепродукты. Интерес к подобным задачам вызван особенностями воздействия электромагнитного поля на обрабатываемые вещества, в первую очередь это объемный нагрев.

Применительно к нефтегазовому комплексу в НИЦ ПРЭ КГТУ им. А.Н.Туполева реализованы различные научно-исследовательские работы по различным тематикам. Здесь стоит привести результаты работ по двум из них: расплав асфальто-смоло-парафинистых отложений (АСПО) в трубах и разработка промышленного модуля для микроволновой обработки ВНЭ на основе КДФ [1,3].

Извлечение АСПО из трубы нефтяной скважины с использованием микроволновой технологии осуществляется воздействием на них электромагнитной энергией СВЧ–диапазона. Конструкция и характер заполнения трубы АСПО определяют особенности возбуждения и распространения в ней электромагнитной волны.

Установка для расплава АСПО с использованием генератора мощностью 50 кВА позволила получить ряд важных результатов. Экспериментальная обработка труб (длиной 10 м), содержащих АСПО, не превышала время 4.03 мин. Вместе с тем, электро-термо-динамические модели дают время выплавления АСПО из реальной десятиметровой трубы, не превышающее 2.97 мин. Из этого следует, что потребляемая МВТК энергия не будет превышать 100 кВА. При этом комплекс будет обеспечивать производительность не менее 150 труб/сут при 3-х сменной загрузке. Для данной производительности потребляемая комплексом энергия составит в среднем за сутки 1000 кВт/час.

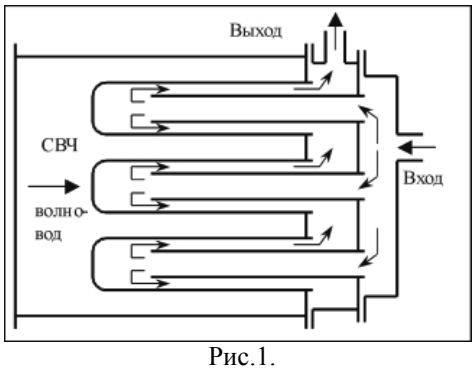


Рис.1.

Результаты данной работы показали эффективность использования СВЧ нагрева, в первую очередь там, где требуется осуществить быстрый нагрев большого объема материалов, являющихся диэлектриками. Это вызвало интерес к возможности использования электромагнитных полей СВЧ диапазона для осуществления нагрева сырой нефти и водонефтяной эмульсии в процессе ее подготовки. Для проведения данных исследований были разработаны и испытаны три варианта технологических установок на базе магнетрона М116 (частота 915 МГц).

Первый вариант (рис.1) установки реализован на основе согласованной стрежневой нагрузки [1]. Устройство состоит из отрезка

волновода, с замкнутого торца которого по диэлектрическим трубкам вводится проточная нагреваемая жидкость – ВНЭ. Эти трубки с жидкостью, размещенные вдоль волновода, поглощают электромагнитную энергию и формируют потери, обеспечивающие необходимое согласование в широком спектре состава ВНЭ. Качество согласования зависит от протяженности участка взаимодействия электромагнитного поля с этой жидкостью. Чем больше длина этих трубок, тем лучше согласование. Серьезным недостатком устройств ввода электромагнитной энергии такого типа является полная потеря согласования в случае, если вместо эмульсии в нефтепроводе пойдет газ, что может привести к выходу из строя энергетической установки. Генератор данной установки допускает плавную регулировку выходного сигнала от 5 кВт до 50 кВт. Охлаждение генератора комбинированное – водяное и воздушное.

Второй вариант (рис.2), в отличие от первого и третьего вариантов установки, использует не один мощный генератор, а десять одинаковых генераторов, каждый мощностью 700 Вт. Достоинства данного варианта установки заключаются в возможности изменения распределения электромагнитных полей при более высоком КПД установки. Недостатком данного варианта является сложность обеспечения совместной и одновременной работы генераторов.

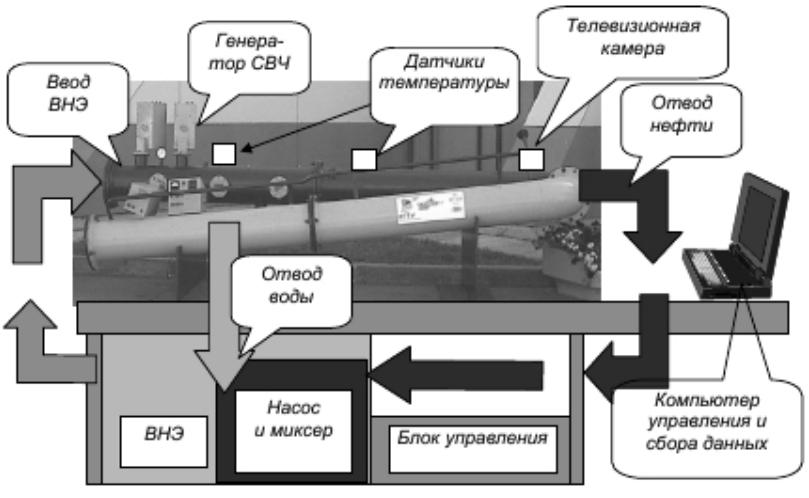


Рис.2.

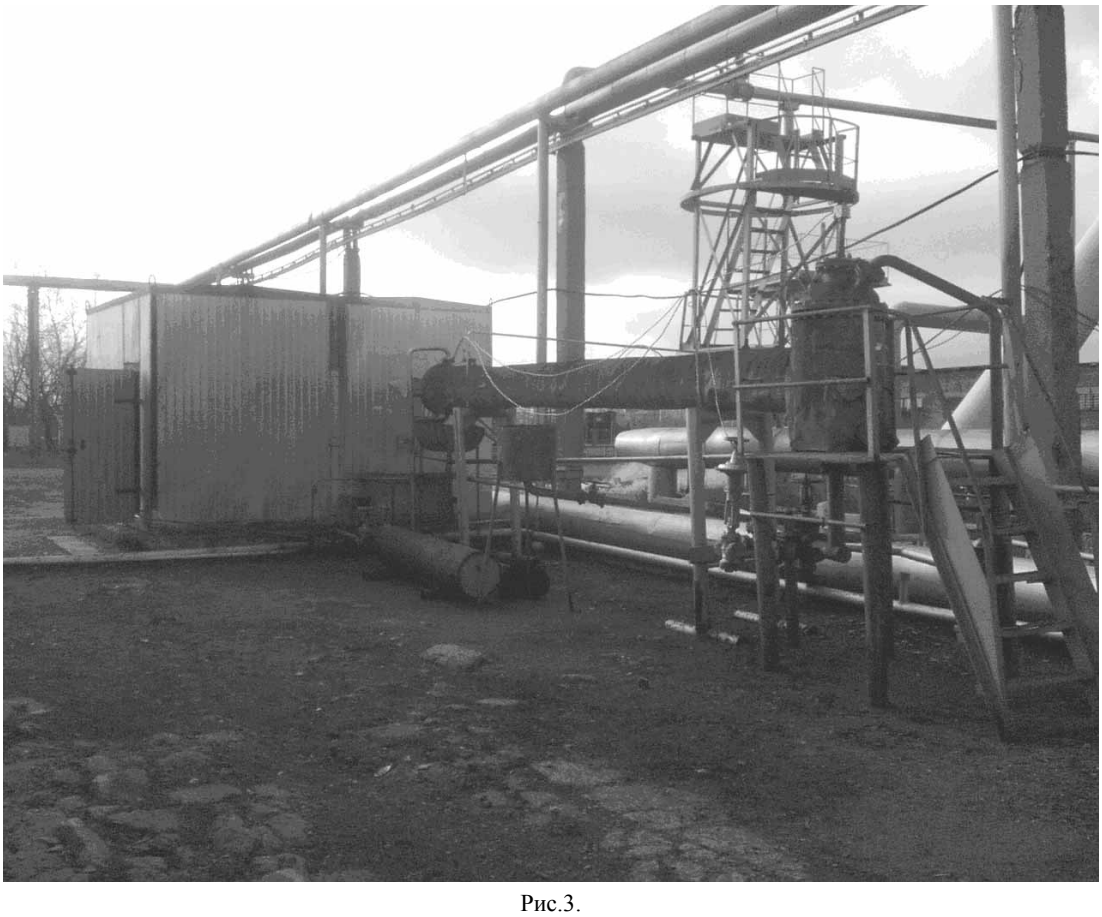


Рис.3.

Третий вариант (рис.3) технологической установки реализован на основе концевого делителя фаз. Результаты испытаний для данного варианта установки приведены в табл. 1.

Сравнивая приведенные результаты, можно прийти к целому ряду выводов об эффективности и целесообразности использования СВЧ нагрева для подготовки нефти. Среди всех выводов, необходимо выделить возможность использования данной технологии на удаленных объектах подготовки нефти, а также там, где отсутствует возможность использовать попутный газ для нагрева. Эти особенности делают привлекательной возможность использования микроволновых технологий для осуществления ликвидации аварийных разливов нефти утилизации нефтешламов.

Традиционная схема переработки и утилизации нефтешлама предусматривает ряд последовательно выполняемых технологических операций:

· Забор нефтешлама, как правило, твердый. Для получения однородной перерабатываемой массы твердый нефтешлам подвергают измельчению, а также грубой очистке. На данном этапе удаляют крупные мех.примеси (объекты размером порядка 1 мм или более).

· Осуществление нагрева. Реализуют его с помощью теплообменников (использующих тепло утилизированных газов) либо за счет специальных нагревателей (использующих перегретый пар, электрический либо газовый нагреватель). Нагрев осуществляют до 80–90 С.

· Собственно разделение. Для этих целей используют различное оборудование. Применительно к переработке нефтешламов возможно использование декантеров (двух или трехфазные). На выходе получают либо смесь воды и углеводородов с незначительным содержанием мех.примесей, либо воду, углеводороды и мех.примеси.

· Доотчистка воды, углеводородов; утилизация и вторичная переработка шлама.

Рассматривая возможность внедрения в данную технологическую цепочку микроволновых технологий, можно найти возможность модернизации ее технологии на 2–5 этапах переработки нефтешлама.

На этапе измельчения и грубой отчистки: осуществление высокоинтесивного СВЧ нагрева, в точке забора нефтешлама, позволит быстро повысить температуру обрабатываемой массы, что неизбежно приведет к существенному снижению вязкости и плотности углеводородов и воды, содержащейся в нефтешламе. Это будет способствовать ускорению фильтрации и отделению крупных мех.примесей.

На этапе нагрева: использование СВЧ энергии на данном этапе является наиболее перспективным. Это связано с традиционными преимуществами ЭМ излучения. Использование специальной системы возбуждения ЭМ полей позволит осуществлять избирательный нагрев непосредственно углеводородов (представляющих наибольшую ценность).

На этапе центрифугирования: использование СВЧ излучения в декантере в процессе центрифугирования позволит поддерживать температуру на всей длине декантера. Кроме того, осуществление нагрева в декантере позволит ускорить отчистку внутренней поверхности декантера при отключении установки по переработке нефтешлама, а также снижать давление внутри декантера при его работе.

На этапе переработки и утилизации составляющих нефтешламов (углеводородов, воды и мех.примесей). На данном этапе использование ЭМ поля возможно для отчистки воды и нефти, а также при изготовлении различных строительных компонентов и изделий.

В докладе приводятся более подробные данные по оценке эффективности использования СВЧ нагрева как для утилизации нефтешламов, так и ЛАРН.

Таблица 1

Сравнение обработки высокосернистых и девонских нефтей

	Без обработки		Пар (ППУ)		10 [кВт] (СВЧ)		15 [кВт] (СВЧ)		20 [кВт] (СВЧ)		25 [кВт] (СВЧ)	
	Девонская	Высоко-сернистая	Девонская	Высоко-сернистая	Девонская	Высоко-сернистая	Девонская	Высоко-сернистая	Девонская	Высоко-сернистая	Девонская	Высоко-сернистая
ΔT [°C]	0	0	15	16,9	8,42	4,6	8,21	12,2	10,75	13,36	-	22,3
Удел.затраты энергии $\left[\frac{МДж}{м^3 \cdot °C}\right]$	0	0	9,36	44,56	2,07	15,65	2,85	9,836	2,59	10,51	-	7,96
Средний расход ВНЭ [м3/час]	4,5	0,7	4,5	0,7	4,5	0,7	4,5	0,7	4,5	0,7	-	0,7
Вход	8,45	55,16	-	63,67	9,8	58	24	48	28	60,33	-	49
Выход нефти	1,7	1,78	-	0,963	0,57	1,19	0,68	0,915	1,9	1,473	-	0,2
Выход дренаж [мг/дм3]	57,4 [%]	95,1 [%]	-	248	96 [%]	99,5 [%]	87 [%]	95,2 [%]	92	553	-	147

Литература

1. Низкоинтенсивные СВЧ-технологии (проблемы и реализации)/ Под ред. Г.А.Морозова., Ю.Е.Седельникова. – М.: «Радиотехника», 2003. – 112 стр.:ил.

2. *Морозов Г.А*. СВЧ нагрев диэлектрических сред: технологии, процессы и комплексы (постановка и решение Казанской школы СВЧ нагрева) / Тр. международной научно-технич. конф. «Успехи современных электротехнологий». – Саратов, 2009 – С. 11-15.

3. *Шакиров А.С.* СВЧ нагрев при обработке высокосернистых и девонских нефтей / Тр. международной научно-технич. конф. «Успехи современных электротехнологий». – Саратов, 2009. – С. 39–42.

СУЩНОСТНЫЕ ПРИЗНАКИ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ПРОДУКЦИИ

М.К.Мулявин

г. Тюмень

В соответствии с п. 1 ст. 2 Федерального закона «О соглашениях о разделе продукции»[1] соглашение о разделе продукции является договором, в соответствии с которым Российская Федерация предоставляет субъекту предпринимательской деятельности на возмездной основе и на определенный срок исключительные права на поиски, разведку, добычу минерального сырья на участке недр, указанном в соглашении, и на ведение связанных с этим работ, а инвестор обязуется осуществить проведение указанных работ за свой счет и на свой риск. Соглашение опре-деляет все необходимые условия, связанные с пользованием недрами, в том числе условия и порядок раздела произведенной продукции между сторонами соглашения в соответствии с положениями настоящего Федерального закона.

Полагаем, что легальное определение соглашения о разделе продукции, закрепленное в Федеральном законе РФ «О СРП», является наиболее органичным и емким. Исходя из легального определения можно отметить следующие признаки:

а) предметом соглашения о разделе продукции является предоставление государством на возмездной основе исключительных прав на проведение работ по поискам, разведке и добыче минерального сырья на участке недр и проведение инвестором указанных работ за свой счет и на свой риск;

б) Сторонами соглашения являются, с одной стороны, инвесторы (субъекты предпринимательской деятельности) – граждане Российской Федерации, иностранные граждане, юридические лица и создаваемые на основе договора о совместной деятельности и не имеющие статуса юридического лица объединения юридических лиц; с другой стороны – Российская Федерация. В статье 3 Федерального закона «О соглашениях о разделе продукции» конкретизировано, что от имени Российской Федерации в соглашении выступают Правительство Российской Федерации или уполномоченные им органы.

Полагаем, что легальное определение следует понимать во взаимосвязи статьи 2 Закона «О СРП» и главы 5 Гражданского кодекса Российской Федерации таким образом, что государство в соглашении выступает в двух ролях. С одной стороны, как властная структура, имеющая полномочия предоставить недра, находящиеся в исключительной государственной собственности, в пользование инвестору, причем предоставлять «исключительные права на поиск, разведку и добычу минерального сырья на участке недр, указанном в соглашении, и на ведение связанных с этим работ». С другой, берет на себя надзор и контроль за исполнением определенных требований коммерческого и организационно-правового характера при пользовании недрами;

в) Обязанностью Российской Федерации как стороны соглашения является предоставление субъекту предпринимательской деятельности (инвестору) на возмездной основе и на определенный срок исключительных прав на поиски, разведку, добычу минерального сырья и на ведение связанных с этим работ. Следует отметить, что законом государство придает правам, предоставленным инвестору, исключительный характер, что для него играет весьма важную роль, поскольку тем самым государство гарантирует, что без согласия инвестора никакое третье лицо не может и не получит права на осуществление аналогичных работ на участке недр по соглашению.

В свою очередь, инвестор обязуется осуществить проведение указанных работ за свой счет и на свой риск. Данное положение подчеркивает предпринимательский характер отношений по соглашению о разделе продукции;

г) Ст. 2 Федерального закона «О СРП» содержит положение о том, что соглашение определяет все необходимые условия, связанные с пользованием недрами, в том числе условия и порядок раздела произведенной продукции между сторонами соглашения. Данная норма носит диспозитивный характер и подчеркивает договорной (гражданско-правовой) характер соглашений о разделе продукции. Однако условия, определенные соглашением сторон, должны соответствовать требованиям указанного федерального закона. Взаимосвязь этих норм показывает смешанный характер правоотношений, возникающих на основе заключения и реализации соглашений о разделе продукции. Кроме того, ст. 2 Федерального закона «О СРП» выделяет из прочих и подчеркивает одно из наиболее важных условий соглашения – условия и порядок раздела произведенной продукции между сторонами.

[1] Федеральный закон от 30 декабря 1995 г. N 225-ФЗ "О соглашениях о разделе продукции" (с изменениями от 7 января 1999 г., 18 июня 2001 г., 6 июня 2003 г., 29 июня, 29 декабря 2004 г.) // Собрание законодательства Российской Федерации. – 1996. – № 1. – Ст. 18; 1999. – № 2. – Ст. 246; 2001. – № 26. – Ст. 2579; 2003. – №23. – Ст. 2174; 2004. – № 27. – Ст. 2711; 2005. – № 1. – Ст. 25.

В легальном понятии определены основные характерные черты соглашения о разделе продукции, регламентируемые как общим законодательством о недрах (возмездное пользование, сроки пользования, риски), так и нормами Закона «О СРП» (раздел продукции).

На наш взгляд, для уяснения понятия выделения сущностных гражданско-правовых признаков соглашения о разделе продукции необходимо рассмотреть соотношение норм Федерального закона «О СРП» с нормами Гражданского Кодекса РФ о договорах. Легальное определение соотносится с общими положениями о договорах по Гражданскому кодексу РФ следующим образом. В соответствии с гражданским законодательством (п. 1 ст. 434 ГК Российской Федерации) договор может быть заключен в любой форме, предусмотренной для совершения сделок, если для договоров данного вида не установлена определенная форма. Закон «О СРП» устанавливает, что соглашение должно быть заключено в письменной форме, подписано сторонами в определенные сроки, регламентирует ряд других вопросов, касающихся формы заключения соглашения.

В соответствии с общими положениями гражданского законодательства о договорах, легальным определением, соглашение о разделе продукции является договором срочным.

В соответствии со ст. 423 ГК Российской Федерации, договор, по которому сторона должна получить плату или иное встречное предоставление за исполнение своих обязанностей, является возмездным. Соглашение о разделе продукции является возмездным договором. Инвестор обязан выплачивать государству определенное соглашением вознаграждение (плату) за предоставление исключительных прав в области недропользования. Специфика соглашений о разделе продукции состоит в том, что вознаграждение должно выражаться в части добытой инвестором продукции и может иметь форму натурального продукта или его стоимостного эквивалента.

Ст. 421 Гражданского кодекса РФ устанавливает, что стороны могут заключить договор, в котором содержатся элементы различных договоров, предусмотренных законом или иными правовыми актами (смешанный договор). Как было указано выше, соглашение о разделе продукции имеет смешанный характер, сочетая в себе гражданско-правовые элементы и элементы административные, императивно урегулированные Законом «О СРП», законодательством о недрах.

Легальное определение отражает соответствие соглашения о разделе продукции общим требованиям, закрепленным в главе 27 Гражданского кодекса РФ, в частности, не наблюдается противоречия с положениями о понятии, свободе договора, соотношении договора и закона, условиях возмездности, цене, действии, условиях, форме договора.

Характеризуя любой договор, необходимо определить основные элементы: предмет, стороны договора, существенные условия, содержание. Как было отмечено выше, предметом соглашения о разделе продукции является предоставление государством на возмездной основе исключительных прав на проведение работ по поискам, разведке и добыче минерального сырья на участке недр и проведение инвестором указанных работ за свой счет и на свой риск.

Среди условий договора необходимо выделять существенные условия. Существенными признаются все условия договора, которые требуют согласования, ибо при отсутствии соглашения сторон хотя бы по одному из них договор признается незаключенным (п. 1 ст. 432 ГК), т.е. несуществующим. Это условия, которые закон считает необходимыми и достаточными для возникновения того или иного договорного обязательства. Существенным, в первую очередь, закон признает и называет условие о предмете договора.

Однако легальная дефиниция данной юридической категории в законодательстве отсутствует, что породило ряд разночтений в понимании предмета договора как в научном мире, так и в правоприменительной практике.

По мнению доктора юридических наук, профессора Суханова Е.А.[1], условия о предмете договора индивидуализируют предмет исполнения (например, наименование и количество поставляемых товаров), а нередко определяют и характер самого договора.

Г.Ф. Шершеневич обращал внимание на то, что «содержание договора, или, как неправильно выражается наш закон, предмет договора: есть то юридическое последствие, на которое направлена согласная воля двух или более лиц.[2] По мнению Д.И. Мейера[3], «предметом договора всегда представляется право на чужое действие».

Современные российские исследователи, как правило, отождествляют категории «предмет» и «объект договора»[4]. На общем фоне выделяются следующие позиции: Ф.И. Гавзе подразумевает под предметом всякого гражданско-правового договора действия, которые должен совершить должник, и объект, на который эти действия направлены[5]; О.С. Иоффе, М.И. Брагинский выделяют в договоре юридический объект – действия – и материальный объект – вещь или иное благо, на которое направлено поведение[6]; В.В. Витрянский считает, что действия (бездействия) являются

[1] Гражданское право. Том II. Полутом 1 (под ред. д-ра юрид. наук, проф. Е.А.Суханова) – М.: Волтерс Клувер, 2004. – С. 93.
[2] Цит. по: *Брагинский М.И., Витрянский В.В*. Договорное право: Общие положения. М.: Статут, 1998. – С.10.
[3] *Мейер Д.И*. Русское гражданское право. – Ч.2. – М., 1997. – С.161.
[4] См., например: Комментарий к Гражданскому кодексу Российской Федерации, части второй / Под ред. О.Н. Садикова. – М.: Норма, 1998. – С.128; *Лаасик Э.Я*. Советское гражданское право. – Таллин, 1980. – С.9-10.
[5] См.: *Гавзе Ф.И*. Обязательственное право (общие положения). – Минск, 1968. – С.26.
[6] См.: Советское гражданское право / Под ред. О.С. Иоффе, Ю.К. Толстого, Б.Б. Черепахина. Т.1. Л.: Изд-во ЛГУ, 1971. – С. 168–172; *Брагинский М.И*. Общее учение о хозяйственных договорах. – Минск: Наука и техника, 1967. – С. 138-139.

предметом всякого гражданско-правового договора, и выделяет в ряде договоров сложный предмет, состоящий из нескольких объектов[1].

А.Н. Обыденнов понимает предмет договора как объект материального (вещь, имущество) или нематериального (информация) мира, на который непосредственно направлена или с которым непосредственно связана воля договаривающихся сторон и который достаточно индивидуализирован для того, чтобы отграничить его от других объектов[2].

Таким образом, по нашему мнению, предоставление государством на возмездной основе исключительных прав на проведение работ по поискам, разведке и добыче минерального сырья на участке недр и проведение инвестором указанных работ за свой счет и на свой риск можно отнести к предмету соглашения о разделе продукции. Учитывая приведенные выше мнения специалистов, необходимо указать, что существование указанного предмета договора не противоречит общей теории гражданского права. Следует отметить, что используемый в настоящем исследовании термин «исключительные права» установлен в ст. 2 ФЗ «О СРП» для применения к изучаемым отношениям. Исключительное право на поиски, разведку и добычу минерального сырья на участке недр является правом пользования недрами, его следует отличать от интеллектуальной собственности – исключительного права в соответствии со ст. 138 ГК РФ.

На основании предложенной ведущими учеными цивилистами классификации[3] видов договоров и групп обязательств, можно определить, что соглашение о разделе продукции является договором возмездным, консенсуальным, свободным, в соответствии с классификацией договоров по способу заключения[4] – взаимосогласованным. Опираясь на классификацию обязательств, разработанную в теории гражданского права, считаем, что соглашение относится к группе договорных обязательств. Кроме того, это обязательство взаимное, поскольку каждый из участников обязательства имеет как права, так и обязанности; сложное, поскольку стороны связаны более чем одной обязанностью и одним правом. Договорные обязательства подвергаются более детальной систематизации. Они разделяются на типы: обязательства по передаче имущества в собственность; обязательства по передаче имущества в пользование; обязательства по производству работ; обязательства по реализации результатов творческой деятельности; обязательства по оказанию услуг; обязательства из многосторонних сделок. Предложенная в теории гражданского права система договорных обязательств[5], не исключает существование смешанных (комплексных) договорных обязательств, состоящих из нескольких различных договорных обязательств. В связи с чем, полагаем, что соглашение о разделе продукции является смешанным (комплексным) договорным обязательством.

Сторонами соглашения являются – инвестор и государство (Российская Федерация), соглашение определяет все необходимые условия, связанные с пользованием недрами, в том числе условия и порядок раздела произведенной продукции между сторонами. Кроме того, выше были определены основные права и обязанности сторон соглашения, определяющие его содержание.

Таким образом, принципиальных противоречий между нормами ГК Российской Федерации, регулирующими общие положения о договорах, и нормами Закона «О СРП», устанавливающими основные признаки соглашения, при сопоставительном их анализе установлено не было.

Договор выступает основной формой организации хозяйственных отношений между субъектами. Это основной регулятор поведения контрагентов. В сегодняшних экономических отношениях государственное регулирование деятельности хозяйствующих субъектов осуществляется на базе принципов, сочетающих публичные и частные интересы. По нашему мнению, соглашение о разделе продукции является предпринимательским договором, сочетающим частноправовые и публично-правовые элементы. В целях развития тезиса о смешанной природе СРП считаем необходимым определить признаки предпринимательского договора.

Термин «предпринимательский договор» в ГК РФ отсутствует. В ряде статей Кодекса, отражающих те или иные особенности предпринимательского договора, говорится о договоре или обязательстве, связанном с осуществлением предпринимательской деятельности или в сфере предпринимательской деятельности (п.1 ст.184; п.4 ст.23; п.3 ст.401; п.3 ст.428).

Доктор юридических наук О.М. Олейник указывает[6], что условно выделить предпринимательские договоры можно путем формулирования нескольких критериев. К таким критериям следует относить: а) связь с предпринима-тельской деятельностью, то есть применение тех или иных договоров для удовлетворения экономических потребностей предпринимателей, в процессе осуществления предпринимательской

[1] См.: *Витрянский В.В*. Существенные условия договора в отечественной цивилистике и правоприменительной практике // Вестник ВАС РФ. – 2002. – № 6. – С.78–79.

[2] *Обыденнов А.Н*. Предмет и объект как существенные условия гражданско-правового договора. // Журнал российского права. – 2003. – № 8. – С. 15.

[3] См.: Гражданское право. Учебник / Под ред. Е.А. Суханова. Изд. 2-е. – М., 1998. – Т. 1. – С. 415; Гражданское право: Учеб.: В 3 т. Т.1. – 6-е изд., перераб. и доп. / Под ред. А.П. Сергеева, Ю.К. Толстого. – М.: ТК Велби, Изд-во Проспект, 2003. – С. 504–513.; *Брагинский М.И., Витрянский В.В*. Договорное право: Общие положения. – М.: Статут, 1998. – 681 с.

[4] Гражданское право: Учеб.: В 3 т. Т.1. – 6-е изд., перераб. и доп. / Под ред. А.П. Сергеева, Ю.К. Толстого. – М.: ТК Велби, Изд-во Проспект, 2003. – С. 512.

[5] Там же.

[6] Предпринимательское (хозяйственное) право: Учебник. В 2 т. Том 1. / Отв. ред. О.М. Олейник. – М.: Юрист, 2003. – С. 415.

деятельности; б) наличие хотя бы с одной стороны специального субъекта – предпринимателя, действующего в сфере предпринимательской деятельности в установленной законом любой организационно-правовой форме; в) установление более «жестких» правил к предпринимателю, включая повышенную ответственность за нарушения договорных обязательств и г) ограничение в ряде случаев свободы воли субъекта, в результате чего стороны, заключающие договор, лишаются основных гражданско-правовых признаков – юридического равенства, диспозитивности поведения.

Кроме того, О.М. Олейник как признак предпринимательских договоров выделяет ограничение свободы договоров, предусмотренной в ст. 421 ГК РФ. Сущность таких ограничений состоит в отступлении от правила равенства и диспозитивности. К ограничениям свободы договоров относится, в частности, ограничение процедуры заключения договора в связи с требованиями заключать отдельные виды договоров только на торгах.

Специалисты отмечают[1], что характерным признаком договоров в сфере предпринимательской деятельности является и их возмездный характер.

В работе Е.П.Губина и П.Г.Лахно[2] выделяются следующие признаки предпринимательского договора. Одна из основных особенностей состоит в том, что он заключается в целях осуществления его сторонами (стороной) предпринимательской деятельности, признаки которой содержатся в абз. 3 п. 1 ст. 2 ГК РФ. Важнейшей особенностью предпринимательской деятельности является определенный состав сторон. Хотя бы одна из сторон таких договоров должна являться субъектом предпринимательской деятельности. Предпринимательские договоры носят возмездный характер. Особенности порядка заключения договоров на торгах авторы также относят к специфике заключения предпринимательских договоров. По мнению ученых, характерной особенностью предпринимательского договора является сочетание максимальной свободы и повышенных требований в договорных обязательствах. К повышенным требованиям, в частности, относится упомянутое ограничение свободы при заключении договора.

В.С.Мартемьяновым отмечены наиболее характерные специфичные признаки предпринимательских договоров: 1) хотя бы одной из сторон в них выступают предприятие или предприниматель; 2) цель договора – получение прибыли; 3) предмет договора, как правило, имущество, предназначенное для предпринимательской деятельности; 4) повышенная ответственность за ненадлежащее исполнение обязательств; 5) особый порядок рассмотрения споров[3].

Доктор юридических наук, профессор Р.Н.Салиева выделяет предпринимательские публичные договоры[4]. К классификационным признакам таких договоров Р.Н.Салиева относит связь с публично-правовым регулированием, осуществляемым на основе специальных норм, наличие сложного юридического состава, заключение договора на основе административно-правового, нормативно-правового акта. По ее мнению, соглашение о разделе продукции носит гражданско-правовой характер, основываясь на публично-правовых принципах. Поскольку предметом данного договора является специфичная деятельность в сфере природопользования, неизбежно публично-правовое регулирование отношений. При определении непосредственно условий соглашения стороны руководствуются частноправовыми нормами, в то же время, рамки раздела продукции определяются участниками в соответствии с нормами налогового законодательства (это сфера публично-правового регулирования).

Сходную точку зрения разделяет Б.Д.Клюкин, указывая[5], что принципы гражданского права не позволяют отнести регулирование отношений по предоставлению прав на пользование недрами к сфере гражданского права. Применительно к участкам недр договор выступает в виде регулятора публичных отношений, поскольку недра относятся к объектам публичного интереса и входят в особую группу объектов, выделенных в Конституции РФ. При этом Б.Д.Клюкин также выделяет публичные предпринимательские договоры.

Считаем необходимым согласиться с приведенными мнениями исследователей относительно понятия предпринимательского договора и сочетания в нем частноправовых и публично-правовых элементов. При этом считаем важным обратить внимание на то, что А.Ф.Шарифуллина, Б.Д.Клюкин и Р.Н.Салиева прямо называют соглашение о разделе продукции предпринимательским договором.

Понятие предпринимательского договора основывается на общем понятии договора. На наш взгляд, в специфичных признаках предпринимательского договора отражается наличие в договоре публично-правовых элементов и их органичное сочетание с частноправовыми элементами. Такая специфика в полной мере проявляется в СРП. Соглашению о разделе продукции присущи следующие признаки предпринимательских договоров: СРП связано с предпринимательской деятельностью, имеет возмездный характер, инвестор является специальным субъектом – предпринимателем, стороной соглашения является государство, установлены более «жесткие» требования и ограничен принцип свободы при заключении договора, присутствует особый порядок рассмотрения споров, присутствует связь с публично-правовым регулированием, в договоре сочетаются гражданско-правовые и публично-правовые элементы.

---

[1] Коммерческое право. Учебник / Под. ред. В.Ф. Попондопуло и В.Ф. Яковлевой. – СПб.: Изд-во С.-Петерб. ун-та, 1998. – С. 192.

[2] Предпринимательское право Российской Федерации / Отв. ред. Е.П.Губин, П.Г.Лахно. – М.: Юрист, 2005. – С. 911–923.

[3] Хозяйственное право: Учебник для вузов / Отв. ред. В.С. Мартемьянов. – М.:БЕК, 1994. – Т.2. – С. 34.

[4] *Салиева Р.Н.* Правовое обеспечение развития предпринимательства в нефтегазовом секторе экономики /Р.Н. Салиева. – Новосибирск: Наука, 2001. – С. 185–191.

[5] *Клюкин Б.Д.* О развитии договорной основы права пользования недрами / Б.Д.Клюкин // Нефть, газ и право. – 2003. – № 6. – С. 9–19.

Предметом соглашения о разделе продукции является предоставление государством на возмездной основе исключительных прав на проведение работ по поискам, разведке и добыче минерального сырья на участке недр и проведение инвестором указанных работ за свой счет и на свой риск. Соглашение о разделе продукции является договором возмездным, консенсуальным, взаимным, свободным. Кроме того, соглашение относится к группе договорных обязательств – является смешанным (комплексным) договорным обязательством.

Таким образом, автором были исследованы гражданско-правовые признаки соглашения о разделе продукции, а также определены его публично-правовые элементы.

В связи с чем, полагаем, что соглашение о разделе продукции является предпринимательским договором, сочетающим в себе частноправовые и публично-правовые элементы. Данное положение основано на следующих выводах. Легальное определение отражает соответствие соглашения о разделе продукции общим положениям гражданского законодательства о договорах. По своему содержанию, СРП носит гражданско-правовой характер. В свою очередь, связь договора с предпринимательской деятельностью, его возмездный характер, сложный юридический состав, специальный субъектный состав, особый порядок заключения договора, рассмотрения споров, а также публично-правовое регулирование отношений в целях обеспечения интересов государства и общества подчеркивает наличие публично-правовых элементов соглашения и его соответствие признакам предпринимательского договора.

КОНСТРУКЦИЯ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА ПРИ ЕЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТЕ.

Т.М.Муртазина *(ООО «Геодрилпроект»),* **Р.Г.Габдуллин** *(ТатНИПИнефть),*
М.Ф.Асадуллин *(ТатНИПИнефть)*

Как известно, в настоящее время существует актуальная проблема существенного снижения дебита скважин при вводе в эксплуатацию после их остановок. Остановка эксплуатации скважин может быть вызвана разными причинами: ремонт наземного (СК и др.) и подземного (ПРС) оборудования, отключение электроэнергии, порыв нефтепроводов и др.

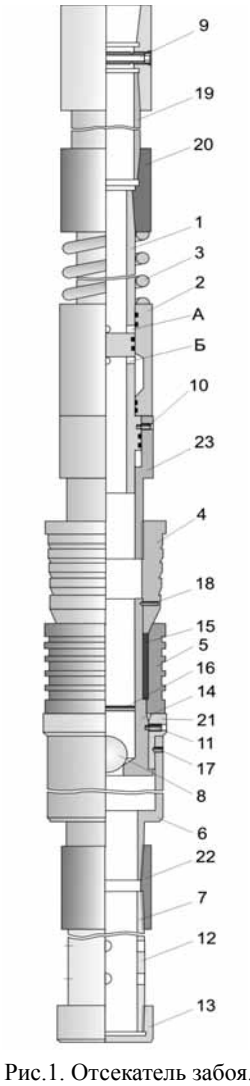


Рис.1. Отсекатель забоя.

При остановке эксплуатации обводненной скважины часть столба воды постепенно возвращается в призабойную зону пласта, насыщая ее водой. Из-за влияния этого отрицательного явления, при дальнейшей эксплуатации скважины происходит существенное снижение коэффициента продуктивности по причине блокирования продуктивной нефтяной толщи пласта водой. Причем вода настолько сильно уменьшает фазовую проницаемость пласта, что недостаток дебита по нефти восполняется увеличением дебита воды, поступающей из зоны водяного конуса, что приводит к резкому увеличению обводненности добываемой продукции нефтяных скважин.

Другой фактор, влияющий на потерю продуктивности, вызван глушением скважины пластовой водой при ремонте скважин. При этом забойное давление несколько превосходит пластовое, что приводит к многократному увеличению объема воды, проникающего в пласт и соответственно многократному увеличению отрицательного воздействия этого фактора на дальнейшую динамику добычи нефти. Причем в этом случае блокируется значительная часть нефтенасыщенной толщины пласта в малообводненных скважинах со всеми вытекающими отсюда негативными последствиями. Кроме того, глушение скважины в зимнее время холодной жидкостью существенно снижает температуру призабойной зоны пласта (ПЗП) и приводит к сильному уменьшению проницаемости ПЗП и коэффициента продуктивности вследствие образования отложений высокомолекулярных углеводородных соединений нефти, вызывающих глубокое необратимое закупоривание ПЗП, особенно в трещинных коллекторах.

Для предупреждения вышеизложенных негативных факторов, существенно снижающих потенциально возможный дебит скважин, предлагается оснастить скважину отсекателем забоя. Оборудование состоит из следующих составных частей (узлов): отсоединяющего устройства с депрессатором, пакера-отсекателя, хвостовика.

Установка оборудования в заданный интервал скважины позволяет произвести имплозионную очистку пласта, т.е. глубокую депрессию на него импульсным методом и установить естественную защиту (гидрозатвор) из необводненной нефти зоны притока после его установки во время эксплуатации, различных технологических остановок, глушения и ремонта скважины.

В скважину спускают на колонне НКТ забойное оборудование, которое состоит из трех основных узлов: посадочного инструмента с депрессатором, пакера-отсекателя и хвостовика с заглушкой (рис. 1).

Посадочный инструмент с депрессатором служит для доставки пакера-отсекателя с хвостовиком в заданный интервал и создания регулируемой по времени депрессии после отсоединения хвостовика с пакером-отсекателем. Он состоит из патрубка *1*, разделенного на две полости перемычкой. На патрубок *1* надета подвижная втулка *2* и поджата пружиной *3*. Срезной штифт *10* соединяет патрубок *1* с дорном пакера *4*.

Пакер-отсекатель служит для герметизации кольцевого пространства между эксплуатационной колонной и хвостовиком выше интервала перфорации. Пакер состоит из разбуриваемого чугунного дорна *4*, резиновой многопрофильной манжеты *5*, полиэтиленовой втулки *15* и срезного винта *11*. Обратный клапан предотвращает попадание жидкости из скважины в пласт и представлен упором *21*, корпусом *14*, шаром *8* и сеткой *16*.

Длина хвостовика подбирается с таким расчетом, чтобы пакер-отсекатель находился на 10–15 м выше продуктивного пласта.

Хвостовик изменяет направление движения пластовой жидкости в интервале пакер-забой и создает экран (гидрозатвор) из нефти против зоны перфорации. Хвостовик состоит из колонны НКТ *7* диаметром 73 мм, забойного фильтра *12*, муфты трубы НКТ *22* и заглушки *13*.

После спуска оборудования (см. рис. 1) в заданный интервал скважины (рис. 2, поз. А) оно разгружается на забой, при этом происходит срез штифта *11* (рис. 2, поз. Б). Дорн *4* входит в резиновую манжету *5*, прижимая ее к стенкам эксплуатационной колонны. Полиэтиленовая втулка *15* входит в зазор между деталей *21* и *14*. При дальнейшей разгрузке инструмента на забой происходит срез штифта *10* и освобождение пакера и хвостовика от колонны НКТ. После разрушения штифта *10* колонна НКТ двигается вниз и происходит соединение внутренней полости НКТ с внутренней полостью хвостовика через отверстия А, Б и проточку подвижной втулки *2* (см. рис. 1), (рис. 2, поз. В). Поскольку колонна НКТ при спуске не заполняется и в колонне сохраняется атмосферное давление, то при сообщении полостей колонны НКТ и хвостовика создается глубокая депрессия на пласт. Кратность и продолжительность депрессии регулируются путем многократного подъема и спуска инструмента на высоту 0,8–1,0 м. При этом за счет пружины *3* подвижная втулка *2* перекрывает или открывает отверстие А (см. рис. 1), создавая циклическую депрессию на продуктивный пласт. Депрессия, в зависимости от разобщенности пластов, может регулироваться и путем заполнения колонны НКТ расчетным объемом технологической жидкости.

После завершения работ колонна НКТ с посадочным инструментом поднимается на устье скважины, а хвостовик с пакером-отсекателем остается в заданном интервале скважины (рис. 2, поз. Г). Герметичность посадки забойного отсекателя определяется по эксплуатационной колонне под давлением 10,0–12,0 МПа. Для обеспечения слива жидкости оборудование снабжено “сбивным клапаном”.

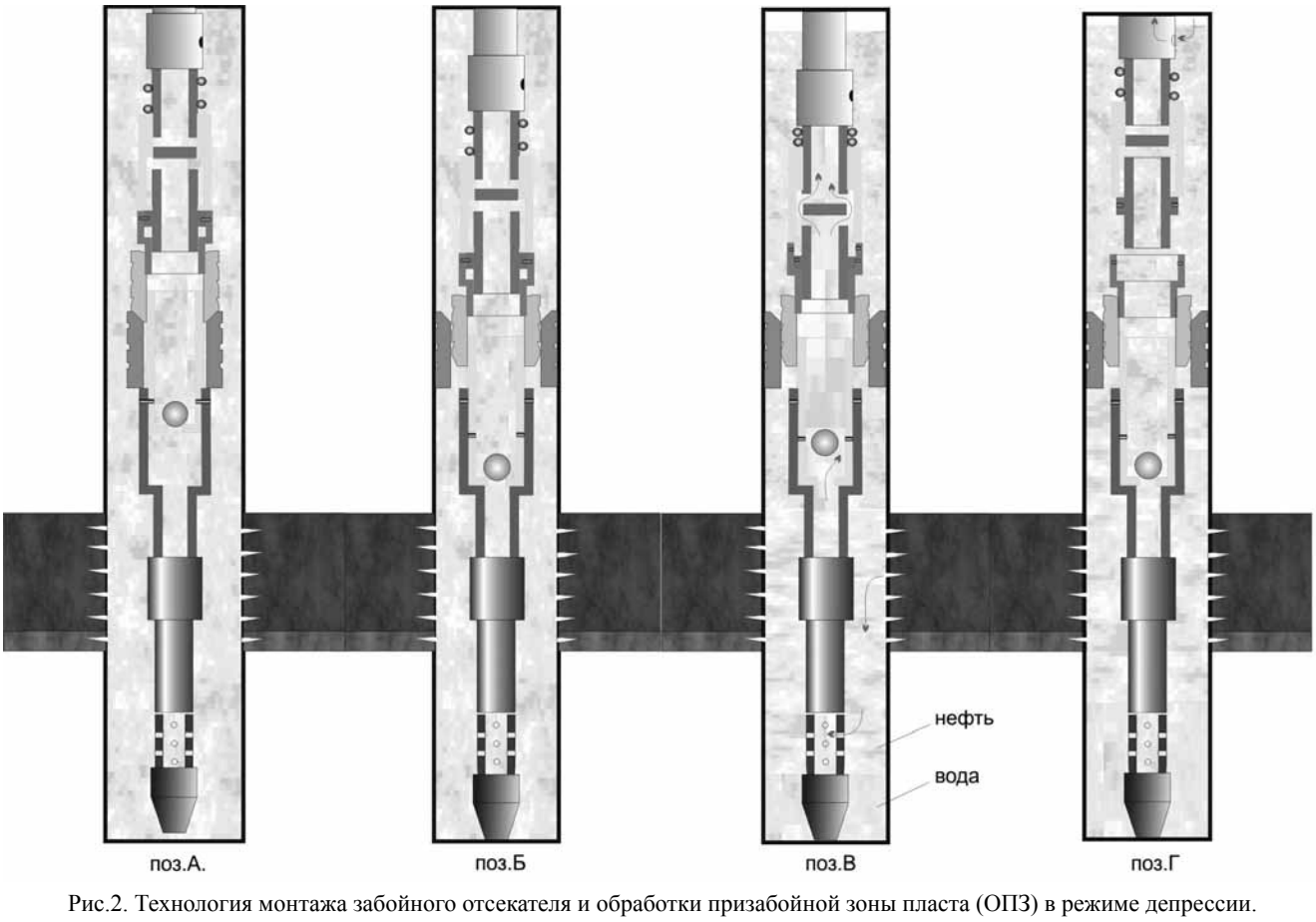


Рис.2. Технология монтажа забойного отсекателя и обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ) в режиме депрессии.

Перед проведением ремонтных работ скважина глушится жидкостью необходимой плотности. При этом пакер-отсекатель с клапанным устройством исключает попадание жидкости глушения в пласт.

При необходимости забойный отсекатель извлекается на устье скважины с использованием внутренней или наружной труболовки. В целях успешного извлечения забойного отсекателя из скважины после длительной эксплуатации в коррозионной среде конструкцией предусмотрен патрубок с муфтой-воронкой *23* под труболовку, полиэтиленовая втулка *15*, служащая прокладкой между корродирующими деталями *21* и *14* (во избежание их прилипания в коррозионной среде), при этом оборудование не имеет якорного узла, что обеспечивает беспрепятственное его освобождение и извлечение. Патрубок с муфтой-воронкой *23* служит контейнером для случайно упавших посторонних предметов, а сетка *16* исключает их попадание под клапан (см. рис. 1).

Данная технология обеспечивает:

- создание естественной защиты продуктивных пластов образованием гидрозатвора из нефти в интервале отсекатель – фильтр хвостовика, что исключает попадание пластовой воды и жидкости глушения в них при простоях и ремонте скважин;
- безопасные условия труда в процессе ремонтных работ на скважинах с интенсивным поглощением жидкости глушения, особенно при наличии сероводорода в продукции скважин;
- возможность проведения многократных регулируемых ударно-депрессионных обработок продуктивных пластов при первом и в последующих ремонтах путем спуска посадочного инструмента с депрессатором;
- освоение скважины свабированием при разобщенном межтрубном пространстве (ускоряется в 3–4 раза), проводя при этом дополнительно многократные ударно-депрессионные обработки ПЗП;
- снятие кривой восстановления уровня по колонне НКТ экспресс-методом в конечной стадии освоения (ускоряется в 3–4 раза) и по результатам гидродинамических исследований подбор глубинного насоса и режима эксплуатации скважин;
- формирование обратного конуса воды в водонефтяных пластах в целях снижения обводненности продукции;
- контроль состояния эксплуатационной колонны опрессовкой без использования дополнительного оборудования и ремонтных бригад (ПРС, КРС).

Технические характеристики

Наименование параметров	Величина	
	ОЗ-146	ОЗ-168
Перепад давления, воспринимаемый пакером, не более, МПа	15,0	13,0
Нагрузка срабатывания пакера, не более, кН	45	45
Нагрузка отсоединения хвостовика, не более, кН	70	70
Диаметр оборудования в транспортном положении, не более, мм	120	140

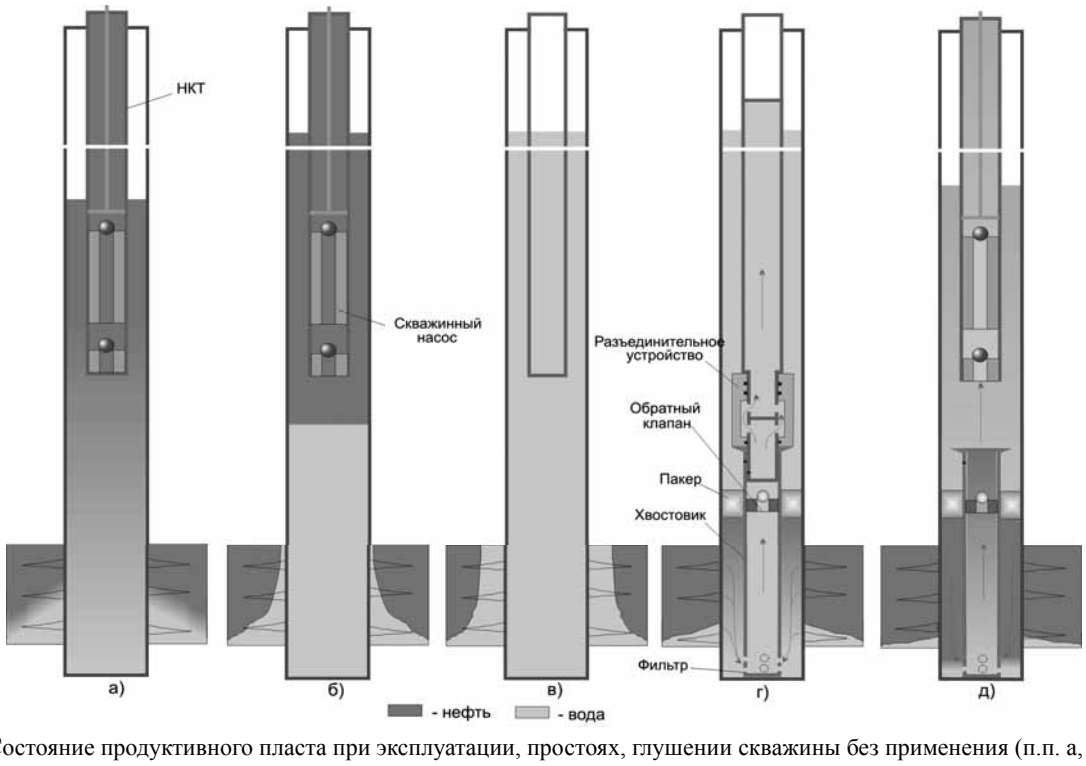


Рис.3. Состояние продуктивного пласта при эксплуатации, простоях, глушении скважины без применения (п.п. а, б, в) и с применением оборудования (п.п. г-ОПЗ; д).

РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА КЕРНЕ ЗНАМЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО МОДЕЛИРОВАНИЮ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

К.М. Мусин, О.С. Сотников *(ТатНИПИнефть)*, **П.А. Ладин** *(ЗАО «ВИНКА»)*

В последнее время резко возрос интерес к лабораторному моделированию различных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов. В данной работе приведены результаты экспериментов по моделированию таких МУН, как вытеснение перегретой водой, термополимерное и водогазовое воздействие. Исследования проводились на двух составных керновых моделях, представляющих артинский и кунгурский ярусы нижнепермской системы Знаменского месторождения (Республика Башкортостан). Проведено физико-литологическое описание исследованных составных моделей, а также охарактеризованы свойства флюидов, использованных при проведении эксперимента. Приведены результаты определения коэффициентов вытеснения, полученных при моделировании указанных процессов увеличения нефтеотдачи пластов.

Первый составной керн являлся моделью отложений кунгурского яруса. Он был представлен серыми доломитами и известняками со слабым нефтенасыщением. Вторая составная модель представляла отложения артинского яруса. Образцы модели являлись тонкозернистыми доломитизированными известняками со слабым или пятнисто-полосчатым неравномерным нефтенасыщением. Коллекторские свойства отдельных образцов определялись стандартными лабораторными методами, после чего рассчитывались усредненные свойства моделей (табл. 1).

Таблица 1

Пористость, проницаемость, содержание остаточной воды образцов, входящих в составные модели кунгурского и артинского ярусов

Номер составной модели	Ярус	Открытая пористость, %	Проницаемость по азоту, 10^{-3} мкм^2	Содержание связанной воды, %
I	кунгурский	16,79	3,93	41,94
II	артинский	14,30	18,07	22,19

Из приведенных данных видно, что в целом вторая составная модель имеет лучшие коллекторские свойства, чем первая. Так средняя проницаемость второй модели более чем в четыре раза превышает проницаемость первой модели, что может объясняться более развитой системой микротрещин в образцах второй модели. Одновременно вторая модель содержит практически в два раза меньше связанной воды, чем первая модель и, следовательно, может иметь более высокую начальную нефтенасыщенность.

Для каждой из двух составных моделей проводилось по три исследования: вытеснение нефти перегретой водой, термополимерное и водогазовое воздействие.

Перед каждым исследованием единичные образцы, входящие в составные модели проходили процесс предварительной подготовки, который заключался в очистке образцов от нефти и воды при помощи экстракции растворителями. Затем на чистых и сухих образцах замерялась газопроницаемость для контроля степени изменения коллекторских свойств образцов из-за вымывания минералов при заводнении и воздействия растворителей.

Следует отметить, что предварительное моделирование связанной водонасыщенности в единичных образцах не проводилось. Присутствие значительных количеств связанной воды (см. табл. 1) снижало объем эффективного порового пространства, по которому движется жидкость, в результате чего при попытке провести эксперименты в присутствии связанной воды складывалась ситуация, когда на вход составной модели приходилось давать давление более 30 МПа, и при этом фильтрации жидкости через модель не происходило. В связи с этим сухие образцы на 100% насыщались керосином, очищенным на колонне с силикагелем, что облегчало дальнейшее насыщение их моделью нефти. Предполагалось, что в проведенных экспериментах связанная водонасыщенность образуется в процессе вытеснения нефти водой.

Таблица 2

Значения вязкостей нефти и воды и их соотношение при разных температурах

Температура, °С	Вязкость модели нефти, мПа·с	Вязкость воды, мПа·с	Соотношение вязкостей нефти и воды
25	11,8	0,895	13,18
65	5,63	0,439	12,82
90	3,97	0,317	12,52
120	2,56	0.207(*)	12,37

(*) *Примечание*: вычислено по справочным формулам для условий, когда при повышенном давлении температура кипения возрастает выше 120°С

Для исследований по вытеснению перегретой водой использовалась так называемая изовязкостная модель нефти. Она приготавливалась путем разбавления очищенной дегазированной нефти растворителем до нужной вязкости. Так как эксперименты предполагалось проводить в неизотермических условиях, были замерены плотности и вязкости воды и модели нефти при различных температурах. В табл. 2 приведены результаты этих измерений, а также соотношения вязкостей нефти и воды для значений температуры в пределах от 25 до 120°С.

Рассматривая приведенные данные о соотношении вязкостей нефти и воды, можно отметить, что с увеличением температуры эта величина постепенно снижается с 13,18 при 25°С до 12,52 при 90°С, что может благоприятно повлиять на процесс нефтевытеснения. Однако изменение не настолько сильное, как можно было ожидать.

После насыщения составных моделей нефтью проводился эксперимент по вытеснению водой при различных температурах. Эксперимент начинался при температуре 25 °С. После термостатирования оборудования в течение 12 часов, установка переключалась на подачу воды в составную модель. Объемная скорость закачки воды составляла 0,00083 $см^3$ / сек. Через составные модели прокачивалось не менее 12 поровых объемов до полного обводнения выходящей жидкости. Во время эксперимента регистрировались вытесняемые объемы нефти и воды.

После закачки 12 поровых объемов воды, насос установки останавливался и проводился нагрев оборудования до следующей температурной ступени. После термостатирования в течение 12 часов эксперимент возобновлялся. Проводилась закачка воды до полного обводнения выходящей жидкости, при этом регистрировались дополнительно вытесненные объемы нефти. По окончании вытеснения на текущей температурной ступени производился переход на следующую ступень. Таким образом, эксперимент проводился при температурах 25, 65, 90 и 120°С.

По окончании эксперимента составная модель извлекалась из кернодержателя и образцы отправлялись на анализ по определению остаточной нефтенасыщенности по стандартной методике Закса, после чего осуществлялся расчет значений коэффициентов вытеснения. Следует отметить, что полученные значения остаточной нефти по методу Закса необходимо было относить к самому высокому значению температуры, достигнутому во время экспериментов. Объемы остаточной нефти для меньших температур рассчитывались с использованием данных о количестве дополнительно вытесненной нефти при повышении температуры, которые регистрировались в ходе экспериментов.

Результаты экспериментов представлены на рис. 1.

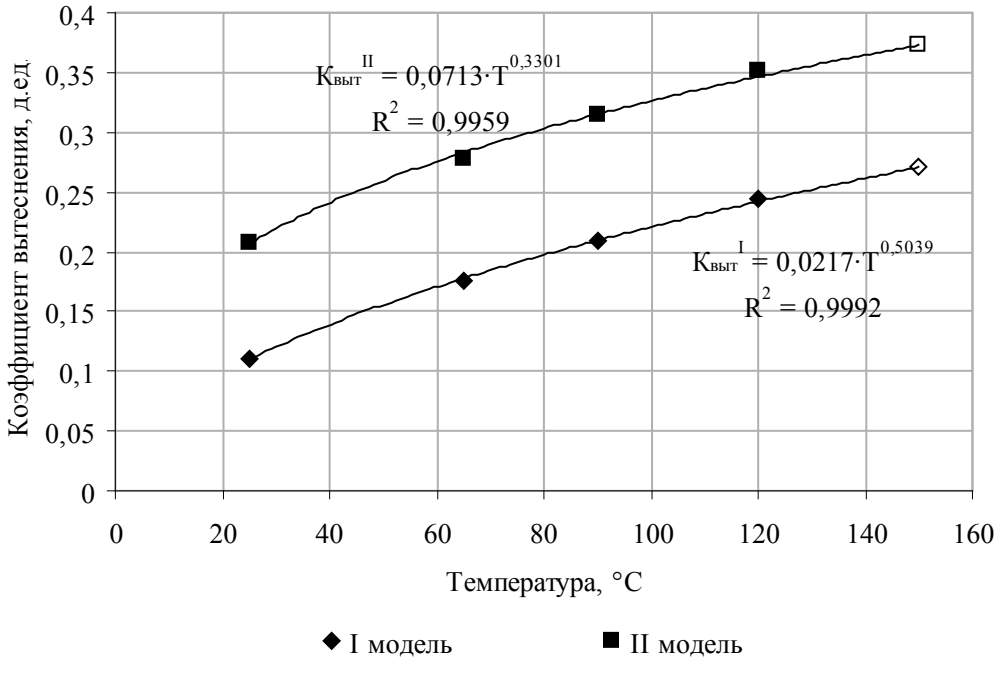


Рис. 1. Зависимость коэффициента вытеснения от температуры при вытеснении нефти горячей (перегретой) водой со ступенчатым повышением температуры.

При вытеснении нефти перегретой водой для обеих моделей наблюдается увеличение коэффициентов вытеснения и снижение остаточной нефтенасыщенности с ростом температуры. Такой результат согласуется с тем, что с увеличением температуры снижается соотношение вязкостей нефти и воды. Также следует отметить, что для второй модели, представляющей отложения артинского яруса, в целом наблюдаются более высокие значения коэффициентов вытеснения и более низкие величины остаточной нефтенасыщенности, чем для первой модели, представляющей отложения кунгурского яруса. Это может являться следствием лучших коллекторских свойств второй модели.

Известно, что температура кипения воды возрастает с увеличением давления. Так, при давлении 4 МПа (пластовое давление во всех экспериментах) температура кипения воды составляет 249,9°С. Из этого следует, что критическое значение температуры, при которой начинается кипение при данном давлении, находится довольно да-

леко от значения температуры, при которой проводился эксперимент, т.е. 120°С. Поэтому возможно экстраполировать полученные зависимости коэффициента вытеснения нефти водой от температуры до 150°С, так как и при этой температуре не происходит перехода воды в газовую фазу. Экстраполированные значения коэффициентов вытеснения обозначены незакрашенными маркерами на рис. 1.

Для исследований по термополимерному воздействию использовалась изовязкостная модель нефти и 0,1% раствор полиакриламида DP-9. Значения вязкостей нефти и раствора ПАА, а также их соотношения для рабочих температур эксперимента приведены в табл. 3.

Из приведенных данных видно, что с ростом температуры соотношение вязкостей нефти и раствора ПАА постепенно снижается, что может благоприятно повлиять на величину конечного коэффициента вытеснения. Сравнивая соотношения вязкостей нефти и воды (табл. 2) и соотношения вязкостей нефти и раствора ПАА (табл. 3), можно отметить, что последняя величина наиболее благоприятна для процесса вытеснения.

Процесс экспериментального моделирования термополимерного воздействия аналогичен процессу вытеснения нефти перегретой водой за исключением того, что опыты проводились при температурах 25, 65 и 90°С.

Таблица 3

Значения вязкостей нефти и 0,1% раствора ПАА и их соотношения при разных температурах

Температура, °С	Вязкость модели нефти, мПа·с	Вязкость 0,1% раствора ПАА, мПа·с	Соотношение вязкостей нефти и 0,1% раствора ПАА
25	11,8	3,000	3,93
65	5,63	1,834	3,07
90	3,97	1,579	2,51

Результаты определения коэффициентов вытеснения при термополимерном воздействии приведены на рис. 2.

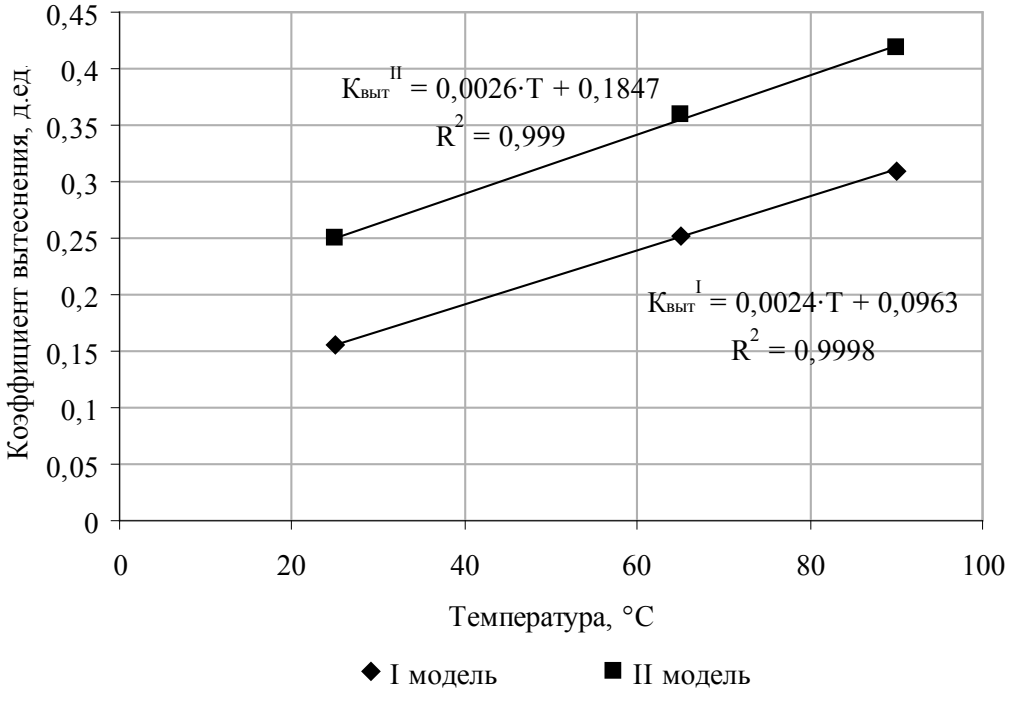


Рис. 2. Зависимость коэффициента вытеснения от температуры при моделировании термополимерного воздействия.

По результатам исследований можно сделать вывод, что при одних и тех же температурах использование 0,1% раствора ПАА в качестве вытесняющего агента позволяет значительно снизить остаточную нефтенасыщенность и достичь значительно больших значений коэффициента вытеснения. Такое значительное увеличение коэффициента вытеснения может объясняться тем, что соотношения вязкостей нефти и раствора ПАА имеют гораздо меньшие величины, чем соотношения вязкостей нефти и воды при одних и тех же температурах.

Заключительной серией экспериментов проводилось моделирование водогазового воздействия. Для насыщения моделей использовалась рекомбинированная проба нефти с растворенным попутным газом, которая изготавливалась в бомбе PVT. Проводились исследования физико-химических свойств нефтей в пластовых и поверхностных условиях. Зависимости вязкости и давления насыщения нефти от газосодержания показаны на рис. 3.

Газосодержание использованной в экспериментах модели равнялось 3,81 м^3/м^3, а вязкость при температуре эксперимента была 10,73 МПа·с. Закачка модели нефти проводилась в количестве 6 поровых объемов составных кернов. По ранее проведенным исследованиям пластовый газ незначительно растворяется в воде (газосодержание пластовой воды терригенного девона составляет 0,02 – 0,05 м^3/м^3). В связи с этим в качестве вытесняющего агента использовалась обычная вода. При этом эффект растворения газа при водогазовом воздействии моделировался за счет повышенного газосодержания рекомбинированной модели пластовой нефти. Вытесняющий агент прокачивался через модели в количестве не менее 12 поровых объемов до полного обводнения выходящей жидкости.

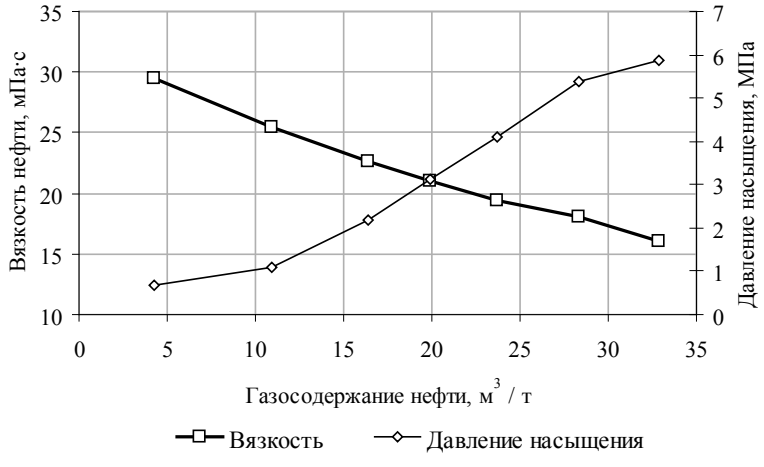


Рис. 3. Зависимости вязкости и давления насыщения нефти газом от газосодержания.

На рис. 4. обозначены величины коэффициентов вытеснения, полученных при моделировании водогазового воздействия. Там же для сравнения приведены коэффициенты вытеснения нефти водой и раствором ПАА для значений температуры в интервале от 25 до 90°С.

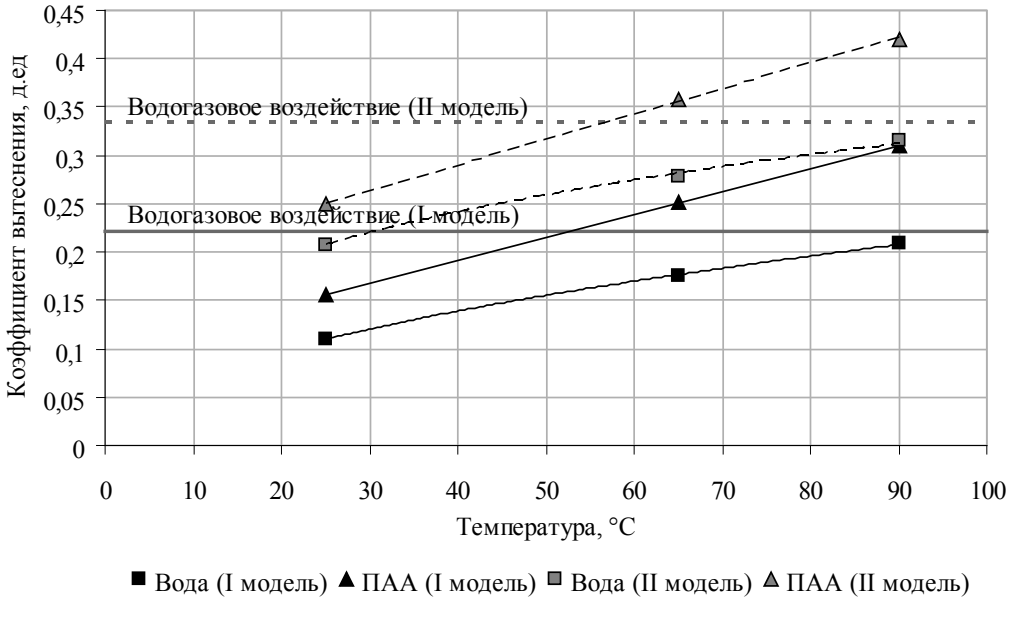


Рис. 4. Сравнение коэффициентов вытеснения, полученных в результате моделирования вытеснения перегретой водой, термополимерного и водогазового воздействия.

Исходя из полученных результатов (рис. 4), можно сказать, что растворение попутного газа в нефти оказывает значительное влияние на коэффициент вытеснения и остаточную нефтенасыщенность. Так, коэффициент вытеснения при водогазовом воздействии в сравнении с обычным вытеснением (см. рис. 1 при 25°С) оказался в два раза выше для модели кунгурского яруса и более чем в полтора раза выше для модели артинского яруса. Однако следует принимать во внимание тот факт, что лабораторные эксперименты по моделированию водогазового воздействия проводились в некоторой степени в идеализированных условиях. Так, условия растворения были созданы заранее при насыщении модели рекомбинированной пробой. Впоследствии вытеснение проводилось обычной водой. В промысловых условиях смешение нефти и газа в пласте может быть достигнуто не сразу, что снизит эффективность вытеснения и может повлечь различные осложнения, выражающиеся в прорывах газа в добывающие скважины.

Таким образом, по результатам лабораторного моделирования трех методов увеличения нефтеотдачи пластов на керне Знаменского месторождения можно сделать следующие выводы:

1. При моделировании вытеснения нефти перегретой водой со ступенчатым повышением температуры было установлено, что для составных керновых моделей, представляющих отложения артинского и кунгурского ярусов Знаменского месторождения с ростом температуры эксперимента снижается остаточная нефтенасыщенность и увеличивается коэффициент вытеснения. Так, с увеличением температуры от 25 до 150°С значение коэффициента вытеснения возрастает с 0,1104 до 0,2710 для модели отложений кунгурского яруса. Для модели отложений артинского яруса коэффициент вытеснения увеличивается с 0,2081 до 0,3727.

2. Установлено, что при вытеснении нефти 0,1% раствором ПАА на тех же составных моделях можно значительно увеличить объем вытесняемой нефти по сравнению со случаем, когда в качестве вытесняющего агента используется вода. Одновременно коэффициент вытеснения нефти раствором ПАА увеличивается с ростом температуры: при изменении температуры от 25 до 90°С коэффициент вытеснения возрастает с 0,1552 до 0,3095 для модели отложений кунгурского яруса. Для модели отложений артинского яруса коэффициент вытеснения увеличивается с 0,2491 до 0,419.

3. Определено, что дополнительное растворение попутного газа в нефти оказывает значительное влияние на величину конечного коэффициента вытеснения нефти. В результате лабораторного моделирования вытеснения нефти газированной водой были получены следующие величины коэффициентов вытеснения: 0,2212 для модели отложений кунгурского яруса и 0,3344 для модели отложений артинского яруса. Эти значения значительно превышают величины коэффициента вытеснения, полученного при экспериментах с водой и раствором ПАА при равных температурных условиях.

4. Наибольшая величина коэффициента вытеснения в рамках данного исследования достигалась с использованием 0,1% раствора ПАА при 90°С для обеих исследованных керновых моделей.

ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВА И ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА ТОЧНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ ПОРОВОГО И ТРЕЩИННО-ПОРОВОГО ТИПА

К.М. Мусин, А.З. Хурамшина
ТатНИПИнефть

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) являются методом для уточнения геологической модели объектов разработки, контроля за разработкой месторождений, оценки эффективности методов воздействия на пласт и призабойную зону. Достоверность конечного результата, получаемого при интерпретации данных ГДИС, может быть достигнута только при наличии качественного первичного материала. Требования к проведению ГДИС регламентированы РД 153-39.0-109-01 «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений». Специфика гидродинамических исследований нефтяных месторождений на поздней стадии разработки, к которой относятся основные объекты на территории Республики Татарстан, учтена в РД 153-39.0-384-05 «Оптимальный комплекс и периодичность гидродинамических методов контроля за разработкой месторождений ОАО «Татнефть».

В настоящей работе на примере конкретных скважин оценено влияние качества и продолжительности ГДИС на полноту и достоверность получаемой при интерпретации информации и показаны последствия, к которым может привести отступление от требований регламентирующих документов.

Введение. Исходя из физической сути самих методов ГДИС, можно выделить следующие группы факторов, которые могут повлиять на достоверность параметров, определяемых по данным ГДИС. К ним, в первую очередь, относятся:

- недостаточная продолжительность исследований;
- малое число отсчетов как за весь период исследований, так и в отдельные промежутки времени;
- неопределенность или недостаточная точность измерения ряда параметров, необходимых для интерпретации результатов ГДИ (для нефтяных скважин - обводненность, дебит жидкости, пористость, скорость звука разного состава, плотность нефти, вязкость; для газовых скважин - состав газа, вязкость и плотность газа, давление точки росы, температура точки росы и др.).

Последняя группа в этом списке, конечно, не является последней по значимости, однако в настоящей работе ее влияние рассматриваться не будет.

Анализ влияния условий исследований скважины на результаты интерпретации при поровом (межгранулярном) типе коллектора. Рассмотрим влияние продолжительности снятия кривой восстановления уровня (КВУ) и кривой восстановления давления (КВД) на определяемые параметры для порового и трещинного типа коллектора. Для этих целей возьмем ряд скважин, гидродинамические исследования по которым проведены достаточно тщательно, с соблюдением всех возможных требований по продолжительности и качеству измерений.

Данные о фильтрационно-емкостных свойствах пласта, полученные при интерпретации данных этих исследований, будем считать истинными характеристиками пласта. Затем, последовательно отбрасывая последние точки, будем искусственно уменьшать продолжительность исследований, учитываемых при интерпретации, и постараемся оценить влияние времени исследований на достоверность интерпретации. В РД 153-39.0-384-05 указан критерий определения минимального времени восстановления давления после остановки скважины, за которое потери в добыче жидкости составляют не менее 30 м^3 для девонских отложений (или с вязкостью продукции менее 40 МПа/с) и 50 м^3 для карбонатных и терригенных отложений нижнего и среднего карбона (или с вязкостью продукции более 40 МПа/с).

Интерпретация гидродинамических исследований произведена по новейшим программам Saphir и Тат-НИПИнефть, которые позволяют, используя логарифмическую производную давления, при наличии качественной и восстановленной кривой определять тип коллектора и фильтрационные характеристики пласта. Кроме того, по программе Saphir можно получить дополнительную информацию о границах пласта различной конфигурации. Основные этапы интерпретации КВД заключались в типизации коллектора, расчетах гидропроводности и проницаемости удаленной зоны пласта, пластового давления по Хорнеру, скин-эффекта, параметра отношения продуктивностей ближней и удаленной зон (ОП) для кривых различной продолжительности и отсчетов (числа точек на КВД).

На рис. 1 представлен пример интерпретации скважины для пласта порового типа по программе Saphir. Следует отметить, что по данной скважине КВУ снималась 148 ч, за которые эквивалентные потери в добыче жидкости составили 67,4 м^3. После 48 ч исследований замеры уровней отличались незначительно, на величину погрешности прибора. Забойное давление восстановилось с 5,45 до 6,165 МПа. Применение методики Хорнера позволяет оценить пластовое давление в 6,18 МПа, а продуктивность в 15 м^3/(сут МПа). Таким образом, КВУ (КВД) практически полностью восстановлена. С учетом характера изменения КВУ (КВД) и ее логарифмической производной для интерпретации выбрана самая простая модель порового коллектора в бесконечном пласте. Результаты интерпретации указывают на возможное наличие на расстоянии 70,1 м границы с постоянным давлением. Величина параметра ОП 1,16 свидетельствует о том, что фильтрационные свойства призабойной зоны несколько улучшены по сравнению с удаленной зоной пласта.

Далее принимаемую в расчет продолжительность исследования уменьшали на 10, 20 и т.д. до 95 % и интерпретировали при таким образом усеченных данных. Были получены результаты интерпретации КВД рассматриваемой скважины при разной продолжительности исследования. Для каждого определяемого параметра пласта рассчитывалось отклонение от величины одноименного параметра, определенного при максимальной продолжительности измерения. На рис. 2 в графическом виде представлена зависимость отклонений некоторых параметров (в % от определяемой величины) от величины потерь в добыче жидкости по этой скважине.

Как видно из графика, недовосстановленность КВД скважин с учетом применения методики Хорнера не влияет значительно на определяемую величину пластового давления ($P_{пл}$). Однако оценка других параметров (гидропроводности, параметра ОП и расстояния до границы пласта с постоянным давлением) существенно искажаются при снижении времени исследования скважины, соответствующему потере в добыче жидкости менее 27 м^3. При таком снижении отклонение определяемых параметров начинает превышать величину самих определяемых параметров.

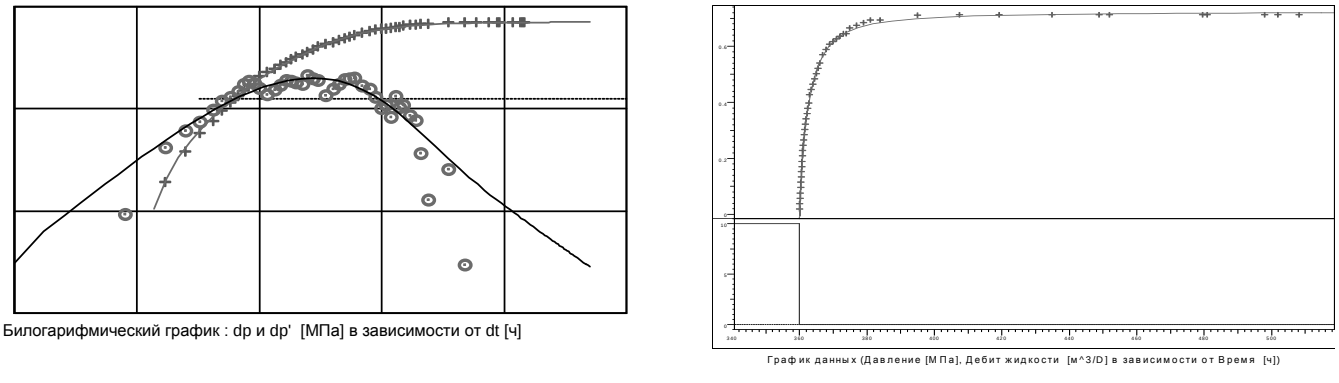


Рис. 1. Пример интерпретации КВД порового типа коллектора по программе Saphir

Рассмотрим скв. 2 также для пласта с поровым типом коллектора, но с меньшей вязкостью добываемой продукции. При общей продолжительности исследования 142 часа скважина при дебите 11,8 м^3/сут и вязкости нефти менее 19,5 МПа/с показала продуктивность 2,8 м^3/(сут МПа), с восстановлением забойного давления от 12,8 до 17,0 МПа. По методике Хорнера оцениваем пластовое давление величиной 17,27 МПа и продуктивность 2,6 м^3/(сут МПа). При этом призабойная зона обладает фильтрационными характеристиками, равными характеристикам удаленной зоны (параметр ОП = 1,03). Расстояние до границы с постоянным пластовым давлением оценивается в

818 м. Очевидно, что КВУ/КВД практически восстановлены, и с учетом того, что эквивалентная потеря в добыче жидкости при исследованиях составила 69,8 м^3, эти параметры можно принять за истинные и оценить влияние на них уменьшения времени исследований.

На рис.3 видно, что отличия от истинных параметров начинаются при снижении времени исследования по эквивалентным потерям в добываемой жидкости ниже 20 м^3. При этом принципиально, что выводы, сделанные по первой скважине, остаются в силе, с некоторым смещением в меньшую сторону минимальной продолжительности исследований. По этой же скважине был проведен анализ чувствительности результатов интерпретации к количеству снимаемых отсчетов на одну КВУ/КВД. Результаты анализа показывают, что наиболее чувствительным параметром является расстояние до границы с постоянным давлением, а наименее чувствительным – пластовое давление. При этом относительная величина ошибки существенно возрастает при количестве отсчетов менее 15 точек на КВУ/КВД даже при достаточной продолжительности исследований.

В целом результаты исследований по рассмотренным двум скважинам подтвердили обоснованность критериев по качеству и продолжительности исследований для скважин с поровым (межгранулярным) типом коллектора.

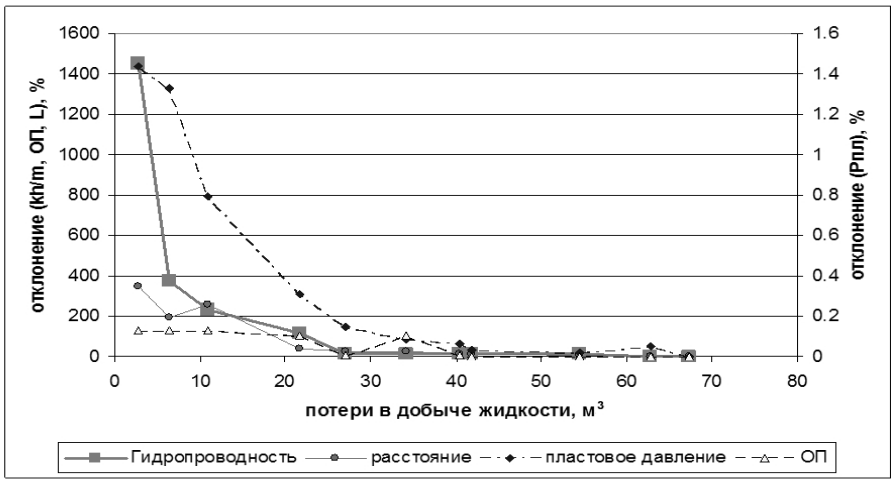


Рис. 2. Зависимость отклонения от «истинных» величин значений пластового давления, гидропроводности, параметра ОП и расстояния до границы пласта от потерь в добыче жидкости после остановки на исследования скважины №1 с поровым типом коллектора.

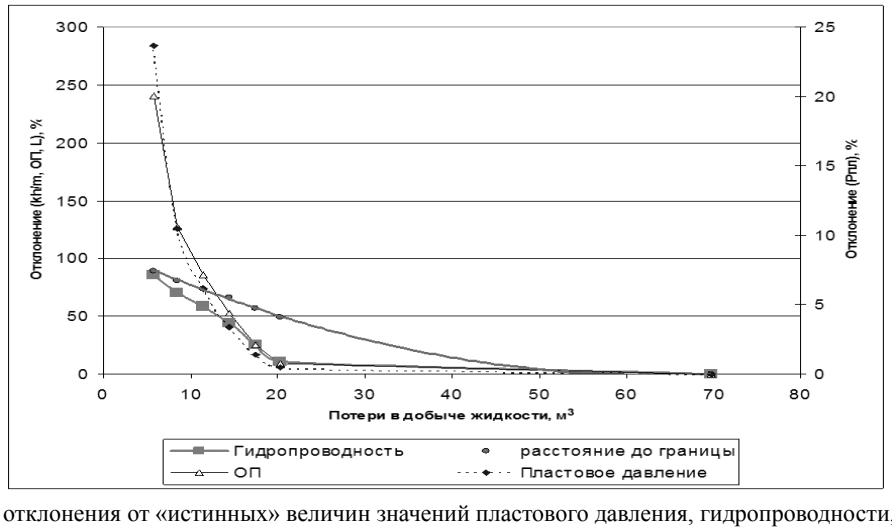


Рис. 3. Зависимость отклонения от «истинных» величин значений пластового давления, гидропроводности, параметра ОП и расстояния до границы пласта от потерь в добыче жидкости после остановки на исследования скв. 2 с поровым типом коллектора.

Анализ влияния условий исследований скважины на результаты интерпретации при коллекторе с влиянием трещиноватости. Для пластов с более сложным строением и, соотвественно, с более сложным характером движения флюидов следует ожидать более значительное влияние качества исходных КВУ/КВД на величины определяемых параметров.

На рис. 4 приведен пример интерпретации КВД для скважины с трещинным типом коллектора. Даже визуально отчетливо видно, насколько влияет продолжительность исследования на саму кривую, а особенно на ее логарифмическую производную.

Обратимся к анализу данных гидродинамических исследований скважины №3 с трещиноватым типом коллектора и высокой производительностью. При общей продолжительности исследования 6 часов скважина при дебите 310 м^3/сут и вязкости нефти менее 20 МПа/с показала продуктивность 74,3 м^3/(сут/МПа), с восстановлением забойного давления от 11,9 до 16,1 МПа. Применение методики Хорнера позволило оценить пластовое давление величиной 18,5 МПа и продуктивность 47 м^3/(сут/МПа). При этом призабойная зона обладает лучшими фильтрационными характеристиками с величиной параметра ОП = 2,86. Взаимодействие трещинной системы и матрицы оценивается емкостным коэффициентом ω = 0,049 и коэффициентом перетока из матрицы в трещину $\lambda = 2{,}7 \cdot 10^{-7}$. По всей вероятности, в непосредственной близости от скважины находится система высокоэффективных трещин. Очевидно, что КВУ/КВД недовосстановлены, но с учетом того, что эквивалентная потеря в добыче жидкости при исследованиях составила 77,5 м^3, примем эти параметры за истинные и посмотрим, как повлияет на них уменьшение продолжительности исследований.

Рис. 5 демонстрирует, что при снижении эквивалентной потерянной добычи с 77,5 до 50 м^3 не происходит заметного изменения оцениваемых параметров. И значит, по всей вероятности, наше предположение о достоверности определенных параметров пласта было обосновано. При дальнейшем снижении продолжительности исследования получаем разнонаправленные отклонения оцениваемых параметров за исключением величины пластового давления. При снижении эквивалентной потери в добыче жидкости ниже 15 м^3, мы полностью теряем информацию о трещинной системе. Критерий поминимальной продолжительности исследований, заданный в РД 153-39.0-384-05, для данной скважины срабатывает. Однако в связи с быстрыми изменениями в уровнях жидкости эта система очень чувствительна к сокращению количества отсчетов в КВУ/КВД. Величина ошибок резко возрастает уже при незначительном уменьшении количества отсчетов.

Рассмотрим менее продуктивную скважину, эксплуатирующей карбонатные отложения (рис. 4). При общей продолжительности исследования 541 ч скв. 4 при дебите 9,5м^3/сут и вязкости нефти менее 30,4 МПа/с показала продуктивность 1,05 м^3/(сут/МПа), с восстановлением забойного давления от 0,19 до 9,27 МПа. Применение методики Хорнера позволило оценить пластовое давление – 9,78 МПа и продуктивность 0,99 м^3/(сут/МПа). Призабойная зона обладает несколько лучшими фильтрационными характеристиками с величиной параметра ОП = 1,24. Взаимодействие трещинной системы и матрицы оценивается емкостным коэффициентом ω = 0,19 и коэффициентом перетока из матрицы в трещину $\lambda = 1{,}3.10^{-6}$. Эффективность трещин в этой скважине по сравнению с предыдущей ниже. Восстановленность КВУ/КВД практически полная и с учетом того, что эквивалентная потеря в добыче жидкости при исследованиях составила 214,1 м^3, резонно принять эти параметры за истинные.

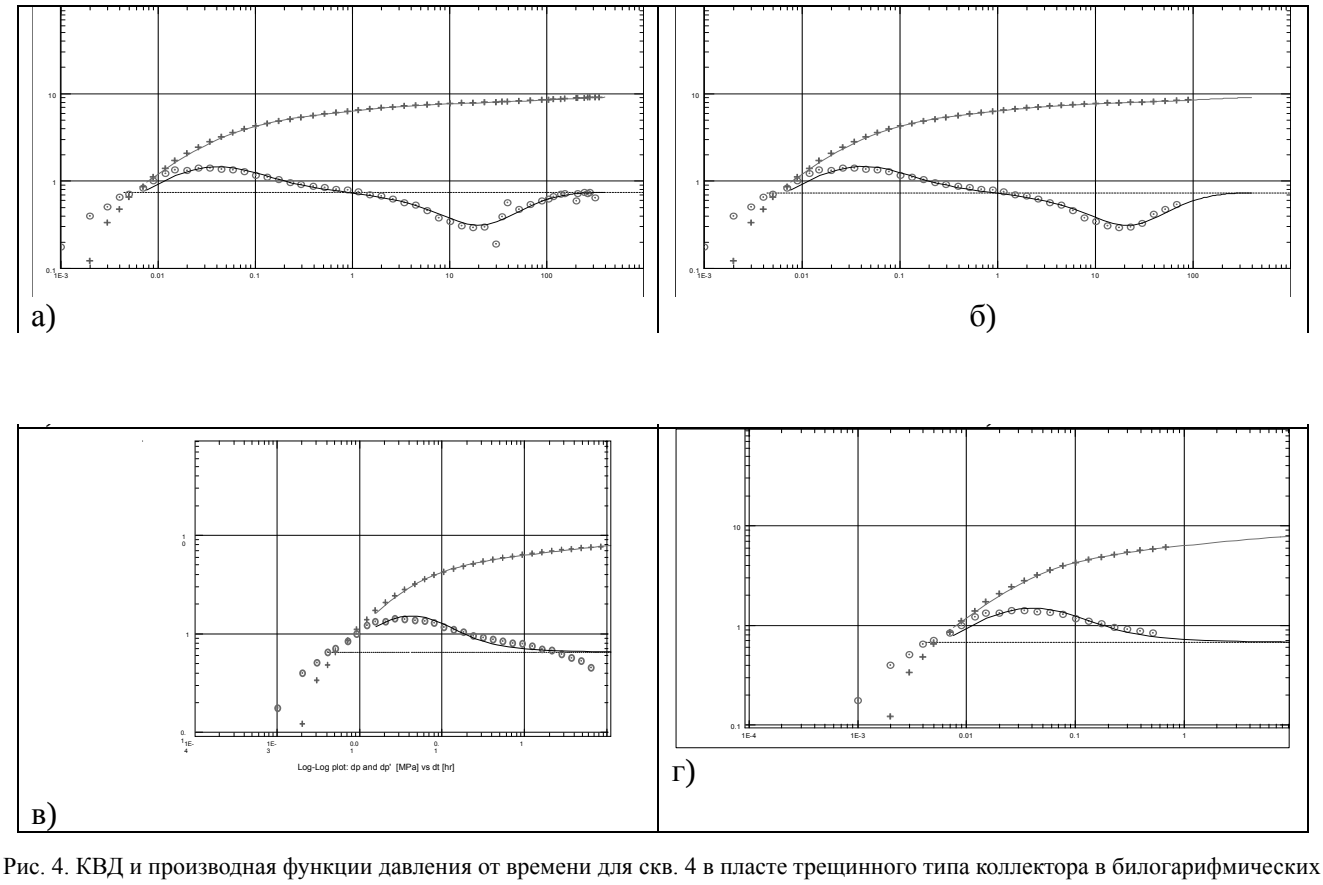


Рис. 4. КВД и производная функции давления от времени для скв. 4 в пласте трещинного типа коллектора в билогарифмических координатах ΔP, tdP/dT (МПа)-t (ч) при различной продолжительности исследования: а) 541 ч, в) 378,7 ч, г) 270,5 ч.

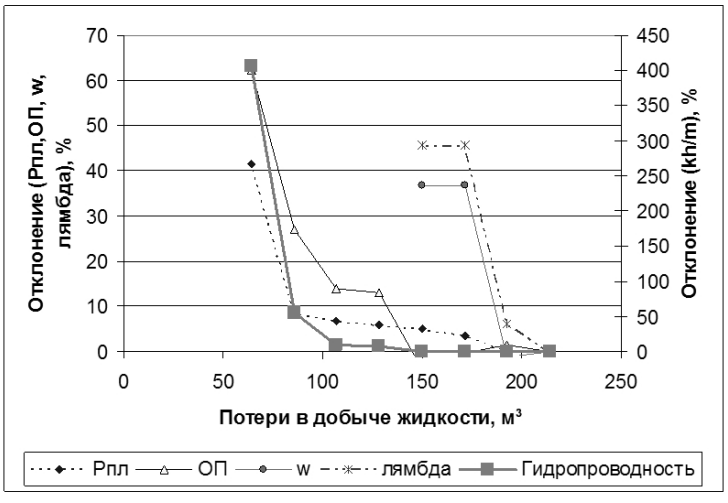


Рис. 6. Зависимость отклонения от «истинных» величин значений пластового давления, гидропроводности, параметра ОП емкостного коэффициента и коэффициента перетока «матрица-трещина» от потерь в добыче жидкости после остановки на исследования скв. 4 с трещинным типом коллектора.

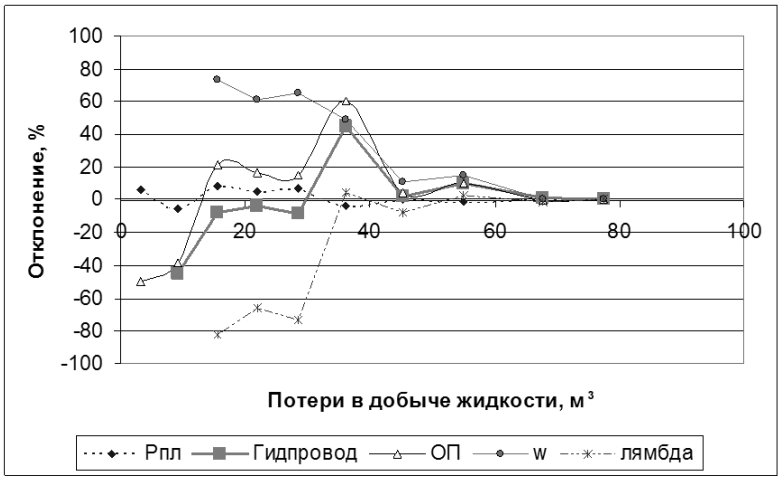


Рис. 5. Зависимость отклонения от «истинных» величин значений пластового давления, гидропроводности, параметра ОП емкостного коэффициента и коэффициента перетока «матрица-трещина» от потерь в добыче жидкости после остановки на исследования скв. 3 с трещинным типом коллектора.

Количественная оценка отклонений значений определяемых параметров в зависимости от продолжительности проводимых исследований (потерь в добыче жидкости) показывает (рис. 5), что для скв. ошибка в определении параметров пластовой системы в целом (пластового давления, гидропроводности, параметра ОП и т.д.) резко возрастает при снижении времени исследования с эквивалентной потерей в добыче жидкости менее 110 м^3. А ошибка в оценке параметров, характеризующих влияние трещиноватости (емкостной коэффициент ω, коэффициент обмена между матрицей и трещиной λ), резко возрастает уже при снижении эквивалентной потери в добыче до 180 м^3, а при снижении этого показателя ниже 150 м^3 информация о трещиноватости теряется полностью. Таким образом, для рассмотренной скважины величина минимально необходимого времени для исследования, определенная по РД 153-39.0-384-05, совершенно недостаточна. Анализ влияния снижения количества отсчетов при достаточности продолжительности исследования показывает, что резкое снижение информативности происходит при снижении количества отсчетов менее 15 на КВУ/КВД.

Выводы. Для низкодебитных (малопродуктивных) скважин время, необходимое для полного восстановления, больше, чем для высокодебитных скважин. В коллекторах с более высокой вязкостью продукции продолжительность исследования выше, чем в девонских коллекторах. Введение критерия эквивалентных потерь в добыче жидкости во время остановки скважины на исследования позволяет во многом учесть различия в продуктивности пласта при определении минимально необходимой продолжительности исследований.

Проведенный анализ показал, что для пластов с поровым (межгранулярным) коллектором критерии выбора минимальной продолжительности исследований, сформулированные в РД 153-39.0-384-05, достаточны для получения достоверных оценок о параметрах пласта.

Для сложнопостроенных коллекторов (например, трещиноватых) выбор минимально необходимой продолжительности по РД 153-39.0-384-05 может привести к значительному искажению или полной утере информации о параметрах системы трещин. Скважины, эксплуатирующие такие коллекторы, должны исследоваться более тщательно. Критерий выбора минимально необходимой продолжительности исследований для таких случаев требует уточнения и должен учитывать соотношение между фильтрационно-емкостными свойствами матрицы и системы трещин.

ПРОБЛЕМЫ МОДЕРНИЗАЦИИ И РАЗВИТИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В СВЯЗИ С УХУДШЕНИЕМ КАЧЕСТВА РЕСУРСНОЙ БАЗЫ

Р.Х.Муслимов

Казанский федеральный университет

Главным интегральным показателем состояния и развития нефтяной отрасли является степень воспроизводства запасов и нефтеотдача. Но с этим важнейшим показателем состояния нефтяной отрасли дело обстоит не лучшим образом. Достигнутое и доложенное на самом высоком уровне благополучие с воспроизводством запасов является кажущимся и поэтому не может служить критерием дальнейшего прогноза прироста запасов. Положение с нефтеотдачей еще более удручающее. Об этом свидетельствуют позорные значения нефтеотдачи 30-37%, достижение которых рассматривается в принятой Энергетической стратегии РФ на период до 2030 г. чуть ли не заслугой. Это проектная нефтеотдача, а реальная еще ниже [1].

Состояние восполнения запасов в РФ приведено в табл. 1, из которой следует, что положение с воспроизводством запасов существенно улучшилось в последние годы. В основном это произошло за счет повышения нефтеотдачи по действующим месторождениям за счет принятия ЦКР новых проектных документов на разработку месторождений (табл. 2) и по причине ослабления требований при принятии на баланс запасов нефти по другим не совсем объективным причинам. Однако эти возможности по РФ, по объективным причинам, существенно снижаются, а объемы разведочного бурения уменьшаются.

Таблица 1

Состояние воспроизводства запасов нефти по РФ за 1986–2009 гг.

Показатели		1986-1990	1991-1995	1996-2000	2001-2005	2006-2009
1. Прирост запасов нефти	млн.т	6890	2344	1245	1253	2260
2. Добыча нефти	млн.т	2760	1840	1538	2077	1955
3. Воспроизводство минерально-сырьевой базы	%	249	127	80	60	113
4. Объем глубокого бурения	тыс.м	27495	13320	7075	4520	2100

Таблица 2

Доля прироста запасов за счет увеличения КИН в РФ и РТ

	РФ			**РТ**		
	Общий прирост	**За счет КИН**	**%**	**Общий прирост**	**За счет КИН**	**%**
2005	424	300	70,7	9,9	6,6	66
2006	580	250	43	42,1	14,8	35
2007	560	200	35,7	29,7	3,1	10
2008	500	110	22	24,8	16,1	65
2009	640	80,4	12,5	43,7	16,8	38
ИТОГО	**2740**	**940,4**	**34**	**150,2**	**57,4**	**38**

Положение с нефтеотдачей в США, РФ и РТ показано на рис.1., из которого видно, что при непрерывном росте КИН в США, в России нефтеотдача снизилась в 1,5-2 раза, а в принятой энергостратегии до 2030 г. предусматривается достижение КИН всего 0.3-0.37. Это связано как с существенным ухудшением ресурсной базы, так и с несовершенством законодательной основы недропользования в части отсутствия каких-либо стимулов нефтяных компаний в ВМСБ и увеличении КИН.

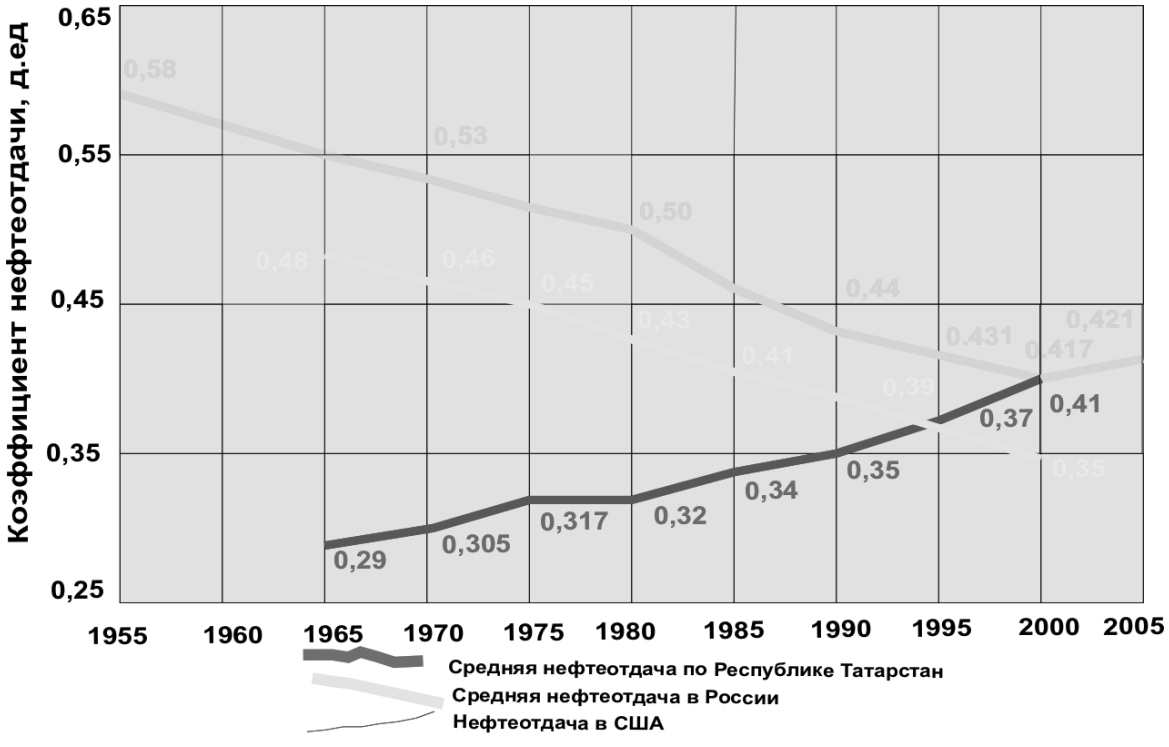


Рис.1. Динамика проектной нефтеотдачи в РФ, РТ и США.

Главное, что влияет на КИН, и через него на воспроизводство запасов, а затем и на уровни добычи нефти и эффективность инвестиций – это качество (структура запасов нефти). Еще в 1967 г., когда РТ (ТАССР) в Госплане СССР обосновывала уровни добычи нефти и необходимые капитальные затраты, мы разделили запасы нефти на активные (АЗН) и трудноизвлекаемые (ТЗН). Последние для подготовки единицы запасов к разработке и на тонну добычи требовали капитальных вложений в 3–5 раз больше. Это деление помогло тогда обосновать необходимые затраты на нефтедобычу [2].

За более чем 40-летний период ситуация существенно изменилась. Небольшую часть ТЗН (залежи нефтей повышенной вязкости в высокопроницаемых пластах) перевели в категорию АЗН за счет освоения новых технологий, часть уже готовы перевести. Но за это время группа ТЗН пополнилась новыми категориями запасов: низкопроницаемые и плотные коллекторы, а также проблемными залежами, которые мы можем разрабатывать лишь на малоэффективных природных режимах с дебитами скважин до 1 и редко 2 т/сут. Появление таких категорий – это хорошо! Но оно ставит вопросы по изысканию технологий их разработки в весьма сложных условиях и это нужно начинать с нуля (именно с фундаментальных научных исследований).

Поскольку в балансе (особенно в старых районах нефтедобычи) остаются в основном трудноизвлекаемые запа-сы, то их также нужно разделить по приоритетности на две крупные группы – традиционные ТЗН и проблемные. Над решением проблемы ввода в активную разработку ведутся исследования уже с 70-х годов прошлого столетия и здесь есть заметные успехи: отдельные категории уже переведены в категорию активных, а часть уже готова к переводу, поскольку уже найдены технологии их разработки (слабопроницаемые терригенные коллекторы с маловязкой нефтью девона и высокопроницаемые коллекторы бобриковского горизонта с нефтью повышенной вязкости Ромашкинского месторождения и пласты «рябчик» Самотлора и др.). Остальная часть может быть разделена на традиционные ТЗН, для решения проблемы их ввода в активную разработку достаточны НИР и ОПР традиционными методами, а для разработки проблемных запасов нужны совершенно новые НИР и фундаментальные исследования на наноуровне. А именно всестороннее и углубленное изучение деталей геологического строения месторождений (наногеология) и создание новейших нанотехнологий, способных эффективно работать в конкретных геолого-физических условиях.

Если все оставить на современном уровне, добыча нефти будет только падать. Поэтому и необходимы модернизация и инновационное развитие отрасли. Модернизация в управлении, организации управления отраслью, в законодательном оформлении стимуляции процессов инновационного развития в геологии, разработке, эксплуатации месторождений, опережающем развитии фундаментальной науки, создании условий для комфортной работы отрасли и демократизации отношений нефтяников и чиновников.

Следующая проблема в РФ заключается в том, что крупнейшие месторождения страны, дающие около 80% от всей добычи, находятся в поздней стадии и требуют больших затрат для поддержания добычи или замедления темпов ее падения.

В этой связи гораздо большего внимания, чем проблемные запасы, заслуживают остаточные запасы нефти. В РТ уже извлечено более 3 млрд. т нефти, а на этих участках остались неизвлеченными столько же запасов. Причем они приурочены в основном к высокопроницаемым терригенным коллекторам, насыщенным первоначально маловязкой нефтью (а сейчас техногенно измененные). Сегодня уже появились для этих условий первые технологии МУН, способные работать на участках с обводненностью 96–98% (композиции на основе ПАВ, потокоотклоняющие технологии). Нужно усилить геолого-геохимическое изучение этих залежей на наноуровне и по дальнейшему поиску нанотехнологий их извлечения. Это приоритетная работа в РФ для повышения КИН [3].

Именно углубление изучения геологического строения залежей, в том числе и на наноуровне (наногеология) является ключом к созданию и применению новейших МУН [4].

В промысловых условиях методами ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) в настоящее время можно определить значение подвижной нефти. Оставшуюся нефть можно считать неподвижной. С учетом данных лабораторных исследований методом ЯМР из неподвижной части можно выделить долю нефти, получаемую дополнительно за счет третичных МУН, и неизвлекаемую долю даже при их применении. При таком подходе запасы подразделяются на подвижные (извлекаемые за счет гидродинамических методов), малоподвижные (добываемые за счет комплекса гидродинамических и третичных МУН) и неподвижные запасы (рис.2) [5].

Рис. 2. Классификация остаточных запасов нефти.

Учитывая огромные величины остаточных запасов нефти в стране, нужен национальный стандарт, в котором давались бы определения остаточных запасов, различных категорий МУН, данных геологических условий их применения и обоснование налоговых льгот для эффективного их внедрения. А без налоговых льгот добыча дополнительной нефти из остаточных запасов, естественно, не рентабельна.

Решение проблемы увеличения КИН мы видим в инновационном проектировании разработки месторождений [6] и создании национального стандарта инновационного проектирования взамен действующего.

Что же такое инновационное проектирование? Инновационный проект – это НИР по конкретному месторождению. Для ее выполнения нужно в 3–5 раз больше времени (2,5–3 года) и в 10 раз больше средств.

Для обоснованной реализации РТ всех этих планов и рекомендаций разработана «Программа создания научных основ инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений».

В соответствии с этой программой предусматривается провести экспериментальное инновационное проектирование разработки четырех нефтяных месторождений малых нефтяных компаний, содержащих разные категории трудноизвлекаемых запасов нефти (Аканское, Тавельское – ЗАО «Предприятие Кара Алтын», Дачное, Аделяковское – ООО «УК «Шешмаойл»).

Одновременно будут вестись научно-исследовательские работы по проблеме «Создание научных основ инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений и разработке национального стандарта инновационного проектирования».

Ожидаемые результаты реализации программы:

1) Прирост извлекаемых запасов по малоэффективным месторождениям РТ – 400 млн. т, а по крупнейшим месторождениям, в дальнейшем – до 800 млн т.

2) Повышение точности расчета (прогнозирования) уровней добычи нефти при проектировании разработки нефтяных месторождений – до 5–10%.

На длительно разрабатываемых (находящихся в IV стадии разработки месторождениях и, прежде всего, Ромашкинском) необходим кардинальный пересмотр кондиционных значений пород-коллекторов, более дробное расчленение пластов по мощности современными методами ГИС и на этой основе построение новых геолого-гидродинамических моделей залежей. На основе таких моделей необходимо составить проекты доразработки таких месторождений.

А появление новых технологий геологического изучения недр, современных технологий МУН и ОПЗ, внедрение современного оборудования позволяют существенно увеличить нефтеотдачу пластов по старым месторождениям (сверх ранее принятых в проектных документах) и сроки разработки нефтяных месторождений в IV стадии за счет прироста извлекаемых запасов. Продолжительность этой стадии может составлять до 80% всего периода разработки (в зависимости от его геолого-физической характеристики). Вот в этой стадии высокого обводнения приходится длительное время работать над увеличением КИН.

Реализация этих мер позволит в дальнейшем разрабатывать Ромашкинское месторождение с непрерывным восполнением запасов до 2065 г., а дальше оно будет осуществляться за счет «подпитки» из мантии Земли (рис.3).

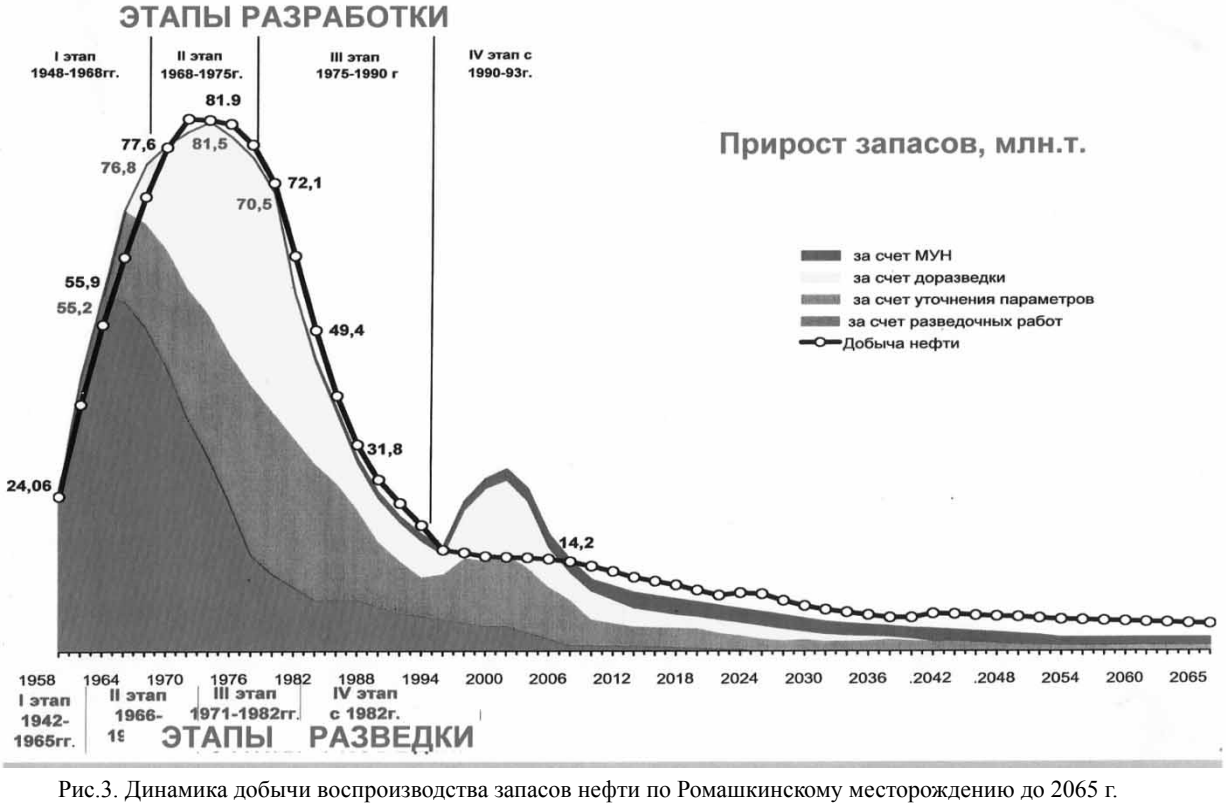


Рис.3. Динамика добычи воспроизводства запасов нефти по Ромашкинскому месторождению до 2065 г.

Литература

1. Байков Н.М. Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года. – Нефтяное хозяйство – М. – № 4. – 2010.

2. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Казань: Изд-во КГУ, 2003. – 596 с.

3. Муслимов Р.Х. Применение нанотехнологий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – Казань: Георесурсы, 2009. – №2 (30) – С. 6–10.

4. Муслимов Р.Х. Актуальные задачи регламентации инновационного проектирования нефтяных месторождений на современном этапе // Нефть.Газ.Новации. – 2010. – №1. – С.6–11.

5. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань: Изд-во ФЭН АН РТ, 2005. – 688 с.

6. Муслимов Р.Х. О стандарте инновационного проектирования разработки месторождений углеводородов с целью увеличения извлекаемых запасов (в порядке обсуждения). – М: Нефтяное хозяйство, 2010. – № 1. – С. 12–16.

О КОНЦЕПЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА

Р.Х.Муслимов

Казанский федеральный университет

Состояние выполнения нефтедобычи и ВМСБ

В 2004 году Госсоветом РТ была принята стратегия развития ТЭК на период до 2020 г. Анализ состояния выполнения этого документа показывает на несоответствие между выполнением физических объемов добычи нефти и воспроизводства запасов нефти. При невыполнении запланированных объемов ГРР и эксплуатационного бурения добыча нефти и воспроизводство запасов были существенно перевыполнены (рис.1,2).

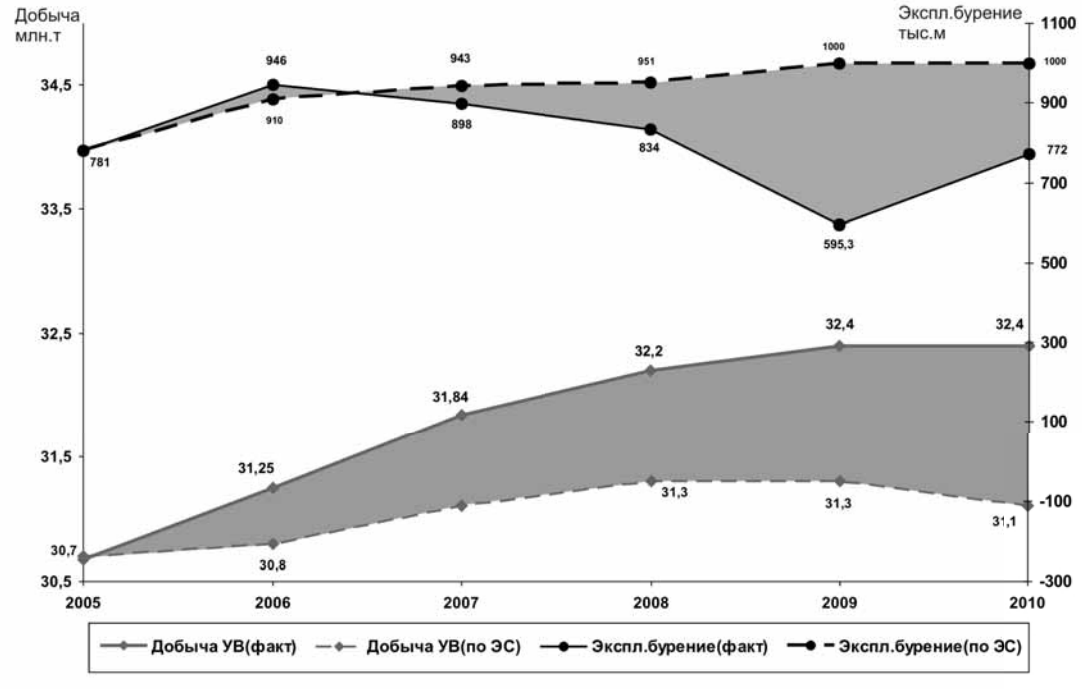


Рис.1. Сравнение фактических объемов добычи нефти и эксплуатационного бурения с ЭС-2020 РТ.

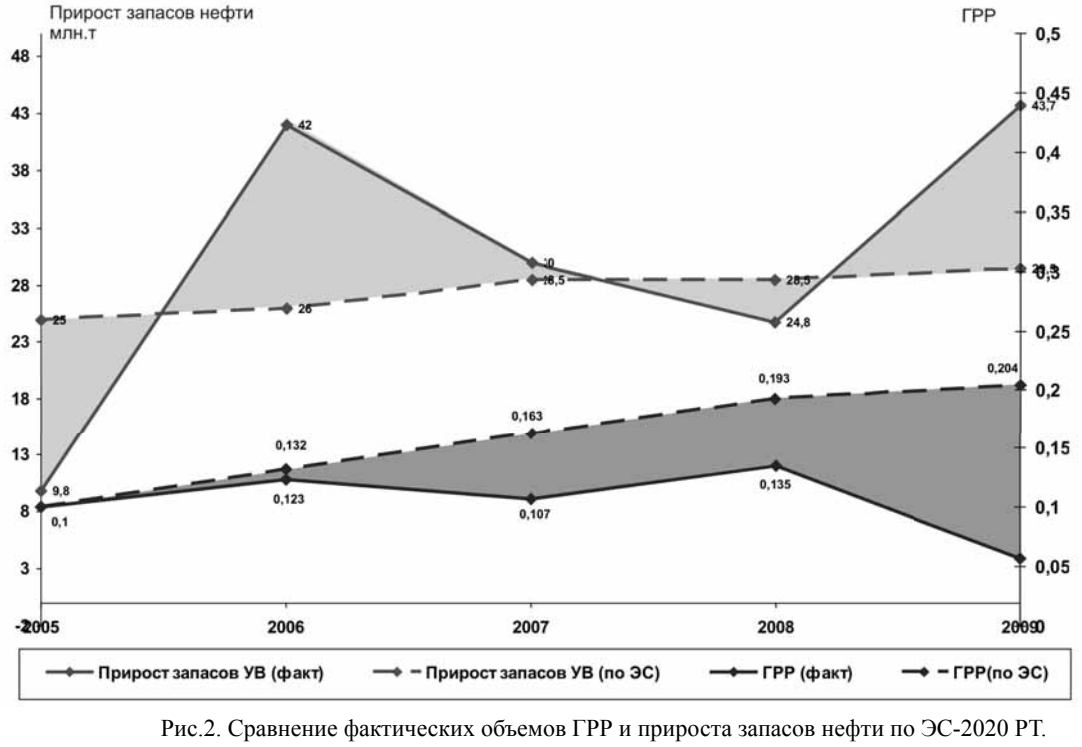


Рис.2. Сравнение фактических объемов ГРР и прироста запасов нефти по ЭС-2020 РТ.

Анализ фактического прироста запасов показывает:

1. На существенную долю прироста за счет пересмотра КИН в сторону увеличения по 48 нефтяным месторождениям (табл.1).

2. Низкую долю в общем приросте запасов (менее 20%) традиционных ГРР (табл.2).

Таблица 1

Доля прироста запасов за счет увеличения КИН в РФ, РТ и ННК

	РФ			РТ в т.ч. ННК РТ			ННК РТ		
	Общий прирост	За счет КИН	%	Общий прирост	За счет КИН	%	Общий прирост	За счет КИН	%
2005	424	300	70,7	9,9	6,6	66	3,1	1,4	45
2006	580	250	43	42,1	14,8	35	11,2	6,9	61
2007	560	200	35,7	29,7	3,1	10	4,1	1,3	32
2008	500	110	22	24,8	16,1	65	14	10,5	75
2009	620	80,4	12,5	43,7	16,8	38	21,1	14,3	68
итого	2684	940,4	34	150,2	57,4	38	53,5	34,4	64

Таблица 2

Доля в общем приросте запасов традиционных ГРР

Показатели		1986-1990	1991-1995	1996-2000	2001-2005	2006-2009
1. Добыча нефти,	млн.т	198,2	139,3	130,8	146,7	127,1
2. Прирост запасов нефти,	млн.т	73,3	98,2	164,9	160,8	140,3*
2.1 в т.ч. за счет увеличения КИН и переоценки запасов,	млн.т	37,2	66,8	144,1	137,4	84
	%	51	68	87	85	70
2.2 в т.ч. за счет ГРР и доразведки,	млн.т	36,1	31,4	20,8	23,4	37
	%	49	32	13	15	30
2.3. доля запасов на новых площадях (чисто ГРР),	%	25	16	13	15	19
3. Воспроизводство минерально-сырьевой базы,	%	37	70	126	110	110

* - в т.ч. из разведки прошлых лет - 19,3 млн.т

Об этом мы уже говорили четверть века назад: эффективность ГРР по востоку республики составляет 50 т/м проходки со снижением при движении на запад до 40-30 т/м [1]. Это закономерно, так как Татарстан относится к числу самых высокоизученных районов РФ. В США, территория которых изучена еще выше, за счет ГРР обеспечивается всего 5–6% общего прироста. Следует отметить, что часть приращенных за счет ГРР запасов в дальнейшем, видимо, придется списать по причине существенного снижения требований ГКЗ к приему на баланс запасов. Типичный пример: по тульскому горизонту Гарейского месторождения по одной скважине приняли 1,5 млн.т нефти, в то время если бы приняли строго по инструкции эта величина была бы около 150 тыс.т.

Все это наряду с существенным невыполнением запланированных объемов эксплуатационного бурения создаст проблемы для дальнейшего развития нефтедобычи.

Запасы и ресурсы

Состояние НПР по РТ показано на рис.3.

По этому поводу нужно сказать следующее:

1. Впервые за 60 лет оценка прогнозных ресурсов нефти 2007 г. в традиционных объектов выявила их снижение и я не думаю, что это отражает реальный потенциал РТ.

2. Снижение произошло по девону и карбону, но на баланс впервые были приняты **524,0 млн.т.** ресурсов и **43,0 млн.т.** запасов без деления их на СВН и ПБ пермских отложений.

Все это было принято без должной независимой экспертизы и обсуждения и поэтому вызывает сомнение.

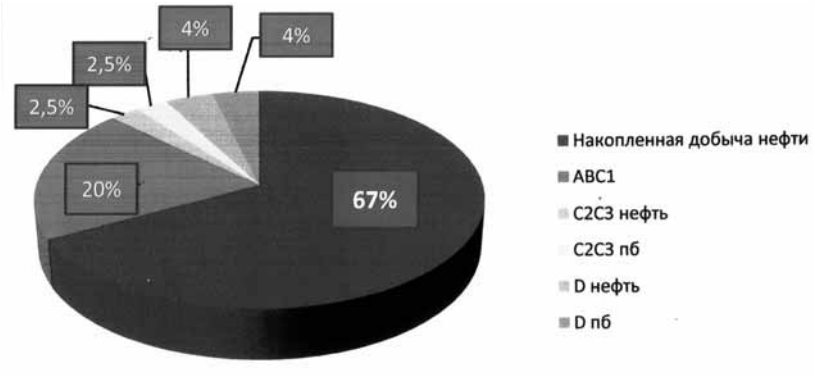


Рис.3. Состояние запасов и разведанности ресурсов нефти по РТ на 01.01.2008.

3. Кроме того, прогнозные ресурсы не доведены до исполнителей – НК, что были обязаны сделать авторы отчета (рук.И.А.Ларочкина), а заказчик – МЭПР – жестко проконтролировать их. Это надо сделать немедленно, так как без ресурсов категории Д нельзя планировать добычу уже за пределами 2015 г.

4. Главное влияние на ГРР и добычу будет оказывать качество (структура) запасов. Впервые в б.СССР понятие активных (АЗН) и трудноизвлекаемых (ТЗН) запасов нефти было введено нами, когда в 1967 г. «Татнефтью» доказывался в Госплане СССР необходимый объем капвложений. Ведь для разведки и добычи из ТЗН нужны вложения на одну тонну подготовки запасов и добычу в 3–5 и до 8–10 раз больше, чем на АЗН. С тех пор мы эти понятия не пересматривали. Сейчас мы это должны сделать, чтобы знать приоритетные направления работ. За более чем 40 лет за счет технологий часть ТЗН перешла в активные, но последние пополнились 4 дополнительными группами, разрабатывать которые рентабельно пока мы не можем. Сегодня настало время ТЗН разделить на две большие категории: традиционные ТЗН и проблемные, т.к. доля ТЗН постоянно растет (рис.4).

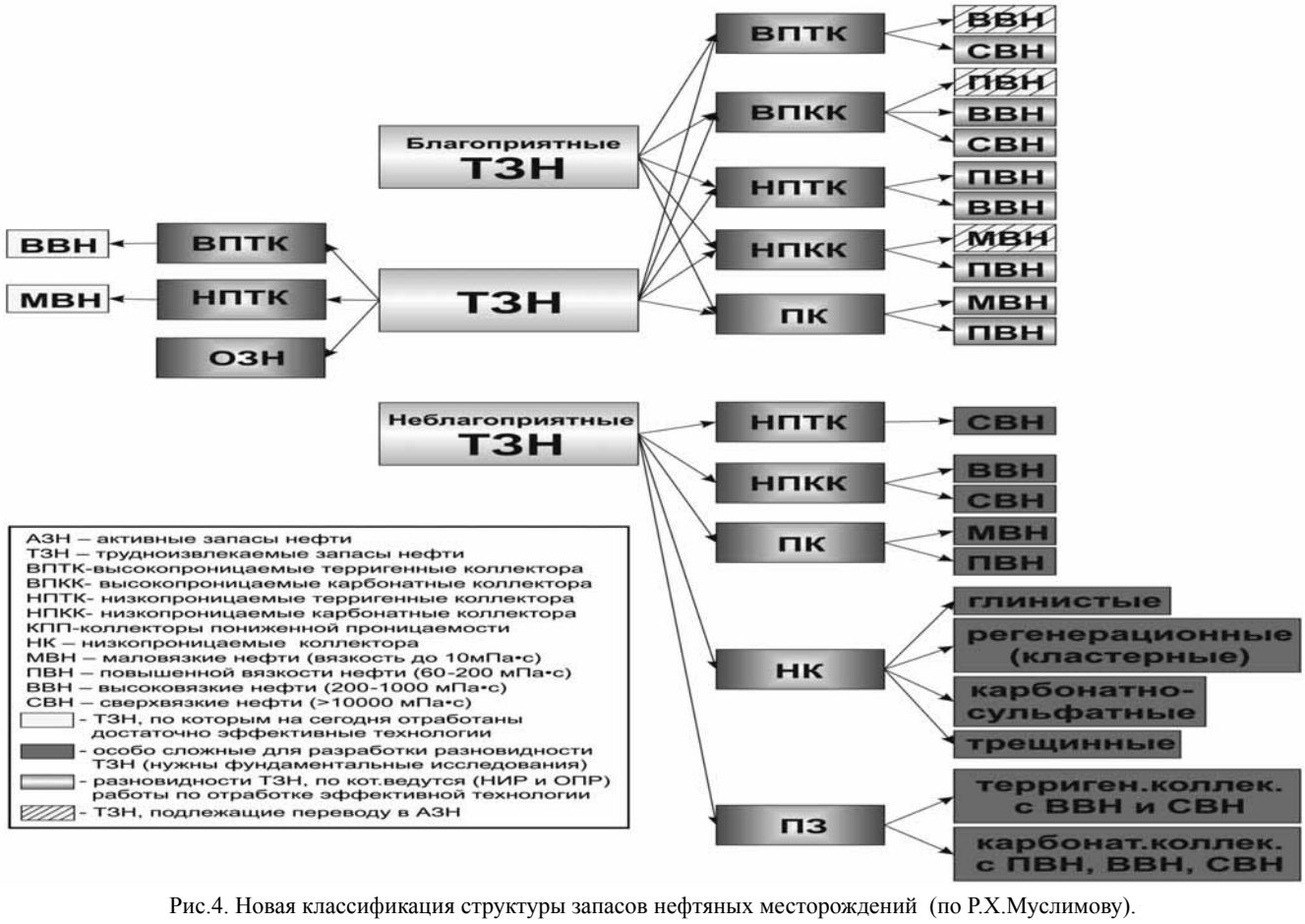


Рис.4. Новая классификация структуры запасов нефтяных месторождений (по Р.Х.Муслимову).

Сегодня, в условиях рынка, нам небезралично, какие запасы открывать: те которые мы можем рентабельно осваивать, и которые еще не можем, а, вероятно, научимся через 15–20 лет. Это должно быть учтено при подсчете прогнозных ресурсов. В рыночных условиях мы должны научное обоснование выбора направлений ГРР вести и с этих позиций.

Сейчас уже дело не поправишь. При очередном пересчете ресурсов в 2012 г. нам нужно выбрать организацию, способную учесть все вышесказанное, а пока принять подсчитанные запасы. Имеющихся на учете запасов С3 и С2 хватит лишь на 5–7 лет. Без категории Д полноценную стратегию на более длительный срок разработать невозможно.

Анализ состояния ННК

В табл. 3 показано состояние ННК. Из них, выделенных нами групп, самая интересная, 4-я – проблемная. Здесь высокая обеспеченность – 188 лет, но низкие темпы разработки и низкие дебиты (причем постоянно снижающиеся). Технологий рентабельной разработки нет. Даже при обнулении НДПИ через 3–4 года разработка таких объектов будет нерентабельна. Поэтому по ряду ННК принято решение сдать разведочные участки лицензий и, оставив лишь выявленные месторождения, пытаться их разрабатывать. Подключить к решению проблемы их рентабельной разработки фундаментальную науку.

Таблица 3

База развития нефтяных компаний

ННК	Годовая добыча нефти за 2009 г., тыс.т	Запасы нефти категории, тыс.т С2	Запасы нефти категории, тыс.т С3	**Обеспеченность запасами, лет**	**Темп от ТИЗ,%**	Прирост запасов за 2009 г., тыс.т	**Средний дебит по нефти, т/сут**
Благополучные МНК	2174,5	**4089**	**2414**	**21**	**4,86**	**6280**	**5,1**
МНК с низкими темпами разработки	**2802,5**	**22585**	**12629**	**45**	**2,22**	**9670**	**4,3**
МНК с проблемами обеспеченности запасов нефти	**1486**	**4310**	**3014**	**22**	**4,49**	**3880**	**4,3**
Проблемные МНК	157,7	6495	5810	88	1,14	1291	2,4
ИТОГО	**6621**	**47479**	**23867**	**33**	**3,04**	**21121**	

Вторая группа – лучше 4-й по структуре запасов, обеспеченность высокая (45 лет), но темпы низкие – около 2%. Основное внимание здесь надо обратить на отработку технологий нефтеизвлечения.

Третья группа – обеспеченность сравнительно низкая (22 года), темпы сравнительно высокие – 4,5%. Главное здесь – разведка.

И только первая группа (7 ННК) – благополучная во всех отношениях.

Состояние месторождений ОАО «Татнефть»

Основные месторождения ОАО «Татнефть», дающие более 80% нефти, отработаны на 80% и более. Остальные содержат в большей степени ТЗН. Это отрицательный фактор в развитии нефтедобычи.

Но положительным является большой фонд пробуренных скважин (около 32 тыс.), на которых можно эффективно внедрять современные МУН и ОПЗ. Последние в состоянии практически каждую нерентабельную малодебитную, высокообводненную и бездействующую скважину превратить в рентабельную. Кроме того, в настоящее время появились МУНы второго поколения, позволяющие извлекать часть остаточных запасов нефти на отработанных участках (потокоотклоняющие технологии, композиции ПАВ, физико-химические методы в комплексе с волновыми и др.). Широкое и массированное применение этих методов на отработанных участках залежей нефти в терригенных отложениях девона и карбона Ромашкинского, Ново-Елховского, Бавлинского, Бондюжского, Первомайского и Сабанчинского месторождений, может дать второе дыхание разработке этих объектов. Для этого нужно создание крупных проектов широкого и массированного применения МУН для извлечения остаточной нефти. Как правило, эти объекты приурочены к высокопроницаемым коллекторам, насыщенным маловязкой нефтью, но в ряде случаев техногенно измененным в процессе разработки. Но в ряде случаев освоение этих запасов более перспективно, чем проблемной части ТЗН.

Одновременно в ОАО «Татнефть» должны заняться вопросами применения новейших МУН для извлечения традиционных ТЗН, которые позволяют кратно увеличить нефтеотдачу в этих геологических условиях.

В настоящее время АН РТ готовит программу освоения залежей СВН и ПБ пермских отложений, которая позволит довести добычу из них нефти до 2 млн.т.в год.

Значительные возможности имеет ОАО «Татнефть» в нефтедобыче за счет увеличения (при необходимости) объемов эксплуатационного бурения. Остаточный фонд проектных скважин для бурения здесь составляет около 15 тыс. При ежегодном сохранении объемов бурения 350–400 скважин этого фонда хватит на 40 лет. Это значительный резерв нефтедобычи.

Все вышесказанное, наряду с предлагаемым нефтяниками стимулированием применения третичных МУН для залежей с ТЗН и месторождений ПБ, позволяет ОАО «Татнефть» (при необходимости) поддерживать добычу на уровне 23–25 млн.т в год.

Направления ГРР и разработки нефтяных месторождений

Стратегия нефтедобычи до 2030 г. должна соответствовать рыночным условиям. При этом нужно ориентироваться не на валовые показатели (уровень добычи и прироста запасов, объемы ГРР и бурения), а на эффективность инвестиций. Для этого при выборе направлений ГРР необходимо руководствоваться возможной их эффективностью с точки зрения не только и не столько объемов прироста запасов, а тех запасов, которые можно ввести в активную и рентабельную разработку. С этих позиций ранее (в 70-х годах прошлого столетия) принятое нами деление территории на восточную (высокоперспективную), центральную (перспективную) и западную (менее изученную и менее перспективную) до настоящего времени остается в силе [2]. Но в рыночных условиях западные районы РТ и часть центральных – это в основном мелкие и крошечные месторождения с ТЗН и проблемными запасами. С учетом этого по ГРР надо сосредоточиться по-прежнему на востоке, а западные месторождения, как в 1972 г., вывести из разведки до лучших времен, когда сменится госполитика финансирования ГРР. Силами только НК здесь не справиться, т.к. невозможно обеспечить рентабельную разработку выявляемых запасов (рис.5).

Вопросы рациональной и рентабельной разработки ТЗН нужно решать через инновационное проектирование на условиях частногосударственного финансирования.

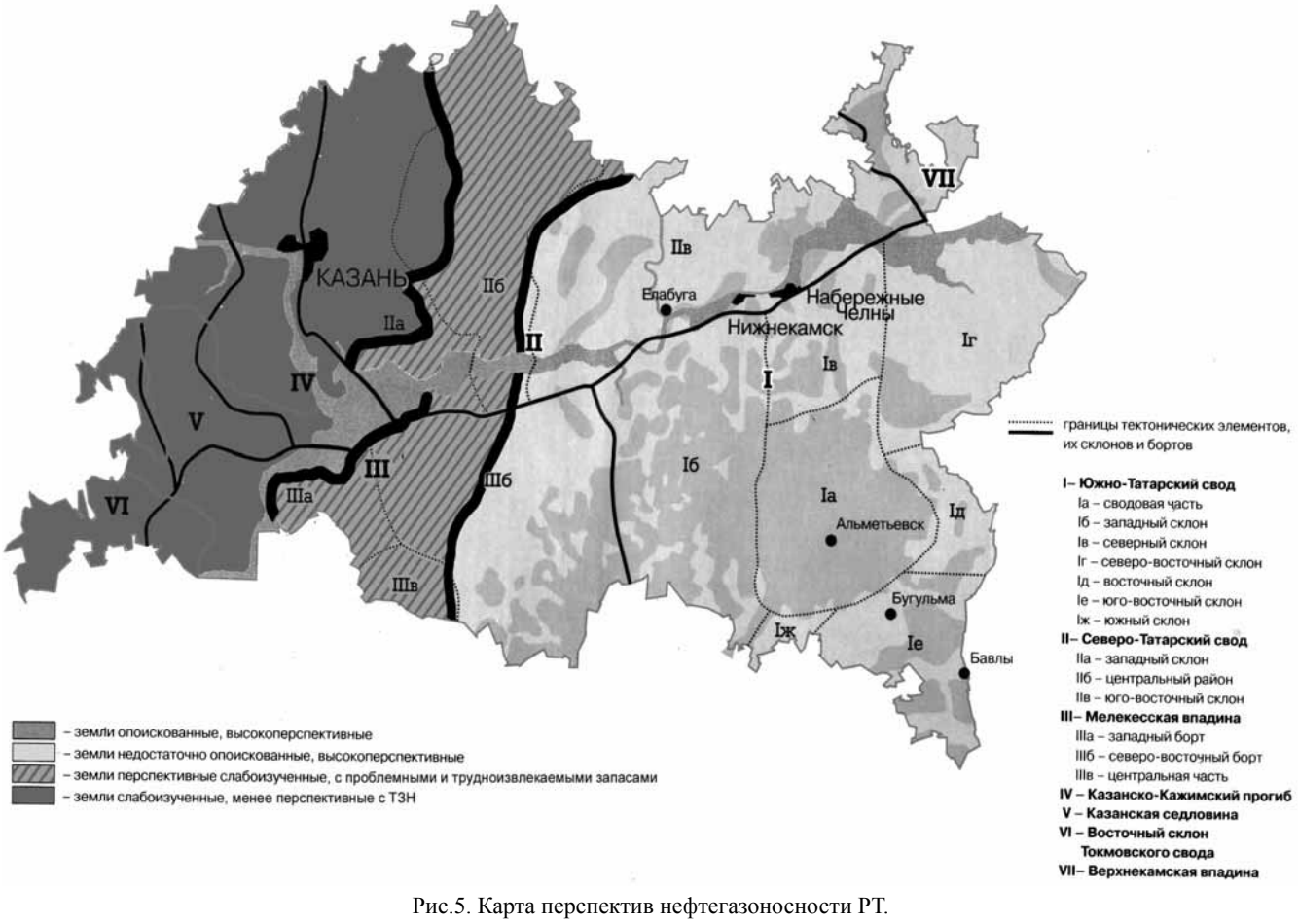


Рис.5. Карта перспектив нефтегазоносности РТ.

Далее необходимо изучать детально геологию эксплуатируемых месторождений. Дальнейшее изучение геологического строения новыми методами позволит изменить кондиции и создать новую модель Ромашкинского месторождения, что, по нашим подсчетам, увеличит НБЗ на 15%.

Одновременно обеспечить широкое применение новых технологий и МУН. Здесь нужно внести существенные коррективы в проводимые работы. МУН не следует внедрять точечно, а подход должен быть системным (внедрение МУН на участках, залежах). Здесь нужны крупные проекты ОПР и ПР:

- по увеличению нефтеотдачи в залежах карбонатных коллекторов в 1,5-2 раза (Аканское, Тавельское и др. месторождения);

- по залежам ВВН (Степноозерское месторождение);

- извлечение ОЗН – горизонт ДІ Бавлов;

- внедрение проекта по БС и ГБ;

-работа по повышению рентабельности использования бездействующего, малодебитного, высокообводненного фонда скважин. Сегодня мы имеем технологии, позволяющие каждую скважину из этих категорий сделать рентабельной. Эти технологии надо использовать.

Таким образом, нужно внедрять МУН не спорадично, точечно, а системно – по проектным документам. Сначала вариант в обычном проекте, затем – спецпроект.

Работу по внедрению МУН надо делать осмысленно, а для этого нужно возродить практику каждые пять лет делать полный анализ эффективности внедрения МУН на залежах и корректировать стратегию и тактику работ.

Всем НК обеспечить полный доступ к работе по внедрению МУН и информации необходимой для этого (включая результаты анализа эффективности примененных технологий).

Все эти меры позволят повысить эффективность разработки нефтяных месторождений и для полного удовлетворения потребности РТ в нефти и нефтепродуктах.

Одновременно в РТ нужно сбалансировать объемы добычи нефти и ее переработки. Это реализуется через строительство новых мощностей нефтепереработки на 14 млн.т. сернистой нефти. Таким образом, общая мощность нефтепереработки в РТ составит 21 млн. т в год. Это будет наилучший баланс между добычей и переработкой нефти в РТ.

Литература

1. *Муслимов Р.Х.* Повышение эффективности освоения нефтяных месторождений Татарии. – Казань: Таткнигоиздат, 1985. – 177 с.

2. *Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г., Хисамов Р.Б.* Нефтегазоносность в Республике Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений Казань: Изд-во «Фән» АН РТ, в 2-х томах, 2007. – I том. – 316 с., II том. – 524 с.

ОБ ОДНОЙ ИЗ ПРИЧИН ДОЛГОЛЕТНЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ

И.А.Мустафин

РН «СахалинНИПИморнефтегаз»

В некоторых районах (Сахалин, Кавказ и.д.р) нефтяные месторождения эксплуатируются с 20-х-30-х годов прошлого столетия. Причина такого долголетия – постоянная латеральная и вертикальная миграция углеводородов по глубинным разломам с переменной интенсивностью обсуждаются в научной литературе. Однако следует рассматривать и III тип миграции жидких углеводородов – техногенный. Он характерен для всех месторождений нефти, эксплуатируемых гидродинамическим способом. Этот процесс лучше проявляется на основе анализа динамики технологических показателей разработки месторождений нефти-супергигантов как Ромашкинское или Самотлорское.

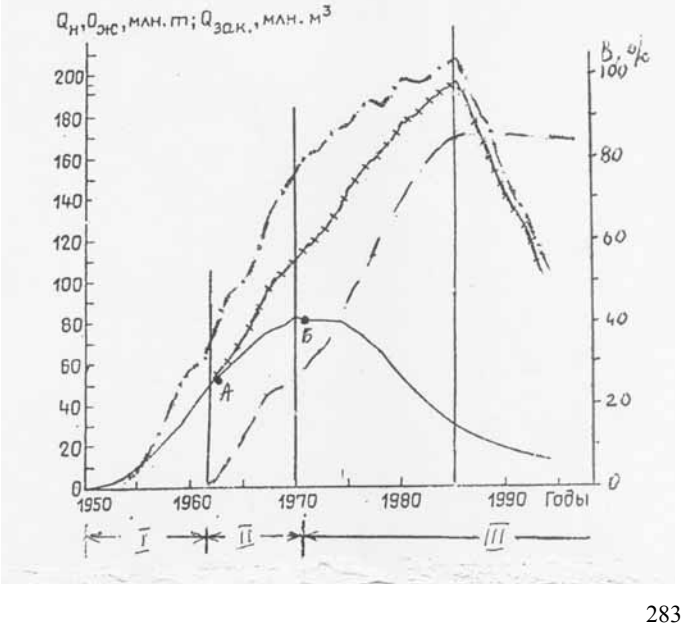


Рис.1. Динамика технологических показателей разработки горизонтов $Д_1$ $Д_0$ Ромашкинского месторождения нефти.
Условия обозначения:
--- добыча нефти, +++ добыча жидкости, -- -- закачка воды, --- --- обводненость,
I-III - обособленные периоды подземной гидродинамики сточных вод, А – время образования первых гидродинамических „ шлангов“ , Б – время их покровного развития по всему месторождению (по И.А. Мустафину).

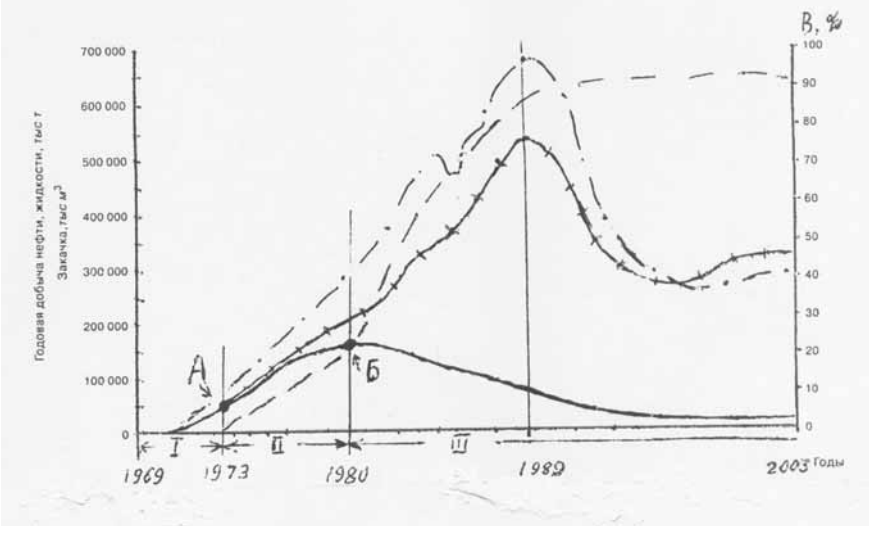


Рис.2. Динамика технологических показателей разработки Самотлорского месторождения в целом.

Условные обозначение под рис.1.

На основе графика разработки горизонтов $Д_1$ $Д_0$ Ромашкинского месторождения (рис. 1) [1] и динамики технологических показателей разработки Самотлорского месторождения в целом (рис. 2) [2] процесс их эксплуатации автором был расчленен на обособленные периоды активности подземной гидродинамики сточных вод и анализирован исходя из следующих основных позиций:

1. Год проявления в добываемой нефти первых признаков воды (точка А);
2. Год максимальной добычи нефти (точка В);
3. Рост обводненности и объема добываемой жидкости адекватно объему закачанной воды;
4. Стабильное увеличение соотношения объемов добываемых жидкости и нефти между точками А и В;
5. Резкое увеличение соотношения по п.4 после точки В.

Интерпретация данных по п.п. 1-5 позволяет утверждать, что подземная гидродинамика на обоих месторождениях являлась созидающей и разрушающей силой. Созидающая она, естественно, в том, что является наиболее практичной технологией при вытеснении нефти на поверхность. Так было в I и в определенной степени во II периодах эксплуатации обоих месторождений.

К III периоду эксплуатации подземная гидродинамика месторождений постепенно стала весьма агрессивной. Циркулируя по однажды выбранным путям с низким сопротивлением, закачиваемая вода постепенно вымывала и разрушала вмещающие горные породы. Как здесь не вспомнить слова «не навреди» из монографий доктора г.-м. н. Р. Х. Муслимова.

Резкое снижение добычи нефти при прогрессирующем объеме закачки воды в III периоде эксплуатации обоих месторождений свидетельствует о том, что закачиваемая вода перетекала к эксплуатационным скважинам по пути меньшего сопротивления, не совершая ожидаемую работу. Основная добыча нефти в этот период заключалась в промывке стенок обширной системы гидродинамических “шлангов” (каналов). С аллегорией можно сказать, что эксплуатация месторождения в III периоде напоминает мытье посуды после грандиозного пира в I и II периодах.

После остановки эксплуатационных скважин в связи с ,,истощением” объекта продолжается свободное поступление (просачивание) нефти в промытые , разрушенные каналы в продуктивных отложениях.

Просачивание нефти в гидродинамические “шланги” – техногенная внутренняя ее миграция в пределах месторождения – является пассивным продолжением недавно действовавших в недрах гидродинамических процессов.

Если со временем не появятся более совершенные технологии извлечения нефти из недр Земли, то гидродинамический способ ее добычи и техногенная миграция обеспечат вековые сроки эксплуатации нефтяных скоплений, особенно супергигантов.

При сложившейся ситуации с разработкой нефтяных месторождений в нашей стране только жесткая изоляция проникающих вод позволит сократить сроки их эксплуатации, направляя гидродинамическое усилие системы ППД на пропластки с трудноизвлекаемыми запасами.

«Способ повышения нефтеотдачи низкопроницаемых пропластков в разрушенных продуктивных горизонтах» опубликован в заявке автора на изобретение №2006108191/03 от 03.03.2006 г.

Литература

1.*Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г.* Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского месторождения. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – Т.1. – С. 286.

2. Вестник ЦКР Роснедра, 1/2006.

РЕЗУЛЬТАТЫ БУРЕНИЯ РЕКОМЕНДУЕМЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ГОРСКОГО ПОДНЯТИЯ.

А.А.Мустафина *(ГБУ ИПЭН АН РТ, г.Казань)*,
Г.М.Ионов *(ЗАО «Предприятие Кара Алтын», г.Альметьевск)*

В 2006 г. коллектив ГБУ ИПЭН АН РТ в рамках программы доразведки Осеннего месторождения рекомендовал к бурению ряд скважин, в числе которых скважины №1 и 2, расположенные на западном куполе Горского поднятия.

Рекомендуемые скважины расположены в северо- и северо-восточной части западного купола Горского поднятия, установленного структурным бурением и подтвержденного сейсморазведочными работами. Нефтеносность поднятия подтверждена скв.№ 111, расположенной в присводовой части поднятия и вскрывшей нефтеносность четырех региональных комплексов.

Таким образом, рекомендуемые скважины имели задачу подтвердить распространение продуктивных пластов-коллекторов в северо-западном направлении и выявить характер их насыщения; уточнить высотное положение подошвы всех залежей, вскрытых соседней скважиной № 111; выявить характер изменения нефтенасыщенных толщин по площади залежей; получить информацию об особенностях изменения коллекторских свойств продуктивных пластов по площади; определить тип залежей в башкирских и турнейских отложениях. Также скв. № 2 имела цель уточнить строение сводовой части поднятия и скв. №1 – установить характер строения северо-восточного крыла поднятия (крутизну, простирание).

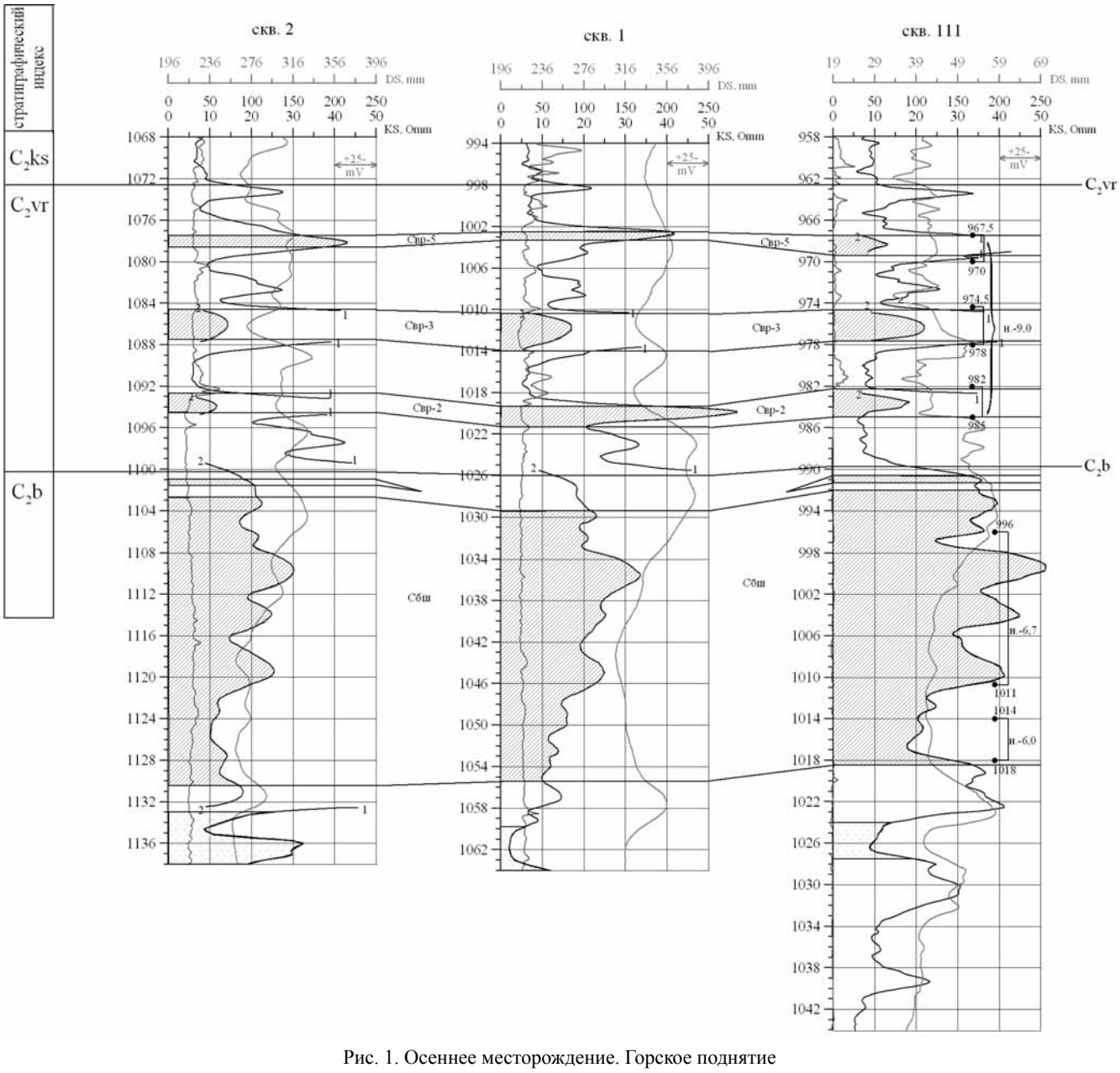


Рис. 1. Осеннее месторождение. Горское поднятие
Схема корреляции среднекаменноугольных отложений.

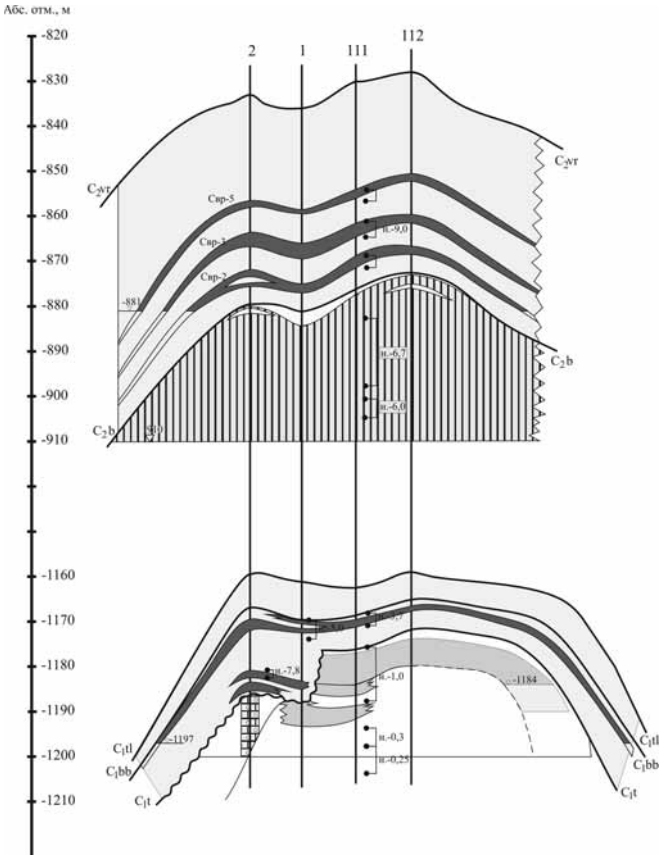


Рис.2. Осеннее месторождение. Горское поднятие.
Схематический геологический профиль.

Рекомендуемые скважины были пробурены в 2008 г. Существенных изменений в структурные планы по отражающим горизонтам В и У они не внесли. Однако отклонения в абс. отметках поверхностей МГ по данным ГИС и сейсморазведочных работ имели место. Так, отклонения по МГ В в скв. №2 составило -5 метров, по МГ У +8 метров. В скважине №1 по МГ В -4 метра, по МГ У отклонений нет.

Структурные планы по кровле башкирских и верейских отложений полностью совпали за счет постоянства толщины верейского горизонта (45,6-46,4 м).

В отложениях верейского горизонта выделяется 6 карбонатных пластов-коллекторов, индексируемых сверху вниз как Свр-6, Свр-5, Свр-4, Свр-3, Свр-2, Свр-1. Нефтенасыщенными на месторождении по геофизическим исследованиям скважин являются три пласта-коллектора – Свр-5, Свр-3, Свр-2, что коррелируется с соседней скважиной № 111 (рис.1)

Совпали в общих чертах структурные планы по средне- и нижнекаменноугольным поверхностям. Различие касается лишь размеров и конфигурации (в плане) сводовых частей поднятия (рис.2), а также увеличения крутизны крыльев вниз по разрезу. Это подтвердилось колебаниями толщин между кровлей башкирских и кровлей тульских отложений, которые изменяются в пределах 279–287 м, максимальное значение толщины отмечается в присводовой скважине № 111 (287 м).

.

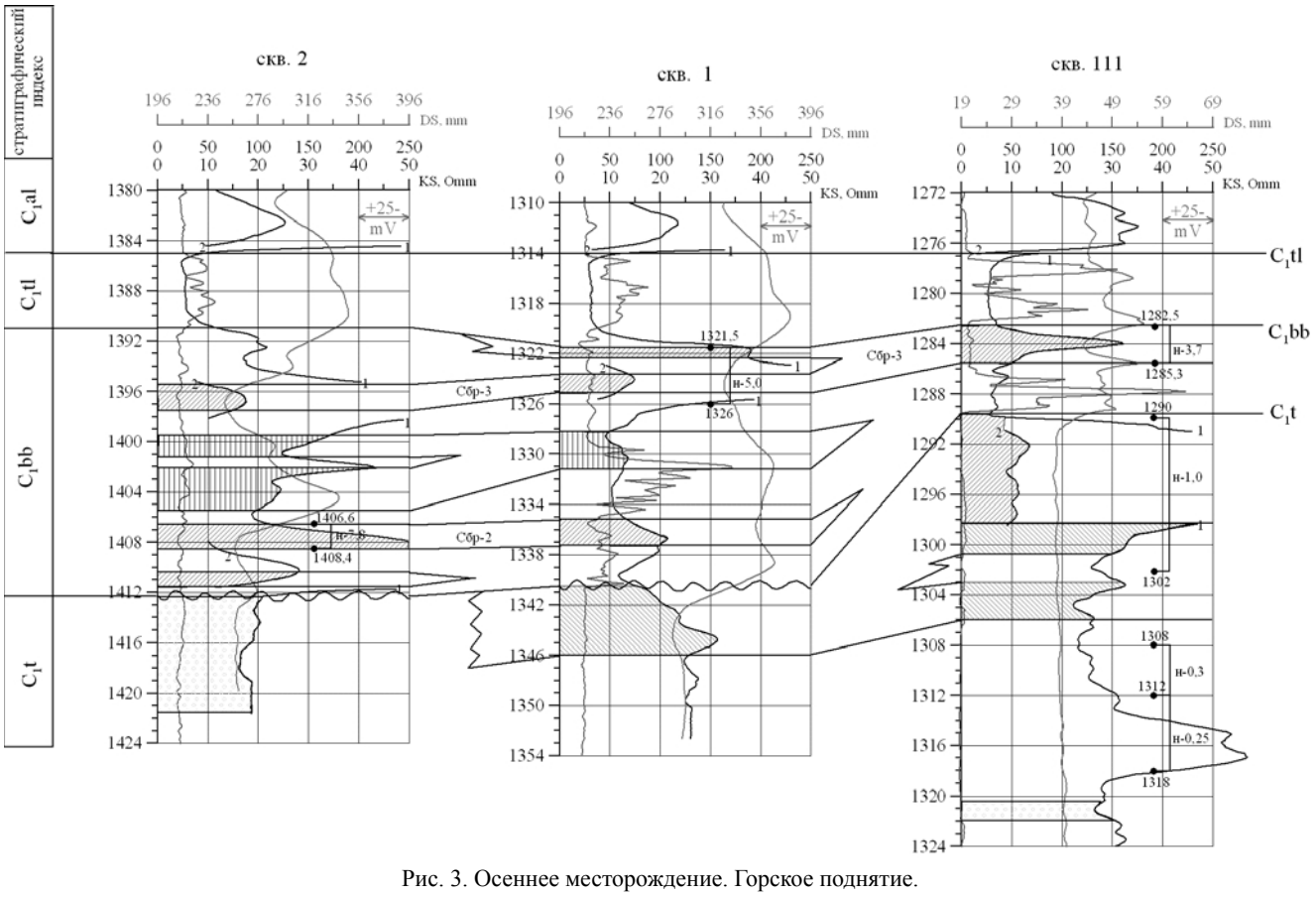


Рис. 3. Осеннее месторождение. Горское поднятие.
Схема корреляции нижнекаменноугольных отложений

ВНК залежи пробуренными скважинами не вскрыт. Разрез карбонатных отложений башкирского яруса, вскрытый рекомендуемыми скважинами, не отличается от разреза соседних скважин и не противоречит общепринятому представлению о массивном типе залежи.

Полное совпадение структурных планов характерно для тульской и бобриковской поверхностей.

Некоторое различие турнейского и тульского структурных планов связано с выявлением скважинами №№ 2 и 1 визейского вреза, изменившего строение северо-западной периклинали Горского поднятия. В разрезах этих скважин толщина яснополянских терригенных отложений увеличивается с 12-15 м до 26-27 м (рис.3).

Во врезовой скв. № 2, помимо пласта Сбр-3, в разрезе присутствует пласт Сбр-2. Пласты разделены перемычкой из аргиллитов толщиной почти 7,0 м.

Следует отметить, что по ГИС в скв.№1 выделяют угли толщиной 2,9 м и в скв. №2 – возможно уголь толщиной 5,9 м при высоких показателях глинистости.

Опробование Сбр-3 в скв.№1 дало приток нефти дебитом 5 т/сут, Сбр-2 в скв.№1 – приток дебитом 7.8 т/сут.

В отложениях турнейского яруса залежи нефти связаны с карбонатными породами-коллекторами кизеловско-черепетского и упино-малевского горизонтов. При интерпретации продуктивной части турнейских отложений отмечается некоторая противоречивость. Так, в скв. № 111 подошва нефтенасыщенного интервала по ГИС проведена на абс. отм. -1199.6, на 6 м ниже, чем в скв. № 1. При перфорации в скв. № 111 интервала 1193.6-1203.6 м при сопротивлении 24 Омм получен дебит нефти 0.25 т/сут и 0.1 м^3/сут технической воды. По-видимому, это уплотненный коллектор с граничными значениями пористости (менее 9 %) и нефтенасыщенности (Кн-50%).

При этом в скв. № 1 остаточно нефтенасыщенный пласт выделен в интервале 1340.8-1346 м (-1188.3-1193.4 м), также интервал 1346-1356 м (-1193.4-1203.1 м абс. выс.) проинтерпретирован как остаточно нефтенасыщенный при Кп-8.4, т.е. при значении ниже граничного, что позволяет считать слагающие его породы неколлекторами. В то же время в соседней скв. №2 турнейские отложения обводнены.

Таким образом, по пробуренным скважинам:

- уточнили контуры выявленных залежей и распределение нефтенасыщенных толщин продуктивных пластов;
- подтвердили структуру, выявленную сейсморазведочными работами по МГ В и У, и вскрыли визейский врез.

Следует отметить, что переинтерпретация данных сейсморазведки с учетом новых детализационных профилей и переобработки старых материалов с использованием новейших средств обработки данных с детальным динамическим анализом временных разрезов повысит достоверность геологического строения и надежность бурения.

В настоящий момент обе пробуренные скважины добывают нефть из башкирских и бобриковских отложений.

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РЕШЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ

Р. Ш. Муфазалов

НПФ «Тимурнефтегаз», г.Октябрьский, РБ

E-mail: tng41@inbox.ru

Научно-производственная фирма «Тимурнефтегаз» в тесном контакте с производственными предприятиями ведет целенаправленные исследования по научному обоснованию и решению технологических и экологических проблем в рамках реализации Государственных программ «Концепция государственной экологической безопасности РТ до 2015 гг.» и «Концепция освоения ресурсов природных битумов до 2020 г.».

Замена устаревших традиционных технологий в нефтегазохимическом комплексе на высокопроизводительные экологически чистые технологии является в настоящее время не только актуальной, но и весьма необходимой задачей.

В последние годы поиски новых энергосберегающих технологий привели к нетрадиционным методам решений экологических и технологических проблем в нефтегазохимическом комплексе.

На базе теоретических и экспериментальных исследований в области гидродинамики и нелинейной гидроакустики, проведенных в ИМАШ им. А.А.Благонравова РАН и НПФ “Тимурнефтегаз”, удалось установить целый ряд принципиально новых эффектов и явлений, существо которых заключено в том, что при малых энергозатратах происходит преобразование энергии колебаний и волн в энергию других форм физико-химических процессов. К таким эффектам относятся многократное увеличение скоростей движения жидкостей и газов в капиллярах и пористых средах; управляемая гидроакустическая турбулизация гетерогенных систем; радикальное перераспределение гидродинамического и гидростатического давлений; интенсификация тепломассообменных процессов; эмульгирование и гомогенизация на основе гидроакустической кавитации, снижение межфазных связей и сил поверхностного натяжения; саморегулируемость и самонастройка нелинейных гидроакустических волн к работающей системе.

На основе этих эффектов разработаны энергосберегающие, экологически чистые технологии, не имеющие аналогов в мировой практике для самых различных отраслей промышленности. Реализация этих технологий на

практике потребовала проектирования, изготовления и испытания специальных аппаратов и устройств на волновых принципах, что в конечном итоге привело к разработке и созданию целого комплекса гидроакустической технологии и техники для решения следующих задач в нефтегазохимическом комплексе:

– решение технологических и экологических проблем в процессе проводки скважин и повышение технико-экономических показателей бурения;

– снижение перетоков пластовой жидкости, газо-водо-нефтепроявлений, поглощений и обвалов в процессе бурения;

– гомогенизация, диспергирование бурового и цементного растворов и повышение их реологических свойств;

– сокращение сроков освоения новых скважин и увеличение их дебита;

– повышение качества цементирования обсадных колонн и других ремонтно-изоляционных работ;

– приготовление различных эмульсий для глушения притока при капитальном ремонте и освоении скважин;

– повышение нефтегазоотдачи пласта путем комплексного воздействия с другими методами МУН;

– повышение дебита добывающих скважин в последней стадии эксплуатации месторождения;

– повышения приемистости нагнетательных скважин;

- интенсификация различных химико-технологических процессов в нефтехимической промышленности.

Проблемой номер один для всех нефтедобывающих регионов мира является сохранение потенциальной продуктивности пласта в процессе его вскрытия бурением. Особенно актуальна данная проблема для старых месторождений, месторождений с низкими пластовыми давлениями, а также содержащих высоковязкую нефть. Поэтому самым ответственным этапом строительства скважины считается качественное и чистое вскрытие продуктивного пласта, т.к. от чистоты и качества вскрытия полностью зависит уровень начального дебита, длительность эффективной эксплуатации скважины и коэффициент нефтеизвлечения в период разработки месторождения.

Сушествующие и широко применяемые в настоящее время способы вскрытия и заканчивания скважины далеко не совершенны как с технической, так и технологической точек зрения. В большинстве случаев они не обеспечивают оптимального коэффициента продуктивности пласта и нефтеизвлечения, особенно в условиях низкопродуктивных коллекторов и месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации.

В процессе первичного вскрытия пласта твердая мелкодисперсная фаза буровой жидкости и выбуренной породы, глинистые глобулы, кристаллы утяжелителей, полимеры проникают одновременно с фильтратом в поры и трещины коллектора. Глубина проникновения фильтрата кратно превышает глубину перфорационных каналов, что и является главным фактором ухудшения притока нефти. Это результат несоответствия физико-химического состава и реологических параметров буровой жидкости, а также несовершенства гидравлической программы и режима вскрытия пласта бурением.

В естественном состоянии коллектор находится под всесторонним сжатием горно-, гидро- и геостатического давлений. В процессе вскрытия пласта бурением нарушается естественное напряженное состояние с деформационными изменениями и появлением сдвиговых напряжений. Иногда такие напряжения превышают предел прочности породы, особенно при анизотропии пород с различными значениями модуля упругости, предел прочности и коэффициент объемного расширения. Анизотропность приводит к асимметричным деформационным напряжениям, преимущественно в околоскважинном пространстве, в зонах концентрации напряжения – трещинах и кавернах. Появляется деформационная анизотропность пористости и проницаемости. Это следующая причина снижения притока нефти в скважину.

Проблема усугубляется тем, что проникновение твердовзвешенной фазы с фильтратом буровой жидкости и деформационные изменения коллектора происходят одновременно по мере его вскрытия, вызывая необратимые процессы, такие как эффект защемления или запирания. Наиболее чувствительны к деформационным изменениям карбонатные коллекторы, что обусловлено их трещиноватостью.

Для решения этой проблемы в научно-производственной фирме «Тимурнефтегаз» разработана реактивно-акустическая техника (РАТ) и технология для бурения основного ствола и первичного вскрытия продуктивного горизонта наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а также боковых стволов. Данная технология с успехом прошла промышленные испытания в различных регионах России и за рубежом. Хорошие результаты по применению данной технологии получены в ОАО «Татнефтепром», где пробурено более 100 скважин. Промышленное применение данной технологии показало следующие положительные результаты: повышается эффективность разрушения породы и увеличивается скорость бурения от 40% до 90%; повышается срок службы долота в скважине и увеличивается его проходка до двух раз; снижается диаметральный износ долота, особенно калибрующих элементов, при этом исключается повторная проработка и повышается качество ствола скважины; в процессе бурения буровой раствор подвергается волновой обработке, диспергируется, гомогенизируется и в результате улучшаются его реологические качества; создается тонкий защитный экран вокруг стенки скважины, предотвращающий проникновение бурового и цементного растворов в продуктивный и водяные пласты и, как следствие, их загрязнение (обеспечивается подземная экология и чистота продуктивного пласта); предотвращаются небольшие (до 15м^3/час) поглощения в процессе бурения, образование наддолотных сальников, обвалов, прихватов при бурении, особенно на горизонтальном участке; снижается сила трения бурильной колонны на горизонтальном и наклонном участках ствола и обеспечивается требуемая нагрузка на долото; усилие реактивно-акустической тяги при бурении горизонтального участка ствола

сопоставимо с осевой нагрузкой на долото и обеспечивает плавность его нагружения; сроки освоения продуктивных пластов, вскрытых данной технологией, в 1,5 раза меньше нормативного срока, а дебит в 1,5–2 раза превышает дебит пласта, вскрытого по обычной технологии.

В условиях гидроакустического поля объем фильтрата, проникающего в пласт в процессе бурения, в 2…4 раза меньше, чем в статических и динамических условиях фильтрации. На рис. 2 приведены кривые изменения скорости фильтрации (кольматации) во времени в статических (1), динамических условиях (2) и при гидроакустическом воздействии (3). Проведенные исследования процессов фильтрации показывают, что при гидроакустическом воздействии образование защитного экрана ускоряется в 10 и более раз, в результате скорость фильтрации через 15…20 секунд становится близкой к нулю, и степень кольматации достигает 92…96 %, а объем фильтрата, проникшего в пласт, снижается в десятки раз. На рис.3 показана сравнительная диаграмма бурения с традиционной и гидроакустической технологиями.

В настоящее время завершены исследования по использованию гидроакустического аэрирования буровго раствора в процессе вскрытия прдуктивного пласта на месторождениях с низкими пластовыми давлениями. Аэрированные буровые растворы в гидроакустическом поле позволяют создавать управляемую депрессию на пласт за счет плавного регулирования степени аэрации, усиливают амплитудно-частотные параметры гидроакустического генератора, способствуют лучшей очистке призабойной зоны и обеспечивают чистоту вскрытия продуктивного пласта. Воздействие гидроакустического поля позволяет эффективно управлять структурно-механическими свойствами дисперсных систем, каковыми являются аэрированные буровые растворы.

Рис. 1. После успешного завершения бурением очередной горизонтальной скважины с применением РАТ 149,2. (Co. Saudi Aramco).

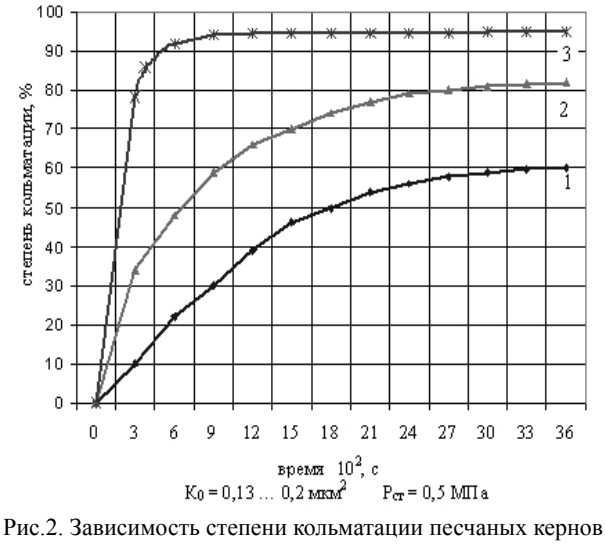


Рис.2. Зависимость степени кольматации песчаных кернов при статических (1), динамических (2) условиях и при гидроакустическом воздействии (3) во времени.

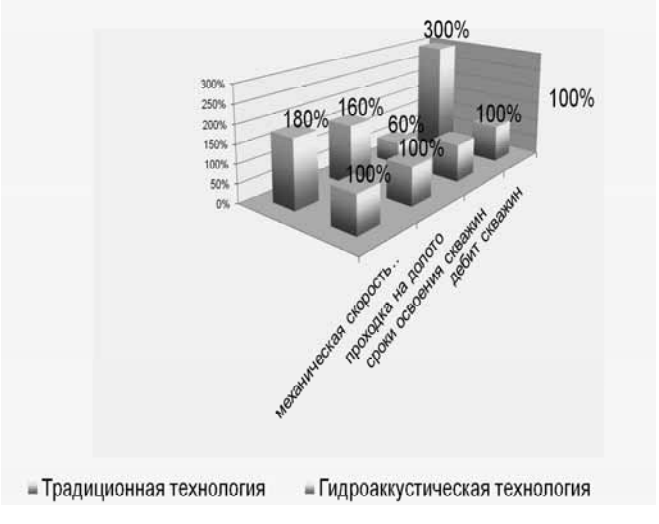


Рис.3. Результаты бурения с использованием гидроакустической технологии.

Создана гидроакустическая техника и экологически чистая технология для освоения скважины (рис.4) и интенсификации притока без применения кислотосдержащих и других реагентов.

Восстановление продуктивности пласта осуществляется с помощью гидроакустической техники и технологии путем генерирования в призабойной зоне гидроакустических волн и поддержания волнового режима. Технология сопровождается мощным направленным фильтрационным потоком пластовой жидкости, что восстанавливает коллекторские свойства пласта, подключает новые, не работавшие ранее пропластки, застойных зон подошвы и кровли пласта, что в конечном счете приводит к повышению нефтеизвлечения пластов. Для реализации этой технологии разработан многофункциональный гидроакустический генератор нового поколения, работающий в режиме параметрического усиления амплитудно-частотных характеристик. Выходные параметры данного устройства позволяют с большей эффективностью использовать его для освоения скважин и проведения ОПЗ малодебитных скважин, перевода бездействующих скважин в фонд нагнетательных и увеличения их приемистости без применения

кислотсодержащих и других экологически грязных компонентов. Вместе с тем, данное гидроакустическое устройство предназначено для получения различных эмульсий, в т.ч. водо-нефтяных и водно-битумных с различными реологическими параметрами для глушения и проведения ОПЗ продуктивного пласта, а высоковязких водно-битумных эмульсий для регулирования и ограничения водопритока.

Результаты гидроакустического воздействия на призабойную зону малодебитных скважин в условиях Канады, Пермской области и Татарстана показали, что дебит нефти увеличивается в 1,5…2,0 раза. Данная технология показала высокую эффективность при малой себестоимости (рис.5).

Рис. 4.Скважинные гидроакустические насосы для освоения скважины.

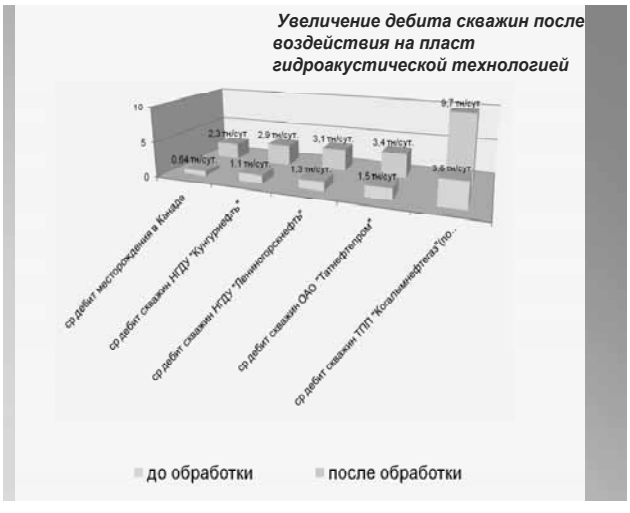


Рис.5. Результаты воздействия на пласт гидроакустической технологией.

Гидроакустическая технология может интенсифицировать в десятки и более раз тепло-массообменные процессы и химических реакций. В связи с этим данная технология в будущем может быть с большим успехом использована для значительного повышения эффективности применения химико-биологических, физических и других методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Для реализации этой технологии разработан многофункциональный гидроакустический генератор нового поколения, работающий в режиме параметрического усиления амплитудно-частотных характеристик. Выходные параметры данного устройства позволяют с большей эффективностью использовать его для освоения скважин и проведения ОПЗ малодебитных скважин, перевода бездействующих скважин в фонд нагнетательных и увеличения их приемистости без применения кислотсодержащих и других экологически грязных компонентов. Вместе с тем, данное гидроакустическое устройство предназначено для получения различных эмульсий, в т.ч. водонефтяных и водно-битумных с различными реологическими параметрами для глушения и проведения ОПЗ продуктивного пласта, а высоковязких водно-битумных эмульсий для регулирования и ограничения водопритока.

С 1997 года на скважинах АО “Татнефтепром” начали использовать гидроакустическую технологию в комплексе с другими методами воздействия на пласт. По скважинам, обработанным комплексным методом, успешность составляет 100%, а суммарный эффект превышает сумму эффектов от применения отдельных технологий.

Средняя продолжительность эффекта составляет 305 суток. Технико-экономическими расчетами установлено, что технология проведения интенсификации притока с использованием гидроакустического метода является экономически рентабельной.

Разработан и создан целый комплекс гидроакустической техники и технологии для решения следующих технологических задач в нефтехимическом комплексе:

- повышение производительности различных химико-технологических установок, особенно в области нефтехимии и нефтепереработки; акустические волновые форсунки для повышения полноты сгорания и снижения окислов азота и углерода при сжигании газообразных, жидких и многофазных нефтепродуктов; повышение качества продукции и производительности установок для производства технического углерода; повышение производительности установок для выпуска окисленного и вакуумированного битума и его качества; приготовление растворов и микстур; гидроакустические вакуум-насосы, дозаторы, гомогенизаторы для различных технологических процессов.

На Уруссинском химическом заводе построен и запущен в эксплуатацию высокопроизводительный гидроакустический реактор для диспергирования и растворения сыпучих компонентов, а также две промышленные установки для смешивания жидких композиций и получения различных эмульсий, деэмульгаторов и ингибиторов коррозий. Эти установки по производительности в 6-8 раз превосходят (рис.6) сушествующих и полностью исключают испарение и выбросы вредных компонентов в атмосферу.

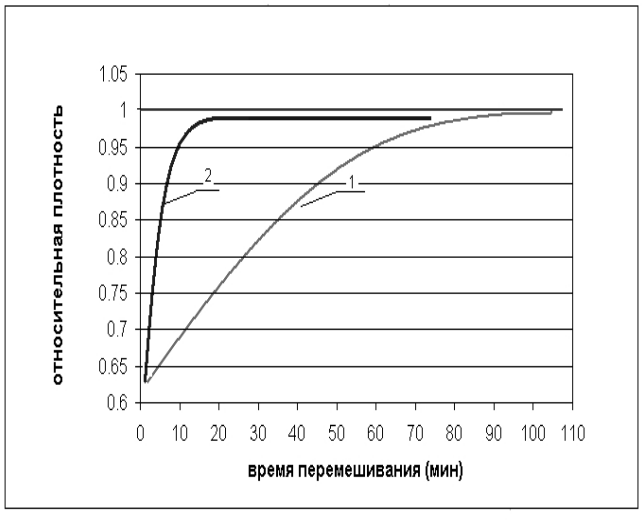


Рис.6. График зависимости относительной плотности смеси от времени перемешивания
1 – при использовании традиционной технологии;
2 – при использовании гидроакустической технологии.

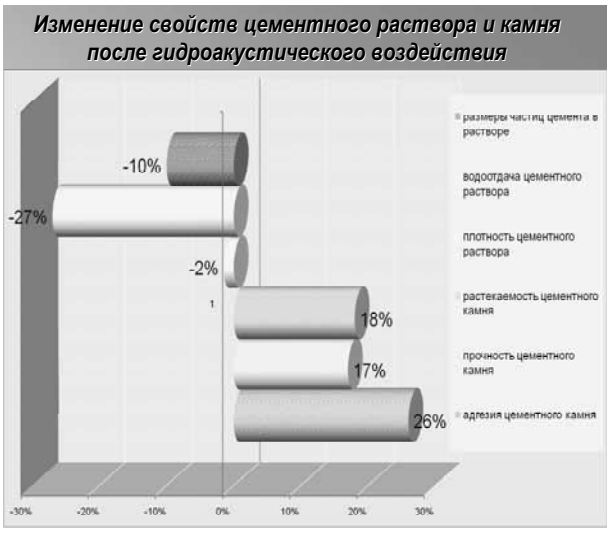


Рис.7. Результаты гидроакустической обработки цементного раствора.

На основе гидроакустического гомогенизатора создана технология акустического крепления скважины и цементирования эксплуатационных колонн. Известно, что цементное кольцо в межтрубном пространстве разрушается по следующим причинам: плохое качества цемента и раствора, низкая механическая прочность цементного камня, неравномерность толщины цементного кольца, плохая адгезия цементного камня со стенкой скважины и колонной, образование трещин при кумулятивной перфорации и вибрации скважинного оборудования, различные коэффициенты температурного расширения цемента, колонны и породы, коррозия цементного камня. Все это приводит к межпластовым перетокам, загрязнению подземных вод, особенно питьевых пропластков и необратимому нарушению гидрогеоэкологической чистоты недр.

При акустической обработке цементного раствора получены следующие результаты: водоотдача раствора снижается на 27%, растекаемость увеличивается на 18%, размер частиц суспензии снижается на 10%, прочность на изгиб увеличивается на 17%, на сжатие – на 24%, адгезия по металлу увеличивается на 26%. Все образцы цементного камня после гидроакустического воздействия непроницаемы по газу и воде (рис.7).

Создана акустическая форсунка, исключающая выбросов окислов (оксидов) углерода, азота, серы, как кислотобразующих, тепличных и азоноразрушающих газов. Такая форсунка в сравнении с обычной при одинаковой тепловой мощности дает до 30% экономию топлива.

Гидроакустическая техника и технология по своей простоте использования, надежности, эффективности и многофункциональности назначения является уникальной, не имеющей аналогов в мировой практике. На основе гидроакустической технологии создан целый ряд устройств, реализующих эту технологию в нефтедобывающей, нефтехимической и других отраслях промышленности и существенно превосходящих по основным показателям результаты традиционных технологий. Разработки защищены патентами Российской Федерации, ведущих стран Европы, США, Канады, Японии.

Следует отметить, что гидроакустическая технология, применяемая в различных технологических процессах, является исключительно экологически чистой и физиологически безопасной, что очень важно для широкого использования в нефтегазохимическом комплексе.

СКИН-ФАКТОР ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ЗАВИСИМОСТИ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА, СКВАЖИНЫ И ОБОРУДОВАНИЯ

Р.Ш. Муфазалов
НПФ «Тимурнефтегаз», г. Октябрьский
E-mail: tng41@inbox.ru

Введение

Впервые Van Everdingen A. F. и Hurst N. (1949) ввели понятие «скин–эффект» [5] для оценки состояния призабойной зоны скважины и указали, что падение забойного давления в результате ухудшения проницаемости пласта пропорционально скин–эффекту (S)

$$\Delta Ps = \frac{Q\mu}{2\pi kh} S \quad (1^*). \qquad (1^*)$$

Hawkin M.F.(1956), используя (1*), предложил для расчета ***S*** формулу

$$S = (\frac{k}{k_s} - 1)\ln\frac{R_s}{r_c},$$

вошедшую в учебную и научную литературу, как HawkinS' formula [5].

Термин скин-эффект был введен в области электротехники, как поверхностный эффект в металлах задолго до вышеуказанных авторов.

Более подходящим понятием применительно для оценки состояния продуктивного пласта было бы понятие «скин–фактор».

Распространенное истолкование о скин–факторе (S) и его определение в работе [6], как эффект несовершенства заканчивания скважины далеко не полностью раскрывает физический смысл и механизмы его возникновения.

Вопрос о значении *S* постоянно обсуждается в научных публикациях и конференциях. По сей день остаются открытыми и дискуссионными наиболее принципиальные вопросы: область существования значений *S* и его принадлежность, неопределенность положительного и отрицательного знака его значений. Отсутствие строгой теории вывода его формулы. По формуле HawkinS' M.F. *S* может иметь значение от - ∞ до 0 и от 0 до + ∞ без принадлежности области определения, существования практического применения.

В настоящее время в вузовских учебниках и учебных программах для подготовки инженеров–нефтяников отсутствует этот важный раздел науки.

В работах [2…4] подробно и последовательно излагается аналитический вывод формулы для расчета *S*, физический смысл и геометрическая интерпретация его значения. Аналитический вывод формулы *S* подтверждается выводом формулы через индикаторные линии «дебит-уровень», «дебит-давление» и по значениям забойного давления и потенциального дебита. Подробно излагаются источники и механизмы нарушения фильтрационно-емкостных параметров (ФЕП) околоскважинного пространства продуктивного пласта, влияющие на величину *S*.

На всех этапах жизнедеятельности нефтегазового месторождения ФЕП продуктивного пласта находятся в динамической взаимосвязи со всеми технологическими операциями, проводимыми в процессе нефтеизвлечения, включая его первичное вскрытие. Любые процессы, приводящие к снижению проницаемости и пористости коллектора и увеличению потери давления при фильтрации пластовой жидкости, отражаются на величине *S*. В связи с этим значение S, как комплексный интегральный параметр, принимает особый статус при гидродинамических и геофизических методах исследований скважин для оценки качества вскрытия продуктивного пласта, прогнозирования его энергетического состояния, фильтрационных свойств, продуктивности, потенциального дебита и коэффициента нефтеотдачи пласта в целом. В связи с этим данная проблема заслуживает самого внимательного подхода и изучения.

Таблица

Исторические ошибки и заблуждения, допущенные в теории гидродинамики нефтяного пласта при выводе формулы Skin Effect (1949)

<table>
<tr><td>Van Everdingen A.F., Hurst N.(1949) [5]</td><td>МуфазаловР.Ш. (2005) (см.вывод формулы13)</td></tr>
<tr><td>$\Delta P_S = \frac{Q\mu}{2\pi kh} S$ (1)</td><td>$\Delta P_S = \frac{Q\mu}{2\pi k_S h} \cdot \ln\frac{R_S}{r_c} S$ (1)</td></tr>
<tr><td colspan="2">Разница в потерях давления с нарушенной и естественной проницаемостью пласта составит [5] и (формула14)
$\Delta P_S = \frac{Q\mu}{2\pi k_S h} \cdot \ln\frac{R_S}{r_c} - \frac{Q\mu}{2\pi kh} \cdot \ln\frac{R_S}{r_c}$ (2)</td></tr>
<tr><td colspan="2">Решая совместно (1) и (2), получена формула (3) для расчета Скин-фактора S</td></tr>
<tr><td>Hawkin M.F. (1956)
$S = (\frac{k}{k_S} - 1)\ln\frac{R_S}{r_c}$ (3*)</td><td>Муфазалов Р.Ш. (формула16)
$S = (1 - \frac{k_S}{k})$ (3)</td></tr>
<tr><td colspan="2">Так как $k_S < k$, область принадлежности S</td></tr>
<tr><td>$S \in (-\infty;0) \cup (0;+\infty)$</td><td>$S \in (0;1]$</td></tr>
</table>

Во-первых, по законам гидродинамики нефтяного пласта, при фильтрации жидкости значение ΔPs имеет логарифмическую природу, т.е. ΔPs снижается по логарифмической кривой, а в формуле 1(см. табл.) V.Everdingen A.F. и Hurst N. это не учтено. Эта ошибка внесла в значение S неопределенность и ± ∞. Во-вторых, согласно формуле(1) V.Everdingen A.F.и Hurst N., потери забойного давления ΔPs не зависит от радиуса нарушения проницаемости

пласта (скин-слоя), это противоречит законам гидродинамики пласта и занижает реальное значение S, с чем нельзя согласиться. В-третьих, при определении ΔP_S не учтен коэффициент проницаемости ks скин-зоны.Эта ошибка привела к полному искажению значения S. Таким образом, при выводе формулы(1) ΔPs V.Everdingen A.F.и Hurst N.(1949) нарушена математическая логика и допущены серьезные ошибки. Hawkin M.F. (1956), используя ошибочную формулу (1) и решая совместно (1) и (2), получил формулу (3*) со всеми вышеуказанными ошибками для определения Скин-фактора S , которая вошла в учебную и научную литературу как Hawkins' formula. Согласно этой формуле, S может принимать значения от минус бесконечности до нуля и от нуля до плюс бесконечности без принадлежности области определения, существования и практического применения.

В связи с этим, в данной работе подробно и последовательно изложен аналитический вывод формулы зависимости ΔPs (13) и формулы для расчета скин-фактора *S*. Аналитический вывод формулы S подтверждается выводами формулы S через индикаторные линии «дебит-уровень», «дебит-давление» и по значениям забойного давления и потенциального дебита, приводится фундаментальное заключение и фундаментальные зависимости параметров пласта, скважины и оборудования для определения значения S и полного анализа состояния пласта и всестороннего проведения гидродинамических и технологических исследований системы-«пласт-скважина-оборудование».

Вывод формулы скин-фактора

Чтобы вывести формулу для определения значения скин–фактора S, рассмотрим однородный продуктивный пласт вокруг стенки скважины с коэффициентом проницаемости k, радиусом скважины r_c, радиусом контура питания $R_к$, пластовым давлением $P_{пл}$ и мощностью пласта h (см. рис. 1).

Выделим внутри пласта кольцевой слой с радиусом r и толщиной dr, ограниченной поверхностями с однородной проницаемостью *k*. Направление фильтрации жидкости – радиальное.

В соответствии с линейным законом фильтрации общий расход жидкости *Q* через единицу площади *F* равен

$$Q = \frac{\kappa \cdot F}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr}, \tag{1}$$

где k – коэффициент проницаемости;

F – площадь фильтрации жидкости, F=2πrh;

μ – динамическая вязкость пластовой жидкости;

$\frac{dP}{dr}$ – радиальный градиент давления.

Уравнение (1) перепишем в виде

$$Q = \frac{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr}. \tag{2}$$

Разделив переменные, запишем

$$dP = \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \frac{dr}{r}. \tag{3}$$

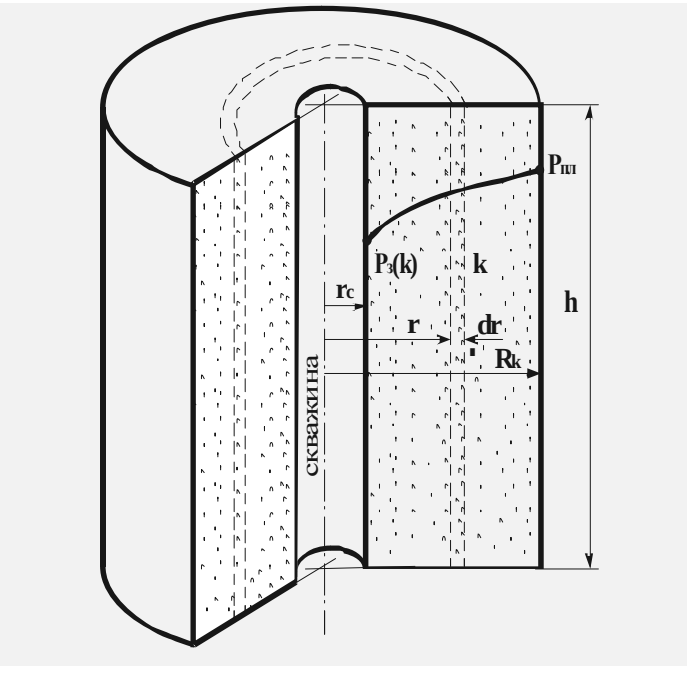


Рис.1. Кривая изменения пластового давления в околоскважинном пространстве при естественной проницаемости пласта k; $P_{пл}$ – пластовое давление; $P_{з(k)}$ – забойное давление; r_c – радиус скважины; $R_к$ – радиус контура питания скважины; h – мощность пласта.

Интегрирование этого уравнения дает

$$P = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln r + C . \qquad (4)$$

Подставляя значения переменных на границах стенки участка dr, а именно при $r = R_к$, $P = P_{пл,}$ при $r = r_c$, $P = P_{з(к)}$ в уравнение (4), получим следующие два уравнения

$$P_{пл} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln R_k + C ; \qquad (5)$$

$$P_{з(к)} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln r_c + C , \qquad (6)$$

где $P_{з(к)}$ – давление у стенки скважины (забойное давление) при естественной проницаемости k пласта.

Вычитая из уравнения (5) уравнение (6), находим потери давления при фильтрации пластовой жидкости в скважину

$$P_{пл} - P_{з(к)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h \cdot k} \cdot (\ln R_k - \ln r_c) = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} ;$$

или

$$P_{пл} - P_{з(к)} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} . \qquad (7)$$

Следовательно, перепад давления в околоскважинном пространстве при фильтрации жидкости прямо пропорционален натуральному логарифму отношения радиуса контура питания пласта $R_к$ к радиусу скважины r_c, и обратно пропорционален коэффициенту проницаемости k пласта.

Следует отметить, что вывод уравнения (7) аналогичен выводу уравнения теплопроводности цилиндрической стенки [1], а в теории однофазной фильтрации уравнение (7) называется формулой Дюпюи.

Уравнение (7) представляет собой уравнение логарифмической кривой, следовательно, при фильтрации жидкости через проницаемый пласт, давление пласта $P_{пл}$ уменьшается по логарифмической кривой (см. рис. 1). Для дальнейших рассуждений логарифмическую кривую снижения давления из рис. 1 перенесем на рис. 2 (кривая 1).

Ухудшение проницаемости околоскважинного пространства от k до k_s на величину Δk приводит к снижению забойного давления от $P_{з(к)}$ до $P_{з(кs)}$ на величину ΔPs (см. рис. 2), где Рз(к) – забойное давление при естественной проницаемости k пласта, а Рз(кs) – забойное давление при ухудшенной проницаемости ks пласта.

Давление пласта в контуре питания при $R_к = R_s$ равно $P_{Rs.}$

Кривая 1 характеризует падение пластового давления при фильтрации жидкости в околоскважинном пространстве с естественной проницаемостью k пласта, следовательно, уравнение (7) примет вид

$$\Delta P(к) = P_{Rs} - P_{з(к)} = \frac{Q\mu}{2\pi hk} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} . \qquad (8)$$

Кривая 2 характеризует падение пластового давления при фильтрации жидкости с ухудшенной проницаемостью пласта k_s, следовательно, уравнение (8) примет вид

$$\Delta P(ks) = P_{Rs} - P_{з(кs)} = \frac{Q\mu}{2\pi h \dfrac{}{k_s}} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} . \qquad (9)$$

Перепад давления ΔP_s, полученный разностью значений между $P_{з(к)}$ и $P_{з(кs)}$ (см. рис. 2), является результатом скин–фактора S, т. е.

$$\Delta P_S = P_{з(к)} - P_{з(ks)} . \qquad (10)$$

Падение пластового давления ΔP(ks) в скин-слое составит (см. рис.2 и формулу (9)).

$$\Delta P(ks) = PRs - Pз(ks). \qquad (11)$$

Падение забойного давления на величину ΔPs пропорционально скин-фактору S, следовательно

$$\Delta Ps = (PRs - Pз(ks)) S . \qquad (12)$$

Пользуясь уравнениями (9) и (12), запишем падение забойного давления в результате нарушения проницаемости пласта

$$\Delta P_S = \frac{Q \cdot \mu}{k_s \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \cdot S . \qquad (13)$$

Вычитая из уравнения (9) уравнение (8), получим разницу в потерях давления в пласте с нарушенной и естественной проницаемостью

$$\Delta P_S = (P_{Rs} - P_{з(Ks)}) - (P_{Rs} - P_{з(к)}),$$

или

$$\Delta P_S = \frac{Q \cdot \mu}{k_s \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} - \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \quad (14)$$

Приравнивая правые части уравнений (13) и (14), имеем

$$\frac{Q \cdot \mu}{k_s \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \cdot S = \frac{Q \cdot \mu}{k_s \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} - \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \quad (15)$$

Из (15) получим формулу для вычисления значения скин – фактора:

Вывод формулы скин-фактора с учетом потери давления в контуре питания скважины и скин-слое

Более привлекательным является вывод уравнения скин-фактора с учетом потери давления при плоско-радиальной фильтрации пластовой жидкости в интервале контура питания (R_k-R_s) с проницаемостью пласта к и в скин-слое (R_s-r_c) с проницаемостью $к_s$ (см. рис. 2).

При этом общий перепад давления в околоскважинном пространстве составит

$$P_{пл} - P_{з(к_s)} = (P_{пл} - P_{Rs}) + (P_{Rs} - P_{з(к_s)}). \quad (17)$$

Потери давления в контуре питания с проницаемостью k составит

$$P_{пл} - P_{Rs} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot hk} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s}. \quad (18)$$

Потери давления в скин-слое с проницаемостью k_s составят

$$P_{Rs} - P_{з(к_s)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot hk_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \quad (19)$$

Подставляя значения (18) и (19) в (17), получим

$$P_{пл} - P_{з(кs)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot hk} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s} + \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot hk_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{1}{\text{k}} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s} + \frac{1}{k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}\right). \quad (20)$$

Потери давления в околоскважинном пространстве при естественной проницаемости пласта (кривая 1) составят

$$\boxed{S = \left(1 - \frac{к_s}{к}\right)} \quad (16)$$

$$P_{пл} - P_{з(к)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot hk} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}. \quad (21)$$

Вычитая (21) из (20), получим потери давления ΔP_s в скин-слое

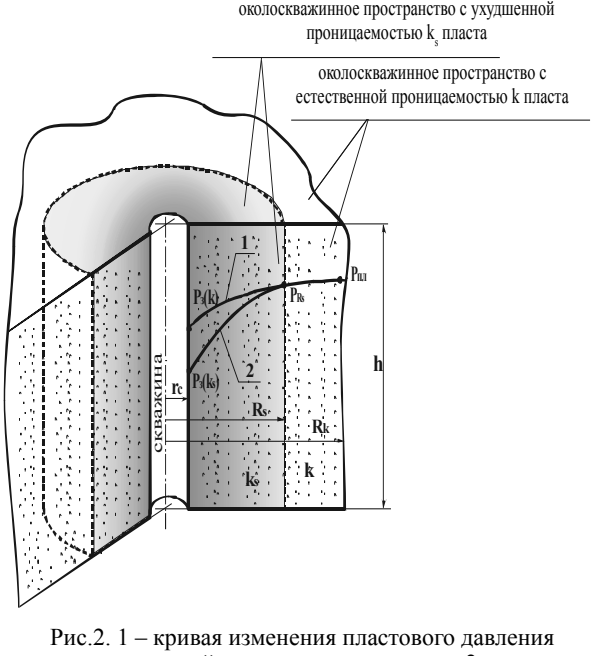


Рис.2. 1 – кривая изменения пластового давления при естественной проницаемости пласта; 2 – кривая изменения пластового давления при ухудшенной проницаемости пласта; k – коэффициент естественной проницаемости пласта; k_s – коэффициент ухудшенной проницаемости пласта; $P_{пл}$ – пластовое давление на контуре питания; P_{Rs} – пластовое давление на контуре R_s; $P_{з(ks)}$ – забойное давление при ухудшенной проницаемости пласта; R_s – радиус нарушения проницаемости; h – мощность пласта.

$$\Delta P_s = P_{з(к)} - P_{з(кS)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot (\frac{1}{k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s} + \frac{1}{k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} -$$
$$- \frac{1}{k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}) = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot (\frac{1}{k} \cdot \ln \frac{r_c}{R_s} + \frac{1}{k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}) = \quad (22)$$
$$\frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot (\frac{1}{k_s} - \frac{1}{k}) \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} =$$
$$= \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot (\frac{k - k_s}{k \cdot k_s}) \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}.$$

Пользуясь уравнением (12), запишем

$$S = \frac{\Delta P_S}{P_{Rs} - P_{з(к_s)}}. \quad (23)$$

Подставляя (19) и (22) в (23), получим

$$S = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot (\frac{k - k_s}{k \cdot k_s}) \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \div \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h \cdot k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} =$$
$$= \frac{(k - k_s) \cdot k_s}{k \cdot k_s} = \frac{k - k_s}{k},$$

или

$$\boxed{S = (1 - \frac{\kappa_s}{\kappa})} \quad (24)$$

Влияние скин-слоя (радиуса загрязнения) и нарушение проницаемости на величину притока жидкости в скважину

Рассмотрим отношение потери давления ΔP_s в скин-слое (22) к потери давления при отсутствии скин-слоя $(P_{пл} - P_{з(к)})$ (21).

$$\Delta P_S = \frac{Q_{ж(к_s)} \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot (\frac{k - k_s}{k \cdot k_s}) \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}, \quad (25)$$

где $Q_{ж(кs)}$ – приток жидкости при проницаемости пласта $к_s$, т. е. при наличии скин-слоя.

$$P_{пл} - P_{з(к)} = \frac{Q_{ж(к)} \cdot \mu}{2\pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}, \quad (26)$$

где $Q_{ж(к)}$ – приток жидкости при проницаемости пласта *к*, т. е. при отсутствии скин-слоя.

$$\frac{\Delta P_S}{P_{пл} - P_{з(к)}} = \frac{Q_{ж(к_s)} \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot (\frac{k - k_s}{k \cdot k_s}) \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \div$$
$$\div \frac{Q_{ж(к)} \cdot \mu}{2\pi \cdot hk} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} = \left[(\frac{\kappa}{\kappa_s} - 1) \cdot \frac{Q_{ж(к_s)}}{Q_{ж(к)}} \right] \frac{\ln \frac{R_s}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (27)$$

Из анализа безразмерного выражения (27) следует важный вывод, что на снижение притока главный вклад вносит ухудшение проницаемости пласта, а радиус загрязнения (скин-слой) на приток влияет логарифмически, т.е. незначительно по сравнению с ухудшением проницаемости.

Вывод формулы скин-фактора через индикаторные линии $P=f(Q_ж)$ и $h=f(Q_ж)$

Рассмотрим полную геометрическую интерпретацию совместной работы пласта и скважины (см. рис. 3.) в координатах: P, $h=f(Q_ж)$, (более подробно см. [2,3,4]).

Вывод формулы скин-фактора через индикаторные линии «дебит-давление» при $P_з$=const и $h_д$=const

Приток жидкости при естественной продуктивности пласта *K*:

$$Q_{ж(к)} = K \cdot (P_{пл} - Pз) \quad \text{(обозначения на рис.3)} \qquad (28)$$

Приток при ухудшенной продуктивности пласта K_s

$$Q_{жс(ks)} = Ks_s \cdot (P_{пл} - P_з). \qquad (29)$$

Снижение притока жидкости $\Delta Q_ж$ в скважину в результате ухудшения продуктивности пласта от К до $К_s$:

$$\Delta Q_ж = Q_{ж(к)} - Q_{ж(к_s)} = K \cdot (P_{пл} - P_з) - K_s \cdot (P_{пл} - P_з) \qquad (30)$$

Так как снижение притока жидкости в скважину пропорционально скин-фактору, введем обозначение

$$S = \frac{\Delta Q_ж}{Q_{жс(к)}}. \qquad (31)$$

Подставляя (28) и (30) в (31), получим

$$\frac{\Delta Q_ж}{Q_{жс(к)}} = K \cdot (P_{пл} - P_з) - K_s \cdot (P_{пл} - P_з) \div$$

$$\div K \cdot (P_{пл} - P_з) = 1 - \frac{K_s}{K}. \qquad (32)$$

или

$$\boxed{S = (1 - \frac{K_s}{K})} \qquad (33)$$

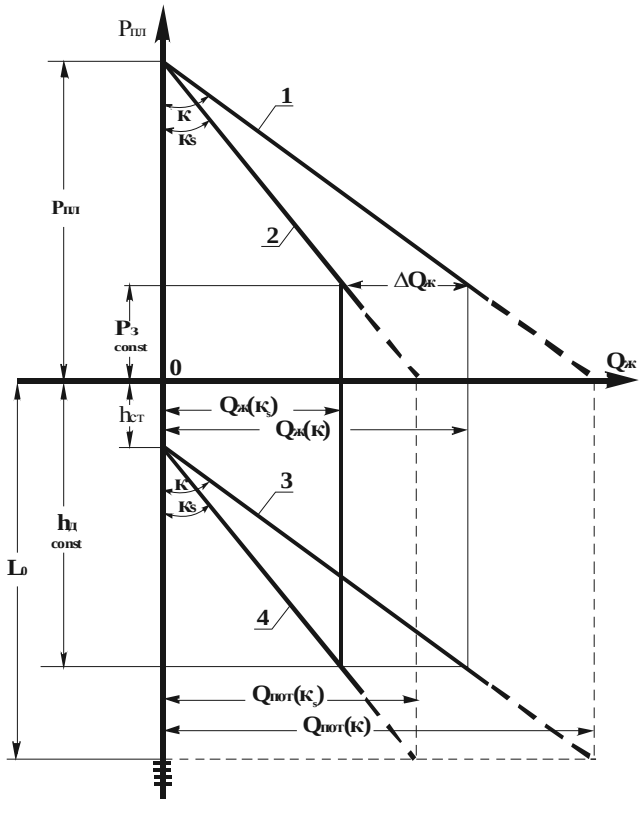


Рис. 3. Геометрическая интерпретация взаимосвязи параметров пласта и скважины для определения скин-фактора при $P_з$-const и $h_д$-const: 1 – индикаторная линия $P_з=f(Q_{ж(к)})$; 2 – индикаторная линия $P_з=f(Q_{ж(кs)})$; 3 – индикаторная линия $h_д=f(Q_{ж(к)})$; 4 – индикаторная линия $h_д=f(Q_{ж(кs)})$; К – коэффициент продуктивности при естественной проницаемости пласта; $К_s$ – коэффициент продуктивности при ухудшенной проницаемости пласта; $Q_{ж(к)}$ – приток жидкости при продуктивности пласта к; $Q_{ж(кs)}$ – приток жидкости при продуктивности пласта $к_s$; $\Delta Q_ж$ – снижение притока в результате ухудшения продуктивности пласта от К до $К_s$; $h_{ст}$ – статический уровень жидкости в скважине; $h_д$ – динамический уровень жидкости в сважине; $Q_{пот}(к)$ – потенциальный приток при продуктивности пласта К; $Q_{пот}(к_s)$ – потенциальный приток при продуктивности пласта $К_s$; L_0- глубина скважины до верхних перфорационных отверстий.

Вывод формулы скин-фактора через индикаторные линии «дебит-уровень» при $Q_ж$=const (см. рис. 4)

Приток жидкости $Q_ж$ при естественной продуктивности пласта К составит

$$Q_ж = K\left[L_0 - (L_0 - h_{д(к)}) - h_{ст}\right] \cdot \rho_{ж} \cdot g \,. \qquad (34)$$

При постоянстве отбора жидкости ухудшение продуктивности от K до K_s приводит к снижению динамического уровня от $h_{д(к)}$ до $h_{д(кs)}$, следовательно:

$$Q_ж = Ks\left[L_0 - (L_0 - h_{д(к_s)}) - h_{ст}\right] \cdot \rho_{ж} \cdot g \,. \qquad (35)$$

Пользуясь (34) и (35), определим динамические уровни при коэффициентах продуктивности К и $К_s$:

$$h_{д(к)} = \frac{Q_ж}{К \cdot \rho_ж \cdot g} + h_{ст}; \qquad (36)$$

$$h_{д(к_s)} = \frac{Q_ж}{К_s \cdot \rho_ж \cdot g} + h_{ст}. \qquad (37)$$

Падение динамического уровня $\Delta h_д$ составит

$$\Delta h_д = h_{д(к_s)} - h_{д(к)}. \qquad (38)$$

Подставляя значения (36) и (37) в (38), получим

$$\Delta h_д = \left(\frac{Q_ж}{К_s \cdot \rho_ж g} + h_{ст}\right) - \left(\frac{Q_ж}{К \cdot \rho_ж g} + h_{ст}\right) = \frac{Q_ж}{\rho_ж g} \cdot \left(\frac{K - K_s}{K \cdot K_s}\right). \qquad (39)$$

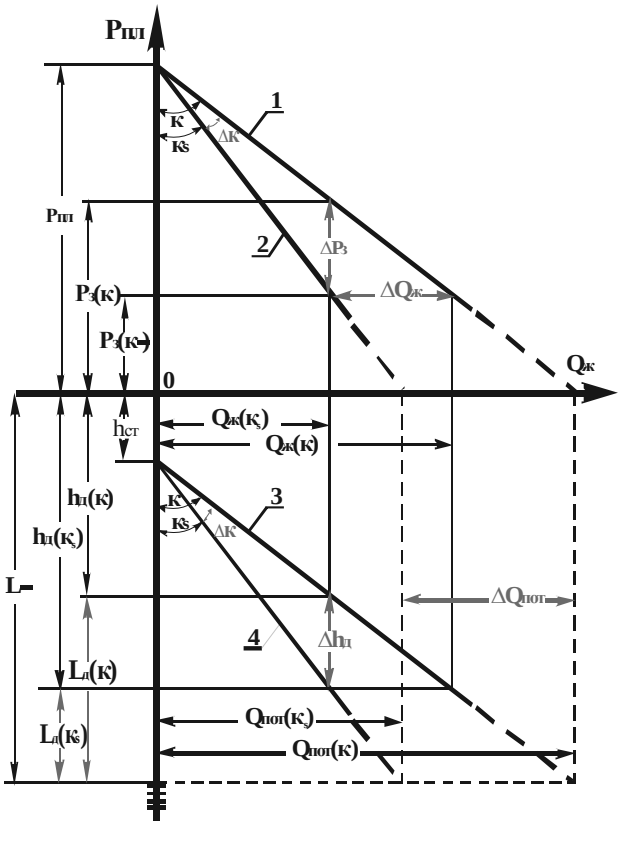


Рис. 4. Полная интерпретация взаимосвязи параметров пласта и скважины для определения скин-фактора: 1 – индикаторная линия $Р_з$=f($Q_{ж(к)}$); 2 – индикаторная линия $Р_з$=f($Q_{ж(кS)}$); 3 – индикаторная линия $h_д$=f($Q_{ж(к)}$); 4 – индикаторная линия $h_д$=f($Q_{ж(кS)}$); К – коэффициент продуктивности при естественной проницаемости пласта; $К_s$ – коэффициент продуктивности при ухудшенной проницаемости пласта; $Q_{ж(к)}$ – приток жидкости при продуктивности пласта к; $Q_{ж(кS)}$ – приток жидкости при продуктивности пласта $к_s$; $\Delta Q_ж$ – снижение притока в результате ухудшения продуктивности пласта от К до $К_s$; $h_{ст}$ – статический уровень жидкости в скважине; $h_{д(к)}$ – динамический уровень при продуктивности пласта К; $h_д(к_s)$ – динамический уровень при продуктивности пласта $К_s$; $\Delta h_д$ – снижение динамического уровня в результате ухудшения продуктивности пласта от К до $К_s$; L – глубина скважины до верхних перфорационных отверстий; Lд(к) – динамическая глубина при продуктивности К; Lд(Ks) – динамическая глубина при продуктивности Ks; ΔР – падение забойного давления в результате ухудшения продуктивности пласта от К до Ks; $Q_{пот}$(к) – потенциальный дебит при продуктивности пласта К; $Q_{пот}(к_s)$ – потенциальный дебит при продуктивности пласта $К_s$; $\Delta Q_{пот}$ – снижение потенциального дебита в результате ухудшения продуктивности пласта от К до $К_s$.

Падение динамического уровня на величину $\Delta h_д$ пропорционально скин-фактору S, введем обозначение

$$S = \frac{\Delta h_д}{h_{д(к_s)} - h_{ст}}. \qquad (40)$$

Пользуясь уравнением (37), запишем

$$h_{д(ks)} - h_{ст} = \frac{Q_ж}{К_s \rho_ж g} \qquad (41)$$

После подстановки (39) и (41) в (40) получим

$$S = \frac{\Delta h_д}{h_{д(к_s)} - h_{ст}} = \frac{Q_{жс}}{\rho_ж g} \cdot (\frac{K - K_s}{K \cdot K_s}) \div \frac{Q_ж}{\rho_{жс} g} \cdot \frac{1}{K_s} =$$

$$= 1 - \frac{K_s}{K}.$$

$$\boxed{S = (1 - \frac{K_s}{K})} \qquad (42)$$

Вывод формулы скин-фактора по значению забойного давления при $Q_ж$=const

Уравнение притока жидкости $Q_ж$ при значениях продуктивности К и Ks, запишем в виде (см. рис. 4)

$$Q_ж = K(P_{пл} - P_{з(к)}), \qquad (43)$$

$$Q_ж = K_s(P_{пл} - P_{з(к_s)}). \qquad (44)$$

Из формулы (43) определяем забойное давление $P_{з(к)}$ при естественной продуктивности пласта К:

$$P_{з(к)} = \frac{K \cdot P_{пл} - Q_ж}{K} = P_{пл} - \frac{Q_ж}{К}. \qquad (45)$$

Из формулы (44) определяем забойное давление $P_{з(ks)}$ при ухудшенной продуктивности пласта $К_s$, т.е. при наличии скин - слоя

$$P_{з(к_s)} = \frac{K_s \cdot P_{пл} - Q_ж}{K_s} = P_{пл} - \frac{Q_ж}{К_s}. \qquad (46)$$

При постоянстве отбора жидкости ухудшение продуктивности пласта от К до $К_s$ приводит к падению забойного давления от $P_{з(к)}$ до $P_{з(ks)}$.

Падение забойного давления $\Delta P_з$ составит

$$\Delta P_з = P_{з(к)} - P_{з(к_s)}. \qquad (47)$$

Подставляя значения $P_{з(к)}$ и $P_{з(ks)}$ в (47), получим

$$\Delta P_з = (P_{пл} - \frac{Q_ж}{К}) - (P_{пл} - \frac{Q_ж}{К_s}) = Q_ж(\frac{K - K_s}{K \cdot K_s}). \qquad (48)$$

Падение забойного давления на величину $\Delta P_з$ пропорционально скин-фактору S.

$$\Delta Pз = (Pпл - Pз(кs)) \, S.$$

или

$$S = \frac{\Delta P_з}{P_{пл} - Pз(к_s)}. \qquad (49)$$

Из формулы (44) запишем

$$P_{пл} - P_{з(к_s)} = \frac{Q_ж}{K_s}. \qquad (50)$$

Подставляя значения из (48) и (50) в (49), получим

$$S = Q_{ж}\left(\frac{K - K_s}{K \cdot K_s}\right) \div \frac{Q_{ж}}{K_s} = \frac{K - K_s}{K} = 1 - \frac{K_s}{K}.$$

$$\boxed{S = \left(1 - \frac{K_s}{K}\right)} \qquad (51)$$

Вывод формулы скин–фактора по значению потенциального дебита (см. рис. 4)

Потенциальным дебитом скважины называется дебит, который может быть получен при $P_з$=0. Динамический уровень скважинной жидкости при этом снижается до верхних перфорационных отверстий т.е. $h_д = L_0$. Пластовое давление остается без изменения, $P_{пл}$=const.

Из уравнения притока потенциальный дебит при коэффициенте продуктивности К составит

$$Q_{пот(к)} = K \cdot P_{пл}. \qquad (52)$$

При наличии скин–слоя коэффициент продуктивности падает от К до K_s, тогда потенциальный дебит составит

$$Q_{пот(к_s)} = K_s \cdot P_{пл} \quad . \qquad (53)$$

Снижение потенциального дебита $\Delta Q_{пот}$ в результате ухудшения продуктивности пласта от К до K_s составит

$$\Delta Q_{пот} = Q_{пот(к)} - Q_{пот(к_s)} = K \cdot P_{пл} - K_s \cdot P_{пл} = P_{пл} \cdot (K - K_s). \qquad (54)$$

Снижение потенциального дебита на величину $\Delta Q_{пот}$ пропорционально скин–фактору S $\Delta Q_{пот} = S \cdot Q_{пот(к)}$, или

$$S = \frac{\Delta Q_{пот}}{Q_{пот(к)}} \quad . \qquad (55)$$

Подставляя значение (52) и (54) в (55), получим

$$S = \frac{P_{пл}(K - K_s)}{K \cdot P_{пл}} = \frac{K - K_s}{K},$$

или

$$\boxed{S = \left(1 - \frac{K_s}{K}\right)} \qquad (56)$$

Формула Тима

В уравнениях (16) и (24) отношение $\frac{к_s}{к}$ является относительной проницаемостью, а в (33),(42), (51) и (56) - $\frac{K_s}{K}$ относительной продуктивностью пласта.

На основе анализа вышеуказанных формул и формул (12), (23), (31), (40) и (55) можно сделать фундаментальное заключение, что снижение проницаемости продуктивного пласта является результатом скин–фактора S и, как следствие, это приводит к пропорциональному снижению продуктивности пласта, падению забойного давления и динамического уровня жидкости, снижению притока и потенциального дебита, а безразмерные относительные их величины равны между собой

$$\frac{k_s}{k} = \frac{K_s}{K} = \frac{P_{з(ks)}}{P_{з(k)}} = \frac{L_{д(ks)}}{L_{д(k)}} = \frac{Q_{ж(ks)}}{Q_{ж(k)}} = \frac{Q_{пот(ks)}}{Q_{пот(k)}} = \frac{\Delta P_{(k)}}{\Delta P_{(ks)}}. \qquad (57)$$

На основе предыдущих формул и формулы (57) запишем: фундаментальные зависимости параметров пласта, скважины и оборудования для определения S и полного анализа состояния пласта и всестороннего проведения гидродинамических и технологических исследований (ГДИС и ТИС) системы «пласт-скважина-оборудование».

$$S=(1-\frac{k_s}{k})=(1-\frac{K_s}{K})=(1-\frac{P_{з(ks)}}{P_{з(k)}})=(1-\frac{L_{л(ks)}}{L_{л(k)}})=$$
$$=(1-\frac{Q_{ж(ks)}}{Q_{ж(k)}})=(1-\frac{Q_{пот(ks)}}{Q_{пот(k)}})=\frac{\Delta k}{k}=\frac{\Delta K}{K}=\frac{\Delta P_s}{P_{Rs}-P_{з(к_s)}}= \quad (58)^*$$
$$=\frac{\Delta P_з}{P_{з(k)}}=\frac{\Delta h_л}{L_{л(k)}}=\frac{\Delta h_л}{h_{л(ks)}-h_{ст}}=\frac{\Delta Q_{ж}}{Q_{ж(к)}}=\frac{\Delta Q_{пот}}{Q_{пот(к)}}=1-\frac{\Delta P(k)}{\Delta P(ks)}.$$

Поскольку данная работа выполнена в научно-производственной фирме «Тимурнефтегаз», мы рекомендуем ввести формулу (58) в научную и учебную литературу под наименованием «Формула Тима».

Заключение

Формула (58) открывает широкие возможности для полного анализа состояния пласта и всестороннего проведения гидродинамического и технологического исследований ГДИС и ТИС системы «пласт-скважина-оборудование»

На основе анализа формул (16), (24), (42), (51) и (56) можно сделать следующие выводы:

– числовое значение скин-фактора S представляет безразмерную величину;

– числовое значение скин-фактора S имеет только положительную величину;

– область определения S (принадлежность) $S \in (0,1]$;

– область существования S, $0<S\leq 1$;

– при $K_s=K$ скин-фактор S отсутствует (случай, когда пласт не имеет нарушений);

– при $K_s=0$ скин-фактор S принимает максимальное значение, т. е. S=1 (случай, когда пласт абсолютно непроницаемый).

Скин-фактор – комплексный параметр, отражающий интегрально все виды механизмов нарушения коллектора, влияющих на ухудшение проницаемости и пористости околоскважинного пространства продуктивного пласта и на снижение притока пластовой жидкости.

Скин-фактор вносит свой огромный негативный вклад на всех этапах жизни месторождения - начиная от проектирования разработки и завершая его списанием:

- в стадии проектирования разработки месторождения скин-фактор закладывается в виде допущенных ошибок проектирования;

- в стадии строительства и разработки месторождения скин-фактор обеспечивается в виде реализованных ошибок проектирования;

-в стадии эксплуатации месторождения скин-фактор реализуется в виде огромных невозобновляемых затрат на эксплуатацию месторождения с необратимыми нарушениями параметров пласта и на восстановление разрушенной гидрогеоэкологии.

Литература

1. *Михеев М. А*. Основы теплопередачи: Учебник для вузов. – М.: Госэнергоиздат, 1949. – 396 с.

2. *Муфазалов Р.Ш*. Гидромеханика добычи нефти: Учебное пособие для вузов. – М.: Изд-во «Горная книга», 2005. – 328 с.

3. *Муфазалов Р.Ш., Муслимов Р.Х., Муфазалов Рин.Ш.* Гидроакустическая техника и технология для бурения и вскрытия продуктивного горизонта. – Казань: Изд-во «Дом печати», 2005. – 184 с.

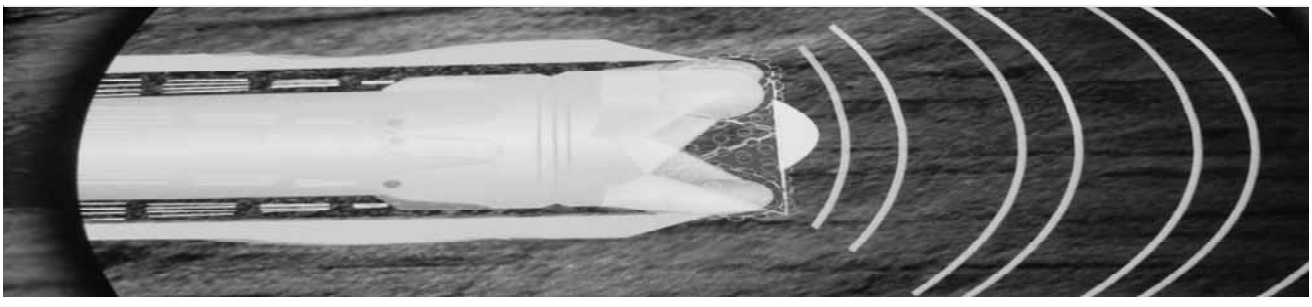
4. *Муфазалов Р.Ш.* Скин-фактор и его значение для оценки состояния околоскважинного пространства продуктивного пласта. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. – 44 с.

5. Petroleum production systems/ Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig. – Economides, 1994 by Prentice Hall PTR.

6. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений/ Под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 455 с.

РЕАКТИВНО-АКУСТИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ И ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ИНТЕРВАЛА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРИМЕНЕНИЯ

Р.Ш.Муфазалов,
НПФ «Тимурнефтегаз», г.Октябрьский



Проблемой номер один для всех нефтедобывающих регионов мира является сохранение потенциальной продуктивности пласта в процессе его вскрытия бурением. Особенно актуальна данная проблема для старых месторождений, месторождений с низкими пластовыми давлениями, а также содержащих высоковязкую нефть. Поэтому самым ответственным этапом строительства скважины считается качественное и чистое вскрытие продуктивного (нефтяного) горизонта, т.к. от чистоты и качества вскрытия полностью зависит уровень начального дебита, длительность эффективной эксплуатации скважины и коэффициент нефтеизвлечения в период разработки месторождения.

Учитывая особую ответственность этапа вскрытия продуктивного пласта при строительстве или капитальном ремонте скважины, во многих зарубежных нефтедобывающих компаниях подобные работы выполняют специализированные бригады.

Причины возникновения проблемы

Существующие и широко применяемые в настоящее время способы вскрытия и заканчивания скважины далеко не совершенны как с технической, так и технологической точек зрения. В большинстве случаев они не обеспечивают оптимального коэффициента продуктивности пласта и нефтеизвлечения, особенно в условиях низкопродуктивных коллекторов и месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации.

В процессе первичного вскрытия продуктивного пласта твердая мелкодисперсная фаза буровой жидкости и выбуренной породы, глинистые глобулы, кристаллы утяжелителей, полимеры проникают одновременно с фильтратом в поры и трещины коллектора. Глубина проникновения фильтрата кратно превышает глубину перфорационных каналов, что и является главным фактором ухудшения притока нефти в скважину. В общем случае – это результат несоответствия физико-химического состава и реологических параметров буровой жидкости, а также несовершенства гидравлической программы и режима вскрытия пласта бурением.

В естественном состоянии коллектор находится под всесторонним сжатием горно-, гидро- и геостатического давлений. В процессе вскрытия пласта бурением нарушается естественное напряженное состояние с деформационными изменениями и появлением сдвиговых напряжений. Иногда такие напряжения превышают предел прочности породы, особенно при анизотропии пород с различными значениями модуля упругости, предел прочности и коэффициент объемного расширения. Анизотропность приводит к ассиметричным деформационным напряжениям, преимущественно в околоскважинном пространстве, в зонах концентрации напряжения – трещинах и кавернах. Появляется деформационная анизотропность пористости и проницаемости. Это следующая причина снижения притока нефти в скважину.

Проблема усугубляется тем, что проникновение твердовзвешенной фазы с фильтратом буровой жидкости и деформационные изменения коллектора происходят одновременно по мере его вскрытия, вызывая необратимые процессы, такие как эффект защемления или запирания. Наиболее чувствительны к деформационным изменениям карбонатные коллектора, что обусловлено их трещиноватостью.

Анализ опыта применения технологии

В последние годы поиски новых методов интенсификации процесса бурения и повышения дебита скважин привели к нетрадиционным методам воздействия на призабойную зону в процессе бурения и добычи нефти.

Для решения этой проблемы специалистами НПФ ”Тимурнефтегаз” разработана реактивно-акустическая техника и технология для бурения и вскрытия продуктивного горизонта скважины и получены патенты на данное изобретение. Запатентованное решение включает в себя буровое долото с реактивно-акустическим модулем (РАМ) (см. рис. 1).

Применение данной техники и технологии открывает принципиально новые подходы к решению этой проблемы, а опыт бурения на различных месторождениях и регионах показали следующие положительные результаты:

- повышается эффективность разрушения породы и увеличивается скорость бурения от 40 % до 90 %;
- повышается срок службы долота в скважине и увеличивается проходка на долото от 50 % до 80 %;

- существенно снижается диаметральный износ долота, особенно калибрующих элементов;

- в процессе бурения буровой раствор подвергается волновой обработке, гомогенизируется и в результате повышаются его реологические качества;

- создается тонкий защитный экран вокруг стенки скважины, предотвращающий проникновение бурового и цементного растворов в продуктивный и водяные пласты и, как следствие, их загрязнение (обеспечивается чистота коллектора);

- предотвращаются небольшие (до 15 $м^3$/час) поглощения в процессе бурения, существенно снижаются вероятность газо-, водо- и нефтепроявлений в процессе бурения и перетоки пластовой жидкости (обеспечивается экологическая безопасность и подземная гидрогеоэкология);

- исключается образование наддолотных сальников, обвалов, прихватов при бурении неустойчивых пород и повышается качество ствола (стенки) скважины;

- существенно снижается сила трения бурильной колонны на горизонтальном и наклонном участках ствола и обеспечивается требуемая нагрузка на долото;

- усиливается реактивно-акустическая тяга при бурении горизонтального участка ствола сопоставимо с требуемой осевой нагрузкой на долото и обеспечивает плавность его нагружения;

Рис. 1. Реактивно-акустические модули 124,0 и 215,9 мм для бурения и вскрытия продуктивого горизонта наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

- сроки освоения скважин продуктивных пластов, вскрытых данной технологией, в 1,5 раза меньше нормативного срока, а дебит в 1,5–2 раза превышает дебит пласта, вскрытого по обычной технологии.

Технологию используют для качественной подготовки ствола скважины перед спуском обсадной колонны и цементированием.

Целесообразно и рекомендуется бурить геологоразведочные скважины на новых месторождениях с целью чистоты вскрытия и повышения успешности выявления продуктивных интервалов.

Влияние гидроакустического поля на процессы фильтрации

Учитывая особую важность процесса вскрытия продуктивного горизонта, провели исследования влияния гидроакустического поля на процессы фильтрации промывочной жидкости через керны с различной проницаемостью [1]. Результаты исследований фильтрации глинистого раствора через керны в статистических, динамических условиях и в гидроакустическом поле отличаются между собой. Существо отличия заключается в изменении скорости фильтрации во времени, т.к. изменение скорости и объема фильтрата промывочной жидкости являются основными показателями, характеризующими образование защитного экрана, т.е. степени кольматации стенки скважины.

Проведенные исследования процессов фильтрации показывают, что при гидроакустическом воздействии образование защитного экрана ускоряется в 10 и более раз, в результате скорость фильтрации через 15…20 секунд становится близкой к нулю, и степень кольматации достигает 92…96 %, а объем фильтрата, проникшего в пласт, снижается в десятки раз.

При статических и динамических условиях такая степень кольматации достигается через 50…60 мин. При статических и динамических условиях фильтрации присутствует глинистая корка, а при гидроакустическом воздействии глинистая корка отсутствует, а толщина кольматационно-защитного экрана составляет 10…18 мм в порах исследуемых кернов.

Кроме указанных, проводились исследования процесса декольматации – очистки поровых каналов под воздействием гидроакустических волн [1]. При гидроакустическом воздействии на керны очистка кольматационного слоя происходит в десятки раз быстрее, и до полного восстановления проницаемости породы.

На базе проведенных исследований разработана гидроакустическая техника и технология для освоения скважины и интенсификации притока из продуктивного горизонта.

В частности, были разработаны гидроакустические генераторы для бурения с различными активными элементами: вихревые, тороидальные, дисковые, диафрагменные и параметрические генераторы, работающие в режиме усиления выходных параметров. С целью создания гидроакустических устройств с заданными выходными параметрами и выбора оптимальной конструкции проводились исследования амплитудно-частотных характеристик гидроакустических генераторов при различных режимных параметрах. Эти работы выполнялись в Институте машиноведения (ИМАШ) при РАН [2] и РП «ОТО Продакшн Лтд» с привлечением специалистов Института акустики машин при Самарском государственном аэрокосмическом университете [3]. В процессе их выполнения выявлено, что выходные параметры этих устройств зависят от многих факторов: от типа и геометрических размеров активных элементов, плотности, вязкости, количества и скорости истечения рабочего агента в каналах, противодавления в

системе. Но самое главное – генерируемые волны относятся к нелинейной гидроакустике с одновременной генерацией частот от 0,15 до 18 кГц. На рис.2 приведена амплитудно-частотная характеристика гидроакустического устройства для бурения (РАМ).

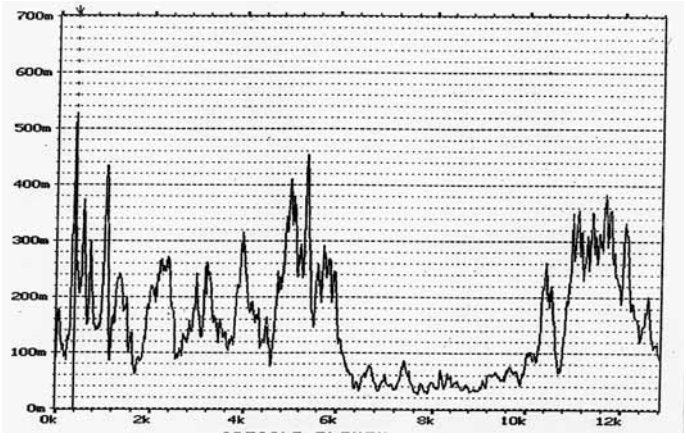


Рис.2. Амплитудно-частотная характеристика реактивно-акустического модуля РАМ.

Применение технологии

Данную технологию можно использовать в процессе роторного способа бурения, различными забойными двигателями, включая электробуры для наклонно-направленного и горизонтального бурения диаметром долота от 93,0 мм и выше. В ОАО «Татнефтепром» (г.Альметьевск) реактивно-акустическая технология бурения используется с 2004 г. для вскрытия продуктивных горизонтов.

По результатам бурения «Татнефтепром» опорно-технологических скважин на Зюзеевском месторождении, проведенного с целью определения эффективности различных технологий вскрытия продуктивных пластов с высоковязкой нефтью, наилучшие результаты по удельной продуктивности пласта получены с использованием гидроакустической технологии.

Кроме этого проводилось бурение опорно-технологических скважин по оценке эффективности различных технологий заканчивания скважин в условиях месторождений компании ”Татнефть”.

Приняты 13 приоритетных технологий, в т.ч. гидроакустическая технология первичного вскрытия. Анализ и обработка результатов бурения опорно-технологических скважин выполнены институтом «ТатНИПИнефть». Оценка эффективности технологий осуществлялось по значению удельной продуктивности пласта. По данному критерию наивысшие результаты по эффективности вскрытия пластов получены с использованием гидроакустической технологии - увеличение удельной продуктивности пласта составило 3,8 раза.

По мнению специалистов нефтяной компании Saudi Aramco, где объем бурения горизонтальных скважин составляет 100 %, а также технологического сопровождения горизонтального бурения компании Sperry-San, где проводились опытно-промышленные работы, гидроакустическая технология облегчает наводку компоновки, корректировку траектории, повышает точность и ускоряет проводку ствола. На фото 3:- после успешного завершения бурением очередной горизонтальной скважины реактивно-акустической техникой РАМ-149,2мм. Длина горизонтального участка ствола составляла 1500м.

С увеличением глубины скважины эффективность применения РАМ возрастает. Начиная с глубины 3000 м мех. скорость бурения 2…2,5 раза выше по сравнению с традиционной технологией. На рис.3 показаны зависимости ***Vмех*** от глубины скважины ***Hм.*** с использованием РАМ и традиционной технологии.

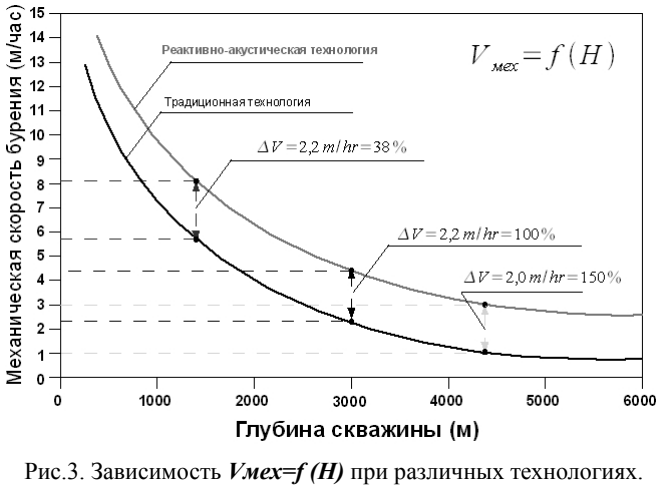


Рис.3. Зависимость ***Vмех=f (H)*** при различных технологиях.

Основные параметры реактивно-акустического устройства:

- диаметр применяемых долот…… от 93,0 мм и выше;
- плотность промывочной жидкости…….. от 900…2200 кг/м^3;
- проницаемость разбуриваемых пород……0,001…2,0 мкм^2;
- при интенсивности поглощения до 20 м^3/ч и размере пор 10^{-8} м;
- при любом виде коллектора и не регламентируемых значений пластовой температуры и содержания сероводорода;
- частота гидроакустических волн…… 0,15…18 кГц;
- амплитуда давления ……1,5…6,0 МПа;
- расход буровой жидкости……0,016…0,035 м^3/с;
- перепад давления в устройстве ……3,0…6,0 МПа;

Габаритные размеры:

диаметр ……..120…295 мм;
высота ……350…800 мм;
масса …….. 20…150 кг

Заключение

Результаты сравнительного анализа свидетельствуют, что реактивно-акустическая техника и технология по своей простоте использования, надежности, эффективности и многофункциональности назначения является уникальной, не имеющей аналогов в мировой практике. К настоящему времени на базе гидроакустической технологии создан целый ряд техники, реализующей ее технологические принципы в нефтедобывающей, нефтехимической и других отраслях промышленности. Все они по основным показателям существенно превосходят традиционные технологии. Разработки защищены патентами Российской Федерации, ведущих стран Европы, США, Канады, Японии.

Следует отметить, что гидроакустическая технология, применяемая в различных технологических процессах, является исключительно экологически чистой и физиологически безопасной, что очень важно для широкого использования в топливно-энергетическом комплексе.

Литература

1.*Муфазалов Р.Ш., Муслимов Р.Х., Климова Л.Р. и др*. Гидроакустическая техника и технология для бурения и вскрытия продуктивного горизонта. – Казань: Изд-во «Дом печати», 2005. – 184 с.

2. Волновая технология и техника / Под ред. акад. РАН Ганиева Р.Ф. М.: Издательская фирма “Логос”, 1993. – 127 с.

3. Технический отчет Института акустики машин при СГАУ по договору № 019 от 12.03.2001 «Измерение амплитудно-частотных характеристик скважинных генераторов».

ГИДРОАКУСТИЧЕСКАЯ ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ХИМИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Р.Ш. Муфазалов *(НПФ «Тимурнефтегаз», г. Октябрьский),*
И.М. Латыпов *(УГАТУ, г. Уфа),*
И.Г. Арсланов (*ОФ УГНТУ, г. Октябрьский)*

Интенсификация химико-технологических процессов направлена на повышение их экономической эффективности путем управления режимными параметрами оборудования, сокращения затрат материалов и энергии, улучшения качества выпускаемой продукции, снижения трудоемкости и повышения эффективности автоматического управления. При этом различные физические воздействия на процессы с позиций термодинамики являются энергетическими, приводящими к изменению свойств и состояния среды. Значительное расширение управляющих воздействий в сочетании с интенсифицирующими физическими воздействиями позволяет в принципе ставить и решать задачу оптимизации как технологического процесса, так и конструкции аппарата во всем возможном множестве переменных.

В химическом производстве вещества перерабатываются с целью изменения физического состояния, содержания энергии и состава. Превращения одних веществ в другие происходит в реакторах. На степень превращения влияют многочисленные факторы: кинетика реакции, гидродинамическая обстановка, тепло-массообмен и т.д. Подавляющее большинство процессов химической технологии (механические, тепло-массообменные) протекают на «физическом» уровне, т.е. не связаны непосредственно с химическими превращениями веществ, да и элементарные акты химических реакций имеют физическую природу. Каждый технологический процесс определяется своей физико-химической сущностью, выражающейся в идентичности материальных и внутренних связей. По характеру этих связей все процессы химической технологии подразделяют на следующие классы: механические, гидромеханические, тепловые, массообменные, химические. В механических и гидромеханических процессах целенаправленно

проводят разделение твердых тел и неоднородных систем, измельчение и диспергирование, смешение и образование неоднородных систем и т.п. Для интенсификации подобных процессов требуется активное вмешательство в движение отдельных элементов жидкостей и твердых тел. Для этого необходимо управление полями скоростей и напряжений в заданных пространственно-временных масштабах как в элементах объема, так и на ограничивающих поверхностях. Таким образом, в общем случае интенсификация механических и гидромеханических процессов связана с задачей создания управляемых течений в многофазных гетерогенных системах и динамических полей напряжения в твердых телах. Такие задачи могут решаться специальными приемами генерации вихрей, колебательных потоков, дислокаций и тому подобных структур с необходимой интенсивностью и распределением в пространстве и времени.

В тепло-массообменных процессах внешние воздействия должны быть связаны с ускорением переноса энергии и массы. Из физической сущности тепло-массопереноса следует, что интенсификация может идти по пути создания больших градиентов скорости и давления по времени, влияния на конвективный перенос и непосредственно на коэффициенты переноса, а также по пути управления распределением источников воздействия. Когда создание больших градиентов лимитировано свойствами перерабатываемых веществ или технологическими условиями, перспективно физическое воздействие через конвективный тепломассоперенос. Существенный вклад может дать управляемое пространственно-временное распределение внутренних источников тепла, генерируемых различными полями или частицами. Наконец, существует возможность влияния непосредственно на коэффициенты переноса, например, утончение пограничных слоев под воздействием колебаний и т.п.

Химические и микробиологические процессы представляются наиболее трудными для интенсификации, поскольку в отличие от остальных протекают на атомно-молекулярном и клеточном уровне. Тем не менее, помимо интегральных эффектов, связанных с увеличением констант скорости реакций при нагреве и общей интенсификации, обусловленной ускорением транспорта реагирующих веществ для гетерогенных реакций, возможно селективное влияние энергетических воздействий на элементарные акты реакций. По сути дела речь идет об обеспечении межмолекулярной и внутримолекулярной селективности возбуждения, например, в результате нелинейных эффектов.

В общем случае при выборе физического воздействия для интенсификации технологических процессов в первом приближении можно руководствоваться простым правилом: по мере перехода от процессов на макроскопических уровнях к процессам на микроскопических уровнях и необходимое воздействие должно быть тех же уровней. Например, для механических процессов и воздействие должно иметь механическую природу, а для химических процессов – в виде отдельных квантов. Многие технологические процессы одновременно протекают на обоих уровнях, поэтому и интенсифицирующее воздействие в этих случаях должно быть двухуровневым, т.е. комбинированным.

Традиционные методы интенсификации химических процессов являются энергоемкими, и зачастую величина достигнутого эффекта не покрывает затрат. В связи с этим возникает задача использования современных высоких технологий, обеспечивающих достижение требуемого эффекта без больших материальных и энергетических затрат. К их числу относятся и технологии, использующие акустические (волновые) методы воздействия на химико-технологические процессы. В мощном акустическом поле, создаваемом специальной аппаратурой в газе, жидкости или многофазной среде, помимо колебательного движения возникают однонаправленные вихревые потоки – акустические течения. Высокоскоростные кумулятивные струи создают локальные давления порядка 10^2-10^3 МПа. На поведение кавитационных полостей существенное влияние оказывают внешнее давление среды, электрическое поле, добавки ПАВ и другие дополнительные воздействия, позволяющие управлять кавитацией. Всесторонний анализ процессов, происходящих при акустическом воздействии на жидкости, газы и многофазные среды дает возможность разрабатывать новые конструкции высокоэффективного технологического оборудования, обеспечивающего интенсификацию химико-технологических процессов. К числу мероприятий, обеспечивающих решение указанных задач, относятся интенсификация тепломассообменных процессов при гомогенизации смесей, процессов распыления и горения углеводородного сырья, а также охлаждение продуктов реакции.

Авторами разработаны гидроакустические генераторы различных конструкций с регулируемыми амплитудно-частотными параметрами. Источником энергии для генерации волн служит энергия потока жидкости, газа, пара или парогазожидкостной смеси. Разработаны акустические генераторы с различными активными элементами: вихревые, тороидальные, дисковые, диафрагменные и параметрические генераторы, работающие в режиме усиления выходных параметров. Акустические генераторы работают в автоколебательном режиме и не имеют движущихся частей и деталей, отличаются простотой конструкции, технологичностью изготовления и надежностью в работе. На основе разработанных базовых акустических генераторов созданы гомогенизаторы – смесители, распылители, горелки для различных технологических процессов, в том числе для производства технического углерода, нефтяного битума и пигментированных лакокрасочных материалов. При этом были решены задачи увеличения выхода и улучшения качества конечной продукции, а также вопросы, связанные с охраной окружающей среды.

Литература

1. Арсланов И.Г., Гимаев Р.Н., Муфазалов Р.Ш., Зарипов Р.К., Газизов Р.А. Нефтепереработка и нефтехимия. – 2000. – №2. – С. 12–14.

2. Муфазалов Р.Ш., Арсланов И.Г., Гимаев Р.Н., Зарипов Р.К. Акустическая технология в нефтехимической промышленности. – Казань: Изд-во «Дом печати», 2001. – 152 с.

3. Муфазалов Р.Ш., Арсланов И.Г., Зарипов Р.К., Бадриев А.А. Интенсификация процесса получения окисленного битума с использованием гидроакустической технологии. V Конгресс нефтегазопромышленников России. Тезисы докладов. – Казань, 2004. – С.123.

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ МЕТОДА ВИДЕОТЕПЛОВИЗИОННОЙ ГЕНЕРАЛИЗАЦИИ

Р.Д. Мухамедяров *(ЗАО «Институт аэрокосмического приборостроения», г. Казань),*
В.Р. Туманов *(ООО «Космическая геология», г. Казань)*

Многолетний опыт конструирования и использования радиометров-тепловизоров позволил «Институту аэрокосмического приборостроения» разработать уникальный, не имеющий аналогов в мире, метод обработки тепловизионной информации космо- и аэросъемок в ИК тепловом диапазоне, позднее получивший название МВТГМ (метод видеотепловизионной генерализации Мухамедярова).

Видеотепловизионная съемка входит в состав методов терморазведки, объединяющей физические методы исследования естественного теплового поля Земли. МВТГМ является геофизическим методом и по своей сути существенно отличается от традиционных аэрокосмических методов, очень широко применяющихся в геологоразведке в течение многих десятилетий.

Суть технологии МВТГМ является прикладным следствием следующих лемм-гипотез, выдвинутых Р.Д. Мухамедяровым [1–4]:

- тепловое излучение помнит о своем происхождении;
- глубинная структура Земли полупрозрачна в оптическом диапазоне длин волн.

Энергетическая система Земля-Космос неравновесна. У поверхности Земли доля солнечной энергии составляет 99,98%, глубинной – 0,02%. В традиционных моделях принимается, что ниже нейтрального слоя мощностью всего лишь в первые десятки метров температурный режим уже полностью определяется восходящим эндогенным потоком. Это казалось бы очевидное утверждение неверно в геологическом масштабе времени. Обмен энергией с Космосом затрагивает гораздо более глубокие слои и определяется структурой геологической среды, ее динамикой и термическими свойствами горных пород. Именно поэтому вычисленные путем послойной генерализации объемные модели поля теплового излучения в недрах получаются жестко согласованными с многозональным изображением поверхности Земли, удовлетворяют представлениям о диссипативных структурах в неравновесных открытых энергетических системах, хорошо увязываются с моделями, полученными другими геофизическими и геологическими методами.

К поверхности эндогенное тепло передается через горные породы посредством кондуктивной теплопроводности, конвекцией флюидами и излучением.

Кондуктивная теплопроводность определяется в минералах, обладающих электронной проводимостью (золото, железная руда, полиметаллы и др.), посредством диффузии свободных электронов, а в минералах, не обладающих электронной проводимостью, – колебаниями атомов кристаллической решетки.

Конвективная теплопроводность определяется в переносе тепловой энергии упругими колебаниями. Колебания передаются смежным молекулам, и энергия теплового движения передается от одного слоя к другому постепенно, что характеризует малую величину коэффициента теплопроводности флюидов.

Механизм излучения в полупрозрачных средах рассматривается в отдельном докладе Р.Д. Мухамедярова.

Тепловое излучение, пройдя внутренние части нашей планеты по лемме Мухамедярова Р.Д., запоминает информацию о блоково-разломной структуре горных пород, как будет показано далее. Посредством технологии МВТГМ можно будет расшифровать положение блоков через кондуктивно-контактную теплопроводность, а расположение зон разломов – зон проницаемости через конвективно-молекулярную теплопроводность.

Теплопроводность возрастает с увеличением плотности горных пород и зависит от степени газо-, водо- и нефтенасыщения, и эту структуру изменения с глубиной проникновения h_N можно отследить и показать.

В связи с тем, что видеотепловизоры, создаваемые в нашем институте и за рубежом, имеют различные пространственные, спектральные и радиометрическое разрешения, и устанавливаются на различные носители (спутники, самолеты, дирижабли), то при последовательном увеличении высот носителей происходит естественная генерализация.

Объединение свойств естественной генерализации и МВТГМ позволяет расширить сферу предлагаемых услуг на два порядка и охватить весь спектр геологоразведочных и геотехногенных задач во всех материках и регионах земного шара (табл. 1).

Таблица 1

Уровни геотермического зондирования аэрокосмических видеотепловизионных съемок на основе технологии МВТГМ

Уровень генерализации	Пространственное разрешение	Глубина проникновения (км) и масштаб по глубине	Масштаб по горизонтами
1. Космический			
1.1. Глобальный	800-6400 м	9-710 М 1:100000 М 1:500000	 М 1:500000 М 1:2000000
1.2. Континентальный	90-1000 км	9-110 М 1:50000 М 1:250000	 М 1:100000 М 1:1000000
1.3. Региональный	15-90 м	1-9 М 1:20000 М 1:100000	 М 1:50000 М 1:200000
1.4. Локальный	15-60 м	0,4-6 М 1:10000 М 1:50000	 М 1:20000 М 1:100000
1.5. Сверхлокальный	2-60 м	0,4-3 М 1:5000 М 1:40000	 М 1:8000 М 1:60000
2. Авиационный (дирижабли, самолеты, вертолеты)			
2.1. Обзорный	2-20 м	0,2-2 М 1:1000 М 1:10000	 М 1:4000 М 1:40000
2.2. Детальный	0,2-2 м	0,02-0,2 М 1:100 М 1:1000	 М 1:400 М 1:400
2.3. Сверхдетальный	0,02-0,5 м	0,002-0,05 М 1:10 М 1:50	

Алгоритмы МВТГМ нацелены на выявление и картографирование следующих новых нефтегазопоисковых факторов:

- генерализация ИК теплового поля – на селективное отображение блоково-морфоструктурного строения (геодинамических блоков и граничных разрывов) по структурным этажам;
- эквипотенциальная термометрия – на выявление внутренних термодинамических неоднородностей блоковых морфоструктур;
- линеаризация (синтезирование трех-пяти ИК зон, улучшение пространственного разрешения и последующая эквипотенциальная термометрия) – на выделение зон сжатия, растяжения, разупрочнения и разуплотнения горных пород с лучшими коллекторскими свойствами, в состав которых входят и зоны флюидоперетоков и флюидонакопления структурного и неструктурного типов [4-5].

Опытными работами Института аэрокосмического приборостроения с применением методов видеотепловизионной генерализации Мухамедярова (МВТГМ) доказано, что дальний ИК-диапазон (7,5÷13,5 мкм) позволяет зондировать глубинную структуру термодинамического поля; в результате практически реализовывается геофизический эффект дистанционного зондирования. Конечными результатами обработки ИК-тепловых видеосцен являются:

• новые информационные показатели: прогнозные оценки, новые закономерности;
• геотермические аномалии: относительно «холодные» и «теплые» – оконтуренные как в плане, так и в разрезе;
• геодинамические аномалии: зоны сжатия и растяжения, влияющие на фильтрационные параметры – оконтуренные как в плане, так и в разрезе;
• аномалии водонасыщенности горных массивов;
• флюидопроницаемые зоны, флюидизированные разломы, «трубы», зоны водообмена, места нагрузки подземных вод, зоны дезинтеграции пород и малоамплитудных разрывов;
• направленность конвективных теплопотоков – нисходящая, восходящая;
• структуры не только открытые, но и глубинные, это в основном блоковые и линейные морфоструктуры, картирование микроамплитудных блоковоразрывных структур, новейших деформаций большого радиуса кривизны, местных деформаций, разрывов, флексур, определяющих условия миграции и аккумуляции флюидов в продуктивных

осадочных комплексах; детализация морфологии поднятий по перспективным горизонтам осадочного чехла; неотектоническая активность структур;

• гидродинамические связи блоков;

• горные массивы, различающиеся по теплопроводности, теплоемкости и тепловой инерции;

• изменчивость фильтрационно-коллекторских свойств горизонтов;

• нефтегазоперспективные термодинамические ситуации на поисковых площадях; составление многоуровневых срезов термодинамического поля плитного комплекса в помощь построению трехмерных геомиграционных моделей флюидных бассейнов и месторождений (флюидогеодинамическая 3D модель); проектирование сейсморазведки, опорно-параметрического и поискового бурения на базе предварительных флюидогеодинамических моделей; обоснование заложения скважин на месторождениях;

• инженерно-геологические неоднородности;

• тепловой режим нефтепромыслового и промышленного оборудования; обнаружение утечек в нефте- и газопроводах, теплотрассах, водоводах; контроль за недроиспользованием.

На рис. 1 представлено исходное тепловое изображение г. Перми и его окрестностей, Верхнекамской гидростанции, р. Кама с притоками, р. Чусовая и р. Сылва, полученное с ETM+ (США).

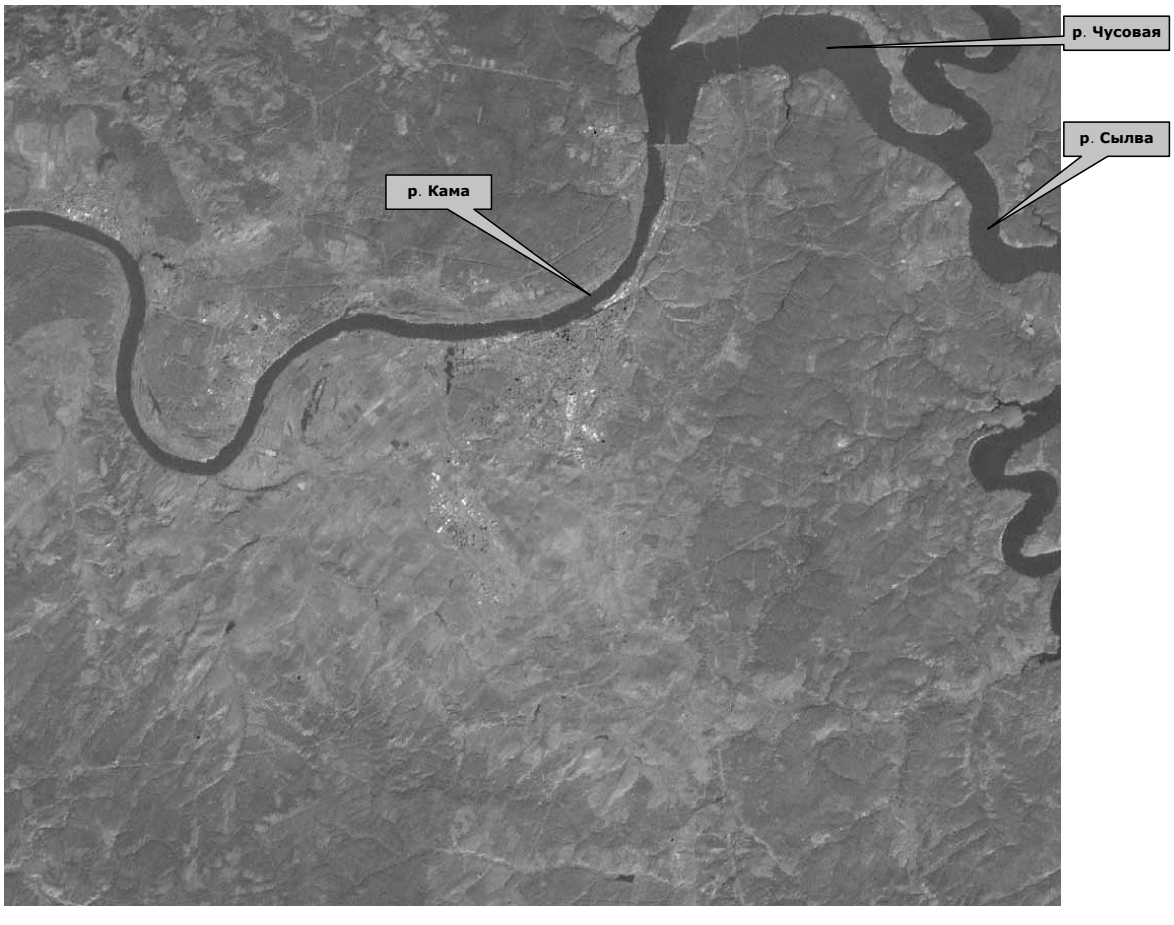


Рис. 1. Исходное космическое изображение, г. Пермь

На рис. 2 представлено то же тепловое изображение, обработанное по технологии МВТГМ: алгоритм *GS* (см. блок схемы № 1 и № 2), что соответствует слою N=53 и глубине проникновения h=1,6 км. Обнаруженная разломная зона – зона проницаемости повторяет русло р. Камы, но находится восточнее и южнее на расстоянии 12÷16 км от основной р. Камы и далее на юге от р. Камы на расстоянии 22÷26 км образует новую зону проницаемости – зону подземной «реки». Эта зона имеет множество ответвлений, в частности, в районе Пермского нефтеперерабатывающего завода, где на расстоянии 2 км семь подземных потоков на глубинах от 11 до 14 метров вытекают с территории завода в реку Пыж. Три из них загрязнены нефтепродуктами.

Знание точного расположения подземных потоков в районах больших городских конгломераций дает две возможности:

- не строить крупные промышленные объекты в зоне расположения подземной реки или в зоне разгрузки;

- получить качественно хорошую «живую» воду, близкую родниковой, если строить артезианские колодцы в зоне разгрузки этих подземных рек.

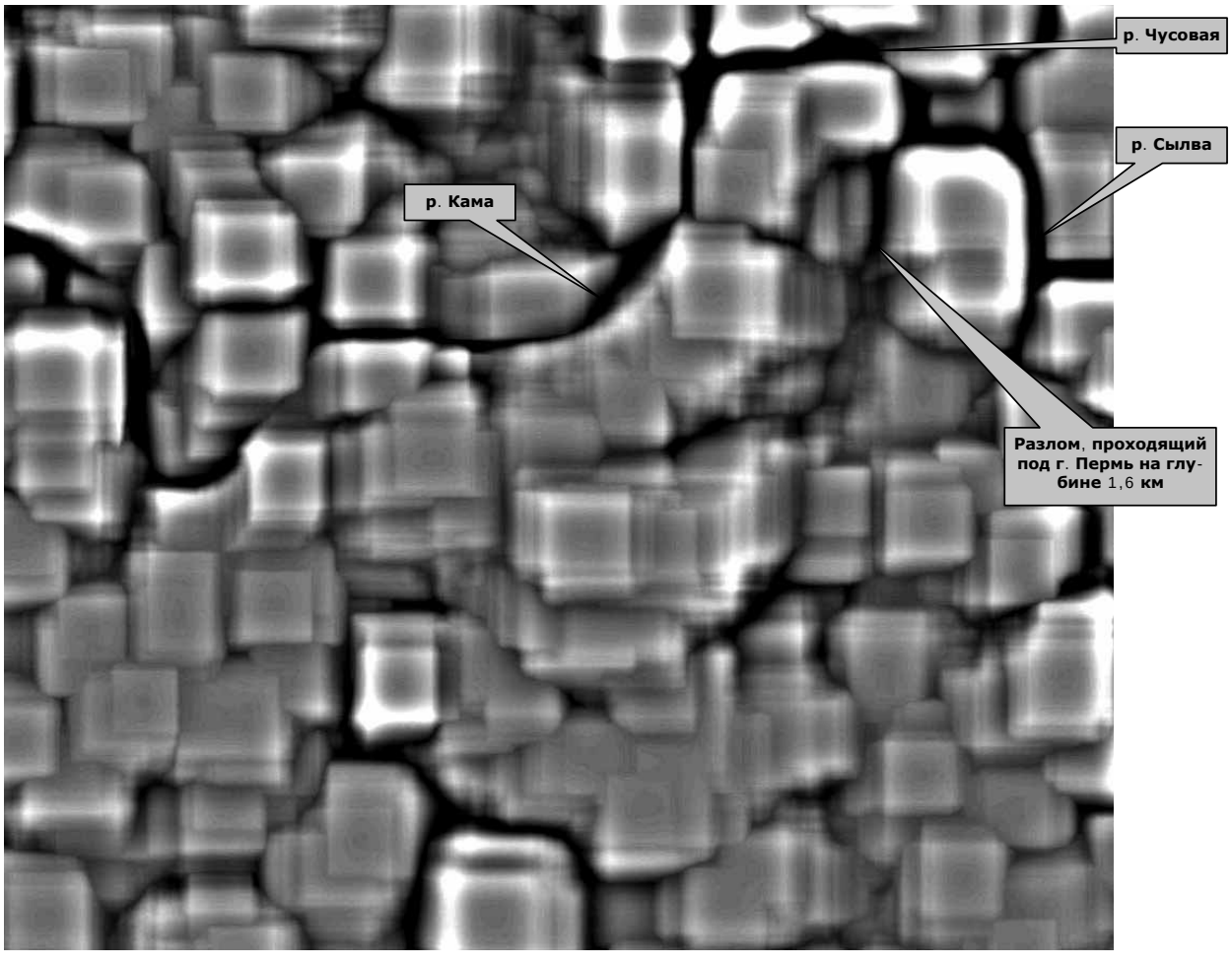


Рис.2. Видеотепловизионное изображение г. Перми, обработанное по технологии МВТГМ. Эффективная глубина проникновения 1,6 км

На рис. 3 представлено видеотепловизионное изображение центральной части г. Перми на глубине 50 м, обработанное по технологии МВТГМ (алгоритм *GS*), с наложенным на него панхроматическим снимком «Биг Берда» (нулевой слой), что позволяет сразу увидеть как разломные зоны – темные жирные линии – проходят через административные и жилые дома, через шоссейные и железные дороги, через всю инженерную инфраструктуру города.

Выделение перспективных на углеводородное сырье зон и участков на локальном и региональном уровнях продемонстриравоно нами в публикациях 2007– 008 гг. [5–7].

Как пример выделения участков с благоприятными для накопления углеводородов условиями здесь приводится рис.4 – вертикальный разрез второй производной поля теплового излучения, через Куюмбинское месторождение нефти в Восточной Сибири. Залежи в пересечениях скважинами 212 и 211 дали суточный дебит нефти от 100 до 300 $м^3$/сут.

Не заменяя традиционные геофизические методы и контактную геотермию, видеотепловизионная генерализация показывает геологическую среду в новом ракурсе и выявляет некоторые ранее неизвестные ее особенности. По соотношению цены и пригодных для геологического осмысления данных метод не имеет себе равных.

На стадии региональных тектонических и минерагенических исследований он должен предварять или сопровождать геофизические исследования по геотраверсам и входить в комплекс интерпретационных работ при переосмыслении старых геолого-геофизических данных.

На стадии средне- и крупномасштабных работ он должен предварять дорогостоящие полевые работы. Объектами изучения и поисков могут быть углеводородное сырье, пресные и минеральные воды, инфильтрационные месторождения урана, структуры, контролирующие месторождения алмазов, каменных солей, руд и др. полезных ископаемых, места для создания поземных хранилищ газа в Республике Татарстан и Российской Федерации [3,4,7,8].

На стадии локальных инженерно-геологических исследований метод необходим как одна из составляющих научной основы для планирования и мониторинга мероприятий по использованию геологической среды для производственных нужд.

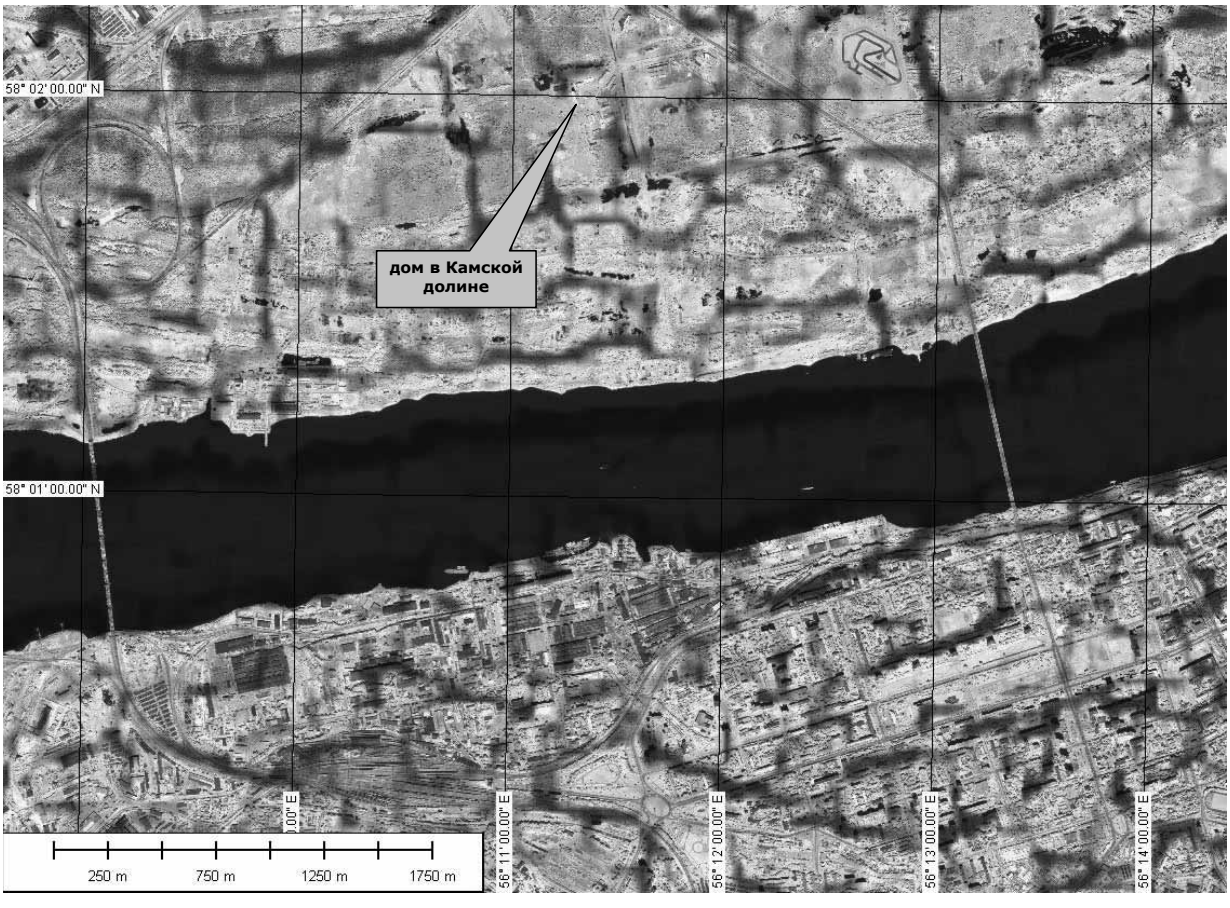


Рис. 3. Тепловизионное изображение центральной части г. Перми, обработанное по технологии МВТГМ. Эффективная глубина проникновения 50 м

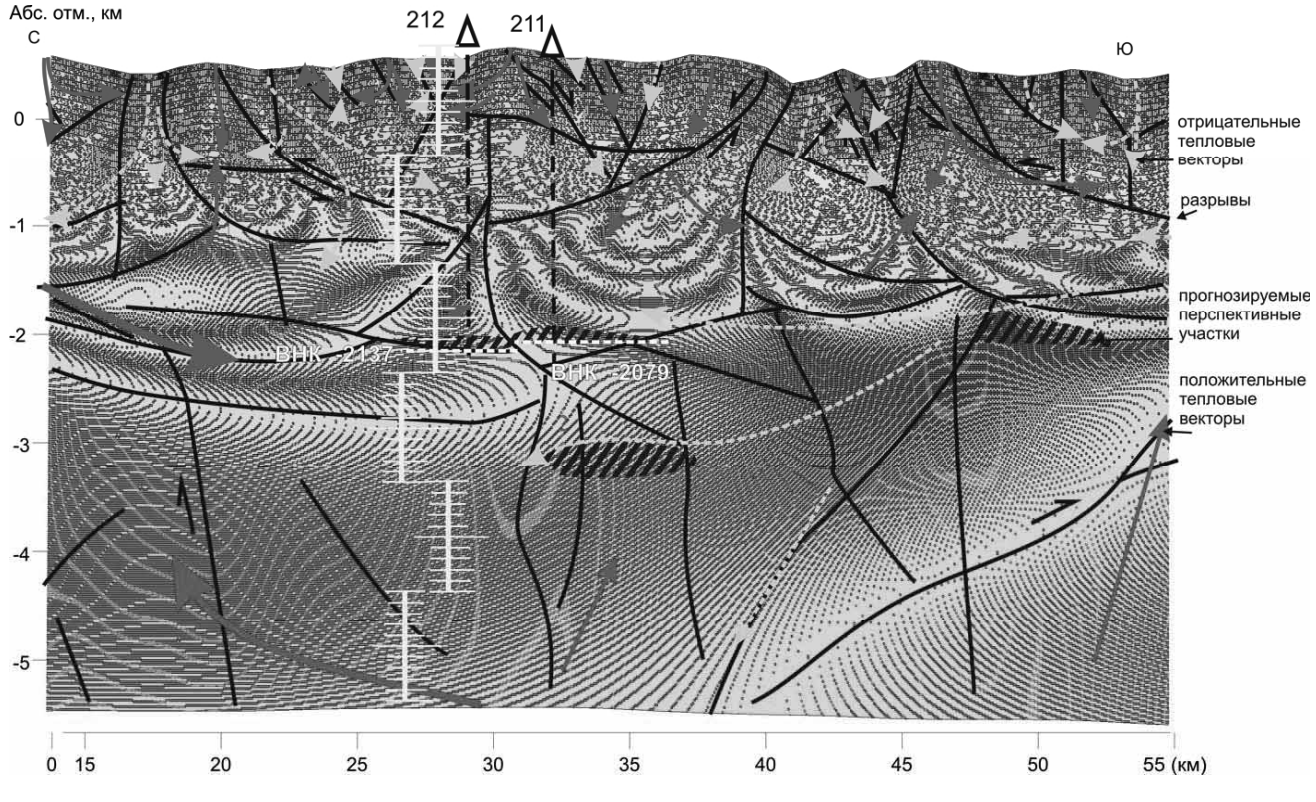


Рис.4. Вертикальный разрез поля теплового излучения. Вторая производная. Куюмбинское месторождение нефти.

Литература

1. *Мухамедяров Р.Д., Тимофеев В.Н.* О поляризационных характеристиках собственного излучения морской поверхности // Изв. АН СССР, сер. Физика атмосферы и океана. – 1981. – Т. 17. – № 11. – С.1178–1183.

2. *Мухамедяров Р.Д.* Теория и разработка оптико-электронных систем с симметричным входом. Докторская диссертация. 1991 г.

3. *Мухамедяров Р.Д., Харисов Р.И.* Способ измерения температуры // Пат. РФ № 2086935 от 10.01.1994.

4. *Мухамедяров Р.Д.* Метод видеотепловизионной генерализации и полупрозрачность глубинных структур Земли. Доклад на Международной научно-практич. конф. «Инновационные технологии в геологии и разработке углеводородов» 9–11 сентября 2009 г.

5. *Туманов В.Р., Мухамедяров Р.Д.* Метод видеотепловизионной генерализации – одно из перспективных направлений исследований геологии углеводородов // В кн. «Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов». – Казань: Изд-во «Фән», 2007. – С.580–585.

6. *Туманов В.Р., Мухамедяров Р.Р.* Поиски месторождений углеводородного сырья, урана, геотермальных источников энергии методом видеотепловизионной генерализации. Доклад на 8-м Петербургском Международном Форуме ТЭК. http://www.space geo.ru.

7. *Туманов В.Р., Мухамедяров Р.Р.* Метод видеотепловизионной генерализации в геологоразведке. В кн. «Тепловое поле Земли и методы его изучения. – М.: РИО РГГРУ, 2008. – С.250–256.

8. *Мухамедяров Р.Д., Харисов Р.И.* Способ измерения излучательной способности объекта по измеренной температуре // Пат. РФ № 2382994 от 30.04.2008.

ГЕОТЕРМИЧЕСКАЯ ИНТРОСКОПИЯ ГЛУБИННЫХ СТРУКТУР ЗЕМЛИ НА ОСНОВЕ МЕТОДА ВИДЕОТЕПЛОВИЗИОННОЙ ГЕНЕРАЛИЗАЦИИ

Р.Д.Мухамедяров

ЗАО «Институт аэрокосмического приборостроения», г. Казань

E-mail: m.robert17@mail.ru

Наш дом – планету Земля – как объект исследования с точки зрения аэрокосмического мониторинга в оптическом диапазоне длин волн [1–15] можно рассматривать как гигантскую термодинамическую открытую геосистему, своего рода тепловую машину, которая характеризуется процессами обмена веществом и энергией с окружающей космической средой, включающей как внутренние части нашей планеты, так и мировое пространство. Обмен веществом и энергией между компонентами геосистем является фактором, определяющим ее внутреннее единство.

Планета Земля и Солнце существуют в виде материи – вещества, разогретого до определенных температур на поверхности $T_з$=257 К и T_c =5770 К в среде реликтового излучения фотонов, соответствующего температуре глубочайшего холода Космоса 2,7 К.

Термодинамическая теория таких тепловых машин известна, при этом приращение энтропии

$$\Delta Э = \frac{\Delta Q}{T},$$

где ΔQ – количество приращения теплоты при температуре T.

Коротковолновое тепловое излучение, приходящее на Землю от Солнца, составляет около E_c =230 вт/м^2 и соответствует температуре поверхности Солнца около T_c =5770 К, тогда средняя плотность потока энтропии с поверхности Земли составит

$$Э = \frac{4}{3} E_c \left(\frac{1}{T_c} - \frac{1}{T_З} \right) \approx -1 вт / м^2 К .$$

при $T_з$=257 К.

Структура и динамика процессов, протекающих в ландшафтной сфере в поверхностных слоях Земли, зависят от количества энергии, поступающей в геосистему.

Процессы эволюции и самоорганизации на Земле происходят в тонком слое земной поверхности, состоящем из скальных и осадочных пород, вод и атмосферы.

Эволюция и самоорганизация выражается в виде геологических, атмосферных и биологических процессов.

Процессы эволюции и самоорганизации на планете Земля происходят за счет разности (градиента) температур между поверхностью Солнца или поверхностью Земли, с одной стороны, и температурой космического пространства, с другой стороны.

Лучшие аэрокосмические тепловизоры-радиометры на сегодняшний день обладают температурной чувствительностью, то есть эквивалентной шуму разностью температур, $\Delta T_Э$ = 0,1÷0,3 К, что на два порядка больше

предельных для этого атмосферного окна 8÷14 мкм величин, обусловленных шумами фона. Это означает, что объем информации о коэффициентах отражения от различных объектов эквивалентен информативности глаза при освещенности на 4 порядка меньше средней дневной освещенности, что соответствует глубоким сумеркам.

При наблюдении объектов на поверхности Земли в безоблачную погоду коэффициент контраста составляет не более, чем величину $\sin^2 75° = 0{,}933$, тогда вариации температуры пересчитываются в вариации излучательной способности с коэффициентом $4\varepsilon_{ср}/\beta T_з \cdot 100\% = 1{,}39\%\ град^{-1}$. Но для проникновения в глубину геологических структур ландшафта и предсказывания стихийных и геотехногенных ситуаций в нашем доме – планете Земля, понадобился принципиально новый метод повышения температурной чувствительности – метод видеотепловизионной генерализации Мухамедярова (МВТГМ) [6-14].

Метод видеотепловизионной генерализации Мухамедярова (МВТГМ) основан на прикладных следствиях двух лемм-гипотез, выдвинутых и активно используемых автором с 80-х годов прошлого столетия [1-14]:

- «тепловое излучение помнит о своем происхождении»;
- «глубинная структура Земли полупрозрачна в оптическом диапазоне длин волн».

Существенная новизна МВТГМ состоит в следующем. Предшествующие карты теплового поля Земли основываются на контактных методах определения температур в скважинах с помощью датчиков, число которых ограничено. Поэтому распределение температур, получаемое этими методами, необходимо дискретное. МВТГМ позволяет получить континуальную картину распределения температур, и в этом его качественное отличие от контактных методов. Практически реализуется эффект непрерывного зондирования и выявления аномалий плотности Земли по глубине по соответствующим аномалиям температурного поля, полученного с использованием весовой функции, на основе трехмерной пирамиды вклада теплового излучения элементов земной коры в результирующее излучение элемента поверхности δ. При этом имеет место фундаментальное соотношение: $\delta^{\ell}\Delta T_p = \text{const}$, где δ – элемент пространственного разрешения, ΔT_p – эквивалент шумовой радиационной температуры, характеризующий основные функциональные параметры аэрокосмической аппаратуры видеотепловизионной съемки, ℓ=2,5÷2,72. Фактически производится размен пространственного и спектрального разрешения на температурную чувствительность, а степень генерализации МВТГМ определяется рядом целочисленных величин 1, 2, 3, 4, 5 и т.д., причем первый слой является исходным тепловым аэрокосмическим цифровым изображением.

В частном случае вид пространственной генерализации, полученный автором, будет:

$$\varphi(в_{x,y}) = \left[\frac{\sum_{i}^{N_x} \sum_{j}^{N_y} (k_j \cdot E_j)^{\alpha}}{\sum_{i}^{N_x} \sum_{j}^{N_y} (k_j \cdot E_j)^{\beta}} \right]^{\frac{1}{\alpha-\beta}}, \qquad (1)$$

при α=0, β=α-1

$$\varphi(в_{x,y}) = \frac{N_x N_y}{\sum_{j=1}^{N_y} \sum_{i=1}^{N_x} (k_j \cdot E_j)^{-1}} \quad \text{– среднее гармоническое,} \qquad (2)$$

а при α=1, β=α-1

$$\varphi(в_{x,y}) = \frac{\sum_{j=1}^{N_y} \sum_{i=1}^{N_x} (k_j \cdot E_j)}{N_x N_y} \quad \text{– среднее арифметическое} \qquad (3)$$

Сигнал на i –м приемнике тепловизора-радиометра определяется выражением:

$$E_{ij} = A \cdot S_{\lambda MAKCi} \cdot \int_{\lambda_{i1}}^{\lambda_{i2}} \varepsilon_{\lambda T} \cdot c_1 \cdot \lambda^{-5} \cdot (\exp(c_2 / (\lambda \cdot T) - 1)^{-1} \cdot \alpha_{\lambda i} d\lambda \qquad (4)$$

где A – коэффициент, характеризующий оптическую систему;

$S_{\lambda_{MAKC}}$ – максимальная спектральная чувствительность;

a_{λ} – относительная характеристика приемника;

b_{λ_T} – спектральное распределение плотности энергии излучения:

$$b_{\lambda_T} = \varepsilon_{\lambda_T} \cdot c_1 \cdot \lambda^{-5} \cdot (\exp(c_2 (\lambda \cdot T) - 1)^{-1};$$

где ε_{λ_T} – излучательная способность объекта;

$c_1 = 3{,}7413 \cdot 10^{-12}$ вт·см^2; $c_2 = 1{,}4388$ см·град;

λ – длина волны излучения, мкм; T – температура.

Для определенных классов геолого-геофизической среды [10] и инженерных сооружений [7–9, 11–13] α и β могут быть дробными и позволяют выбрать величину глубины проникновения h_i при каждой ступени генерализации N как по пространственному, так и спектральному разрешению [6,15,16], а также вид генерализации, например, среднее гармоническое при $\beta=\alpha-1$, $\alpha=0$ для суммирования различных слоев по теплопроводности.

Предлагаемый способ позволяет вести поиск аномалий температурного поля Земли с глубиной, то есть определять области аномалий массо-энергетического обмена в различных геолого-геофизических слоях Земли. Это достигается тем, что аэрокосмические цифровые тепловизионные изображения обрабатываются по предложенному способу, в частности, на основе модели трехмерной пирамиды вклада теплового излучения элементов Земной коры в результирующее излучение в области окружающего элемента поверхности $\delta_{x,y}$.

Для оценки глубины проникновения h_N на уровне слоя N используется полученное автором соотношение:

$$h_N = \frac{H^2}{h_T + H} \left(\frac{N\delta}{2} + \frac{N^2\delta^2}{4} \right); \qquad (5)$$

где N – номер горизонтального слоя;

h_T – предполагаемое расстояние от объекта исследования до земной поверхности;

H – расстояние от датчика съемочной аппаратуры до земной поверхности;

δ – угловое пространственное разрешение съемочной аппаратуры, рад.

Нулевым слоем является панхроматическое изображение, полученное за счет отражательных характеристик объектов в видимом диапазоне электромагнитных волн, а первым слоем генерализации является тепловое изображение объектов земной поверхности, полученное при съемке в окне прозрачности атмосферы 7,5–13,5 мкм оптического диапазона волн, или, соответственно, из выражений 1 и 5 при N=1.

Из этого следует, что проникающая способность исходного теплового изображения h_1 равна величине полпикселя $h_1 = \frac{\delta_{x,y}}{2}$. Видеотепловизионные аэрокосмические съемки привязаны к радиометрической температуре, $T_{B} = \sqrt[4]{\varepsilon} T_{B}$ где ε – излучательная способность объекта поиска, T_B – термодинамическая температура, $\delta^2 \times$ (1,4,9,16,25 и т.д.) – площади при каждой степени генерализации.

В частном случае, когда ищется подземное месторождение воды или подтопление вдоль трассы трубопровода, температура радиационная близка к температуре термодинамической, измеренной в скважине при длине волны излучения $\lambda_m = 11$ мкм, $\varepsilon_\lambda = 0{,}99153$

$$T_{B} = \sqrt[4]{\varepsilon}_{B} \cdot T_{B} = 0{,}998 T_{B}.$$

В этом случае при длине волны принимаемого теплового излучения $\lambda_m = 11$ мкм температура радиационная соответствует термодинамической температуре подземных источников воды с точностью 0,2% [3].

Еще лучше для тарировки аэрокосмических данных в зимнее время и в полярных районах использовать тепловое излучение льда при длине волны излучения λ_m=10,5 мкм $\varepsilon_л$=0,994, при которой температура радиационная соответствует термодинамической температуре с большей точностью $T_{Рл} = \sqrt[4]{\varepsilon_л} \cdot T_{Л} = 0{,}9985 T_{Л}$ [3,16].

Излучательная способность различных типов земной поверхности – суши – колеблется в пределах $\varepsilon = 0{,}8 \div 0{,}97$, поэтому суша днем нагревается за счет солнечного облучения, а ночью остывает.

Геотермический градиент в глубь Земли характеризует изменение температуры с глубиной h

$$\Gamma(T) = -\frac{\partial T}{\partial h} = -\frac{q_\Sigma}{\lambda} \qquad (6)$$

и служит для определения областей неоднородностей теплового поля и их границ по глубине проникновения h в плоскости заданного разреза

$$q_\Sigma = q_k + q_{кв} + q_n, \qquad (7)$$

где q - плотности тепловых потоков, обусловленных соответственно кондуктивной теплопроводностью, конвенцией и лучистым обменом (излучением);

λ_T – теплопроводность материалов геофизической подосновы.

Наибольшая дифференциация горных пород наблюдается по коэффициентам теплопроводности (или обратной величине – тепловому сопротивлению r), что можно выявить по второй производной температуры вглубь Земли h.

λ_T – теплопроводность возрастает с увеличением плотности горных пород и зависит от степени газо-, водо-, нефтенасыщения.

Также можно построить прирост горизонтального геотермического градиента температур

$$G(T) = \frac{\partial}{\partial h}\left(\frac{\partial T_{\Gamma}}{\partial L}\right), \qquad (8)$$

где T_T температура по горизонтали L.

Полная аппаратурная реализация технологии МВТГМ возможна в рамках международного проекта под названием «Аэрокосмическая система мониторинга и предсказания природных и техногенных катастроф, выявления термодинамической структуры геологической среды для поиска полезных ископаемых» («Око Земли – Всевидящий глаз»), осуществляемого в рамках ООН для реализации в программе межправительственных соглашений.

Для выполнения международного проекта «Око Земли - Всевидящий глаз» необходимы следующие условия [12]:

1. Не менее шести спутников на геостационарной орбите по экватору Земли объединены в две группировки по три спутника (рис.1) – вершины двух треугольных плоскостей, условно рассекающих Землю по экватору в виде «Звезды Давида». Геометрические размеры и угловое положение обоих треугольных плоскостей определяются лазерными дальномерами (с точностью ± 1 мм) и звездными датчиками на спутниках (с точностью 0,5 ÷ 1 угловых сек).

2. На больших инженерных сооружениях, таких как Великая китайская стена (длиной 7300 км), мосты, плотины, атомные и тепловые электростанции, устанавливаются теодолиты-дальномеры. Они одновременно работают по спутнику и по отражателям, установленным на сложных инженерных сооружениях. За счет этого достигается создание глобальной позиционной системы с точностью 1 мм за счет большой избыточности.

3. На спутниках, функционирующих на геостационарной орбите, устанавливается высокочувствительная радиометрическая аппаратура видимого и теплового диапазонов МТР, а также аппаратура с разрешением 1440 м в тепловом (дальнем инфракрасном) и 360 м в видимом диапазоне, а на спутниках, функционирующих на солнечно-синхронной орбите высотой Н=700 км, - высокочувствительная радиометрическая аппаратура видимого с пространственным разрешением 70 м и теплового диапазонов 140 м с захватом на местности 136˚4’ (5Н=3500 км).

Угловое разрешение δ многоспектрального тепловизора-радиометра (МТР), устанавливаемого на геостационарной орбите H=35880 км для проникновения в центр Земли $h_N = h_T = 6377 км$ при числе ступеней генерализации N = 225 должно быть равно $\delta = 1{,}5777 \cdot 10^{-3}$ рад (δ = П/2·10^{-3} рад), при этом видимые диапазоны оптического спектра (нулевой слой) могут иметь разрешение на порядок лучше $\delta_В \approx 1{,}57 \cdot 10^{-4}$ рад ($\delta_В$ = П/2·10^{-4} рад).

4. На высотах от 50 м до 6000 м используется видеотепловизионная аппаратура сверхвысокого разрешения от 1 до 120 мм и температурным разрешением порядка 0,01 К, устанавливаемая на дирижаблях, встроенных в глобальную систему позиционирования с определением пространственного положения с точностью ± 1 мм.

Генерализация через специальные интегральные преобразования позволяет довести температурную чувствительность до 1·10^{-5}÷ 1·10^{-6} К, что приводит к эффекту послойного (1 ÷ 225 слоев) проникновения в глубь Земли и непрерывному контролю движения литосферных плит толщиной 25 ÷ 35 км, вызывающих скольжение, растяжение или разрывы (разломы), а также к более качественному и количественному описанию термодинамического состояния инженерных сооружений и технологических установок.

Таким образом, удается синтезировать множество аэрокосмических видеотепловизионных картин-образов одного и того же объекта в различных спектральных N диапазонах оптического спектра. Сопоставляя их с первоначальными снимками видимого и ближнего инфракрасного диапазонов данного объекта, можно получить на одном «аналитическом уровне» взаимное расположение того, что находится над (под) землей и под водой на разных глубинах или определить техническое состояние инженерных сооружений в различные времена года и суток в статике и динамике [7-15].

На следующем этапе интерпретации дешифрированных снимков специалистами различных отраслей знаний: геологами, геофизиками, механиками – специалистами по неразрушающему контролю можно получить качественно новую информацию.

В том месте инженерного сооружения, где намечается предразрушение, дифференциал (градиент) температуры резко изменяется, и может произойти разрыв. Но эти величины изменения термодинамической температуры очень малы - порядка 0,001 ÷ 0,00001 К, но, используя предложенный метод видеотепловизионной генерализации МВТГМ, их можно обнаружить и отслеживать. Дистанционное отслеживание столь малых изменений температур открывает новую страницу для предсказания техногенных катастроф и стихийных бедствий.

В различных изданиях и справочниках температура ядра Земли $T_я$ колеблется в пределах $T_я$ = 3000 К ÷ 20000 К. По закону Вина (следствие закона Планка [3]) максимум спектра излучения вычисляется из соотношения $\lambda_m T_я = const = 2896 мкм \cdot 2 рад$ и равно $\lambda_m = 0{,}58$ *мкм* при $T_я = 50000 K$ и $\lambda_m = 0{,}29$ *мкм* при $T_я = 10000 K$.

При таких температурах и высоких давлениях глубинные структуры Земли от центра $h_я =$ 6377 *км* до глубин $h_N \approx 2000 км$ практически оптически прозрачны для ультрафиолетового, видимого и ближнего инфракрасного собственного излучения, и из трех составляющих (7) кондуктивной теплопроводности, конвективным и лучистым теплообменом (излучением) именно последняя играет основополагающую роль в термодинамике Земли.

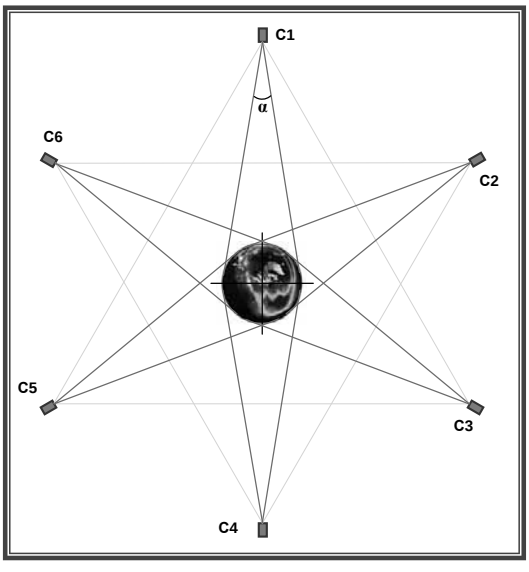


Рис.1.

В центре рисунка находится Земля;
C1 ÷ C6 – геостационарные спутники;
α – угол обзора Земли

Последующие слои Земли вблизи поверхности, то есть от 2000 км до поверхности Земли – первый слой h_1 сдвигает спектр собственного излучения в дальний инфракрасный спектр в окно прозрачности атмосферы Δλ=7,5 мкм ÷ 13,5 мкм и здесь геологические среды становятся полупрозрачными, о чем свидетельствуют работы автора [7-16].

На рис. 2 показан исходный тепловизионный снимок «Landsat-7» Актанышского района Северо-Восточной части Республики Татарстан, спектральный диапазон 10,4-12,5 мкм (тепловой инфракрасный канал), пространственное разрешение на местности $\delta_{x,y}$=*60 м.*

На рис. 3 и 4 показаны видеотепловизионные снимки, обработанные по технологии МВТГМ.

На рис.3 показано тепловизионное изображение с обнаружением разломных зон, блоковых и линейных морфоструктур на глубине от поверхности Земли h_N = 1290 м, где N=43 слой (ступень генерализации) и температурная чувствительность меняется с N = 42 слоя ΔT_{42} = 1,74.10^{-5} K N = 43 слой ΔT_{43} = 1,6.10^{-5} K.

На рис. 4 представлены разломные зоны, блоковые и линейные морфоструктуры на глубине между N = 162 и N = 163 слоями, что соответствует N × δ = 4,89 км. При такой глубине явно выделяется для этого района Республики Татарстан только одна большая блоковая структура в середине теплового изображения и севернее выделяется другая блоковая структура, разделенные Камским разломом.

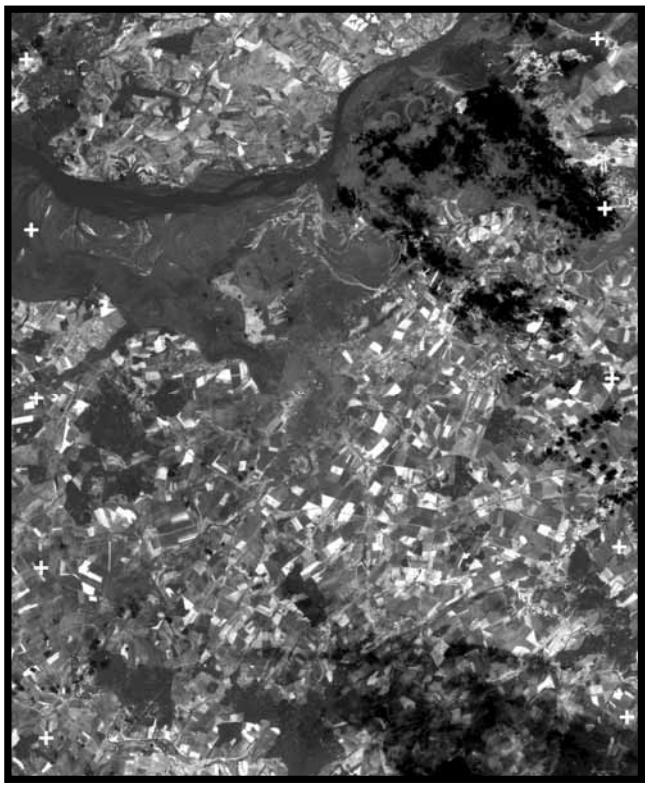


Рис.2. Исходное необработанное изображение
«Landsat-7»
Спектральный диапазон 10,4-12,5 мкм
(тепловой инфракрасный канал)
Разрешение на местности 60 м, проникающая способность
h=30 м — первый слой N = 1.

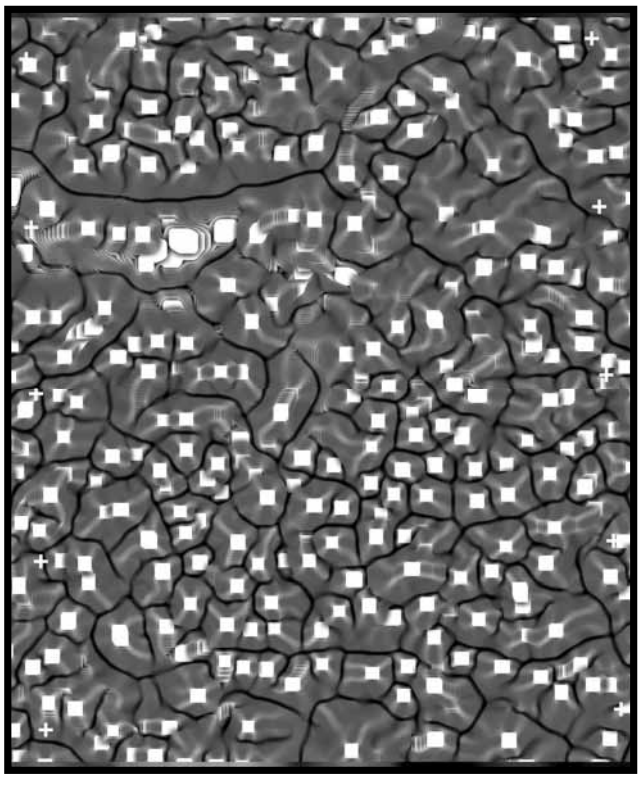


Рис.3. Видеотепловизионное изображение
«Landsat-7», обработанное по алгоритму GS
Ступень генерализации N=43
Уровень глубинности h =1290 м

Используя технологию МВТГМ и получив экспериментальные данные с будущей системы «Око Земли – Всевидящий глаз», можно будет конкретно определить, какая истинная температура в нижних мантиях Земли и каков их физический состав по распределению излучательной способности по длинам волн [6,15,16], а самое главное в оперативном режиме отслеживать и предсказывать все стихийные и геотехногенные катастофы нашего дома – планеты Земля, а также вести долговременную и оперативную разведку земных недр на присутствие углеводородных и иных месторождений.

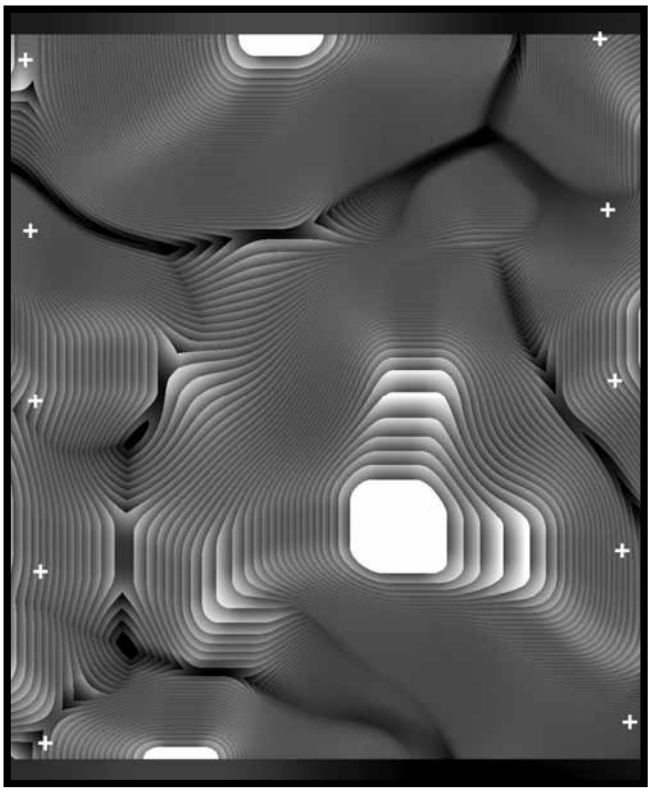


Рис. 4. Видеотепловизионное изображение «Landsat-7», обработанное по алгоритму GS
Ступень генерализации N=163
Уровень глубинности h = 4890 м

Литература

1. *Мухамедяров Р.Д.* Оценка одного класса дробно-линейных отображений оптических сигналов дистанционного зондирования. Исследования Земли из Космоса. – 1980. – № 3. – С. 84–90.

2. *Мухамедяров Р.Д., Тимофеев В.Н.* О поляризационных характеристиках собственного излучения морской поверхности. Изв. АН СССР, сер. Физика атмосферы и океана, т.17, № 11, 1981, с.1178-1183.

3. *Мухамедяров Р.Д.* Теория и разработка оптико-электронных систем с симметричным входом. Докторская диссертация. 1991 г.

4. *Мухамедяров Р.Д.* Детермированный синтез оптико-электронных систем с симметричным входом // Оптический журнал. – 1993. – № 9.

5. *Мухамедяров Р.Д.* Приборы для дистанционного зондирования Земли в оптическом диапазоне длин волн. Оптический журнал. – 1993. – № 9.

6. *Мухамедяров Р.Д., Харисов Р.И.* Способ измерения температуры // Патент РФ № 2086935 от 10.01.1994.

7. *Мухамедяров Р.Д.* Аэрокосмический мониторинг состояния нефтегазопроводов и экологии окружающей среды // Волга-бизнес, спец. выпуск. – Самара, 1997. – С.17–23.

8. *Мухамедяров Р.Д.* Аэрокосмический мониторинг, методология и инструментальное обеспечение // Наука и техника в газовой промышленности. – 2000. – № 2. – С. 89-93.

9. *Мухамедяров Р.Д.* Метод видеотепловизионной генерализации и его аэрокосмическое аппаратурное оснащение // Интервал. Самара. – 2002. – № 9(44). – С. 59–62.

10. *Христафорова Н.Н.* Зависимость между тепловыми и упругими свойствами горных пород // Георесурсы. – 2002. – № 4(12). – С. 9–10.

11. *Мухамедяров Р.Д.* Практические возможности видеотепловизионной генерализации и ее аэрокосмическое аппаратурное оснащение. Российский форум «Авиакосмические технологии и оборудование» // Сб. докл. – Казань, 200. – С. 165–170.

12. *Мухамедяров Р.Д.* «Око Земли» - аэрокосмическая система мониторинга // Аэрокосмический курьер. – 2006. – № 3 (45). – С. 44–45; 2007. – № 2 (50). – С. 74–75.

13. *Мухамедяров Р.Д.* Метод видеотепловизионной генерализации аэрокосмических съемок для решения геотехногенных задач // Сб. докл. V Международной научно-практич. конф. «Актуальные проблемы урановой промышленности», Алматы, 18–20 сентября 2008, с. 319–334.

14. *Туманов В.Р., Мухамедяров Р.Д., Дабаев А.И.* Поиски месторождений урана типа несогласия методом видеотепловизионной генерализации // Сб. докл. V Международной научно-практич. конф. «Актуальные проблемы урановой промышленности», Алматы, 18–20 сентября 2008, с. 315–318.

15. *Гатауллин Р.Н., Мухамедяров Р.Д., Харисов Р.И.* Метод видеотепловизионной генерализации, основанный на многоспектральной съемке. Геодинамика, глубинные строения, тепловое поле Земли, интерпретация геофизических полей. Пятые научные чтения Ю.П. Булашевича 06-10 июля 2009 г., Екатеринбург, с. 350–354.

16. *Мухамедяров Р.Д., Харисов Р.И.* Способ измерения излучательной способности объекта по измеренной температуре. Пат. РФ № 2382994 от 30.04.2008.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И НЕФТЕОТДАЧИ НА ГАЗОНЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖАХ ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ

М.Р.Назыров, В.З.Баишев, Т.Г.Кривина, А.Г.Шуэр

ООО «ВолгоУралНИПИгаз»

Уникальное по запасам Оренбургское месторождение введено в промышленную разработку в 1974 году с созданием комплекса по добыче и переработке содержащего сероводород и гелий газоконденсатного сырья. Приоритет был отдан освоению запасов Основной газоконденсатной залежи месторождения для обеспечения поставок газа в газопровод «Союз».

Лишь в 1981 году, когда добыча газа из Основной залежи месторождения вышла на проектный уровень 45 млрд. $м^3$/год, были утверждены запасы нефти, в основном по категориям C_1 и C_2. Промышленное освоение запасов нефти Оренбургского месторождения значительно отстает по срокам по сравнению с освоением запасов газа.

К настоящему времени из Основной залежи извлечено 68 % от начальных геологических запасов газа, годовые уровни добычи газа снизились почти в 3 раза по сравнению с максимальными уровнями добычи. Но до сих пор Основная газоконденсатная залежь остается, по сути, основной сырьевой базой Оренбургского ГХК.

В настоящее время три основных нефтяных объекта, находящихся в пределах горного отвода ООО «Газпром добыча Оренбург», эксплуатируются на разных стадиях разработки. Так, эксплуатация Ассельской газонефтяной залежи ведется на естественном режиме и находится на стадии падающей добычи нефти, из залежи извлечено около 24 % от начальных геологических запасов нефти.

Эксплуатация Среднекаменноугольной газонефтяной залежи хотя и ведется уже 24 года, но находится на начальной стадии, из залежи извлечено 1,7 % от начальных геологических запасов нефти. Нефтяная оторочка Филипповской нефтегазоконденсатной залежи до сих пор не введена в эксплуатацию, в то время как эксплуатация газоконденсатной части залежи осуществляется с 1999 г.

Опыт разработки газонефтяных залежей на Оренбургском месторождении показал, что разработка залежей на естественном режиме с использованием упругой энергии газовой шапки эффективна до прорыва газа из шапки к забоям нефтедобывающих скважин. На снижение эффективности разработки залежи на естественном режиме указывает рост темпа снижения пластового давления.

На газонефтяных залежах ОНГКМ увеличение темпов снижения пластового давления отмечается, когда в зонах отбора нефти пластовое давление снижается до 17÷17,6 МПа от начального 20,6 МПа.

При дальнейшей разработке залежей на естественном режиме в условиях интенсивного снижения пластового давления при пластовом давлении 14÷14,3 МПа значительно снижаются добывные возможности скважин.

При эксплуатации скважин с использованием периодического газлифта циклически происходят значительные снижения забойного давления, что приводит к дополнительному разгазированию нефти в зоне дренирования и снижению продуктивности скважин.

Таким образом, для повышения эффективности разработки газонефтяных залежей ОНГКМ и обеспечения условий устойчивой эксплуатации нефтедобывающих скважин необходимы:

- переход к системе разработки с поддержанием пластового давления (ППД) при снижении пластового давления в зонах отбора нефти до 15÷16 МПа;
- эксплуатация нефтедобывающих скважин с заданным давлением на забое.

Для ППД предусматривается искусственное заводнение, а для эксплуатации нефтедобывающих скважин с заданным давлением на забое необходим перевод скважин на насосную добычу.

Для эффективной устойчивой насосной эксплуатации нефтедобывающих скважин дебит жидкости должен составлять не менее 12÷15 т/сут. На Ассельской газонефтяной залежи около 75% нефтедобывающих скважин эксплуатируются с дебитом жидкости не более 10 т/сут.

Таким образом, для перевода нефтедобывающих скважин Ассельской залежи на насосную добычу нефти предварительно необходимо повысить их производительность.

Так, например, на Уренгойском месторождении для перевода низкодебитных нефтяных скважин с газлифтной эксплуатации на насосную добычу для повышения дебита жидкости на практике получен положительный эффект от реализации способа эксплуатации скважин с приобщением водонасыщенной части пласта.

На Ассельской газонефтяной залежи ОНГКМ повышение дебита жидкости нефтедобывающих скважин можно достичь геолого-техническими мероприятиями по интенсификации притока нефти к забоям скважин из нефтенасыщенной части пласта, а также из переходной нефтеводонасыщенной зоны ниже принятого контакта ВНК.

В качестве одного из наиболее перспективных методов интенсификации притока нефти рассматривается технология радиального вскрытия пласта. При апробации этой технологии на газовых скважинах Оренбургского месторождения уже получен положительный эффект.

По расчетам на гидродинамической модели в переходной подконтактной зоне ресурсы нефти составляют около 40% от утвержденных запасов в нефтенасыщенной части пласта.

Вовлечение в активную промышленную разработку дополнительных ресурсов углеводородного сырья из подконтактной переходной зоны залежи в сочетании с применением системы ППД обеспечит условия для устойчивой насосной эксплуатации скважин и позволит увеличить добычу нефти на Ассельской залежи с существующего годового уровня 90 тыс. тонн до 150 тыс. тонн.

Среднекаменноугольная газонефтяная залежь и нефтяная оторочка Филипповской нефтегазоконденсатной залежи находятся на западном участке месторождения и характеризуются тем, что значительная часть их нефтеносных площадей приходится на санитарные и природоохранные зоны.

Эту проблему можно решить разбуриванием нефтяных объектов кустами наклонно-направленных скважин с отклонением забоя от устья до 3500 м. Но и в этом случае значительная часть проектных скважин находится в зонах возможного затопления в период паводка на реке Урал.

Бурение скважин в пойменной зоне с большим отклонением забоя от устья ведет к существенному удорожанию проекта.

Сокращения количества проектных скважин с одновременным увеличением охвата разработкой нефтеносных участков предусматривается достичь бурением многозабойных скважин.

Промышленное освоение запасов нефти Среднекаменноугольной залежи и Филипповской нефтяной оторочки позволит в свою очередь активизировать проведение работ по переоценке промышленной значимости нефтяных оторочек Основной залежи на западном участке Оренбургского месторождения и вовлечение их в разработку.

Реализация инновационных технологий при разработке Ассельской газонефтяной залежи и промышленного освоения запасов нефти на западном участке Оренбургского месторождения позволит увеличить уровень годовой добычи нефти со 150 тыс. тонн до 1,2÷1,5 млн. тонн.

СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ВЛИЯНИИ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА И СТРУКТУРЫ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ БАШКИРСКОГО ЯРУСА РТ НА ВЫБОР МЕТОДА ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА

И.М. Насибулин[1], Н.А. Мисолина[1], Б.А. Баймашев[1], В.П.Морозов[2], М.А.Петров[2]

1 - ОАО «НИИнефтепромхим», Казань, 2 – КГУ, Казань

Стимуляция карбонатных коллекторов с целью интенсификации притока нефти производится преимущественно с применением кислот. Наиболее часто в нефтедобывающей промышленности используется соляная кислота. При инжекции в пласт кислотный состав растворяет карбонатную породу, образуя проводящие каналы, способствующие повышению фильтрационно-емкостной способности коллекторов.

Промысловый опыт и лабораторные испытания свидетельствуют, что эффективным результатом применения кислотных растворов является образование каналов фильтрации (т.н. «червоточин»), которые обеспечивают повышенный приток флюидов к забою скважины. Однако соляная кислота обладает высокой скоростью реакции с карбонатной породой, что является преградой для получения протяженных каналов растворимости в пласте.

Отечественные специалисты в области нефтяного дела до настоящего момента мало занимались изучением вопроса образований «червоточин», в то время как зарубежные ученые уделяли большое внимание данной проблеме [1-3]. И их позицию можно считать крайне обоснованной, т.к. успех кислотной обработки, как уже отмечалось, напрямую зависит от способности кислотного состава образовывать в карбонатном пласте протяженные разветвленные каналы, тем самым увеличивая область дренирования пласта (рис. 1). Но сказать однозначно, что американские ученые были пионерами в этом вопросе нельзя. Еще в 1946 г. в работе Б.Г. Логинова «Кислотная обработка нефтяных скважин на промыслах треста Ишимбайнефть» были высказаны предпосылки о существовании в пласте после обработки соляной кислотой «каналов растворения» и «каналов разъедания», и лишь 10 лет спустя эти термины появились в американской специализированной литературе.

В настоящее время большинство исследований в этой области касаются определений зависимости формы червоточин от скорости, времени закачки кислоты, ее объема. То есть изучается влияние кислотного агента [4, 5 и др.].

В данной работе нами была поставлена задача не ограничиваться изучением влияния кислотной композиции на структуру червоточин, но также проследить различия в новообразованных структурах в зависимости от структурно-генетического типа известняка.

Последовательное изучение влияния геологической характеристики и пластового флюида на успешность воздействия кислотными растворами привело научное сообщество к пониманию обязательного проведения предварительных фильтрационных испытаний на естественных кернах месторождения. Эти изыскания позволили добиться лучших результатов, чем, если бы ОПЗ с применением кислотных композиций происходило «вслепую» [6]. Тем не менее, после комплекса литологических изучений, фильтрационных испытаний и тестов на совместимость остается неразрешенным ряд вопросов. В том числе вопрос выявления закономерности появления той или иной структуры «червоточин» в карбонатных коллекторах в процессе кислотной обработки.

Для более обширного изучения влияния геологических особенностей пород-коллекторов на КО (кислотные обработки) и способности кислотных составов воздействовать на конкретные литотипы известняков были проведены лабораторные эксперименты на естественных кернах башкирского возраста нескольких месторождений Республики Татарстан (Аканское и Зюзеевское) с использованием ряда современных технических средств – рентгеновского томографа и электронного микроскопа.

Их применение способствовало визуальной оценке влияния различных кислотных составов на структуру порового пространства карбонатных коллекторов, а также выявлению отличий в изменении пустотного пространства различных структурно-генетических типов известняков при воздействии на них кислотными композициями.

Этот способ исследования также можно считать одним из этапов лабораторного анализа эффективности КО. Моделирование процесса осуществляется на микроуровне, причем не с помощью математического аппарата с привлечением всевозможных усреднений и адаптаций, а с возможностью проследить реальное протекание процесса.

Понимание механизма распространения каналов растворения будет способствовать оптимизации и дальнейшему результативному проектированию процесса кислотной обработки скважин (с учетом минералогического состава, типа кислотного реагента, его объема, скорости подачи и т.д.).

Комплекс проведенных испытаний составов технологий для кислотной стимуляции скважин в карбонатных коллекторах состоял из четырех последовательных этапов:

1. Фильтрационные исследования;
2. Микроскопический метод (шлифы);
3. Оптический сканирующий микроскоп;
4. Рентгеновский томограф.

Тестовыми образцами являлись образцы кернов с указанных ранее месторождений РТ восточного борта Мелекесской впадины (МВ), представленные пятью структурно-генетическими типами известняков [7]:

- биокластово-зоогенными первого типа (ИБЗ-1);
- биокластово-зоогенными второго типа (ИБЗ-2);
- строматолитовыми (ИС);
- литокластовыми (ИП).
- пелитоморфными (ИП).

В продуктивном разрезе преобладают известняки биокластово-зоогенные. Поэтому, в первую очередь, воздействие на них кислотными композициями представляет наибольший интерес. Строматолитовые известняки в качестве самостоятельных слоев встречаются редко, литокластовые и пелитоморфные известняки на рассматриваемых месторождениях также имеют крайне ограниченное распространение.

До настоящего времени не было опубликовано подобных исследовательских работ, представляющих собой систематизацию воздействия кислотных реагентов в зависимости от структурно-генетических типов известняков. Тем не менее, вопрос разработки неоднородных карбонатных коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами, какими являются коллектора Аканского и Зюзеевского месторождения, стоит очень остро. Они являются наиболее сложным объектом для кислотной обработки. В связи с этим, и исследование закономерности образования структур растворения крайне важно.

Критерием лабораторной оценки успешности технологий ОПЗ на первом этапе являлось изменение значений проницаемости керна до и после обработки кислотными составами. Тесты осуществлялись на естественных кернах длиной 5 см и диаметром 3 см. Поперечное сечение образцов – 7 $см^2$, объем керна 35 $см^3$.

В качестве кислотных агентов были приняты: соляная кислота, соляная кислота + многофункциональная добавка СНПХ-8903А и уксусная кислота. Причем перед фильтрационными исследованиями из каждого кернового образца было сделано по одному шлифу для последующих исследований. Фильтрационные тесты проводились на установке УИПК-1М. Образец насыщался моделью пластовой воды и замерялась проницаемость. Далее керн насыщался нефтью с соответствующего, Аканского или Зюзеевского, месторождения. Затем в насыщенный нефтью керн закачивался определенный объем кислотной композиции, осуществлялась выдержка на реакцию с породой и обратным ходом производилась промывка керна пластовой водой в количестве 3–4 объема пор. Итогом теста был замер конечной проницаемости и подсчет отношения конечной проницаемости к начальной ($К/К_0$). В результате повышение проницаемости наблюдалось лишь в шести случаях из пятнадцати. Причем существенно проницаемость изменилась только в биокластово-зоогенных известняках, наибольшую успешность продемонстрировал состав HCl+СНПХ-8903А ($К/К_0$=2,8÷10,7, для уксусной кислоты этот показатель несколько ниже: $К/К_0$=1,26÷4, самые низкие показатели для соляной кислоты 0,3÷1,3). В случае практически непроницаемых литокластовых, строматолитовых и пелитоморфных известняков керны вообще не принимали соляную кислоту даже при повышении давления закачки до 130 атм, при применении HCl+СНПХ-8903А и уксусной кислоты наблюдалось повышение проницаемости до 0,4 раза.

Следующим этапом исследований вещественного состава и структурно-текстурных особенностей пород, морфогенетического строения порового пространства до и после кислотной обработки, было изучение свойств пород в тонких шлифах.

Как уже было сказано, часть цилиндра до фильтрационных исследований шла на изготовление шлифа - шлиф до обработки. Из другой части цилиндра после обработки изготавливался шлиф - шлиф после обработки (рис.2).

Анализ показывает, что различные соотношения пор, каверн и трещин в различных литологических типах известняков предопределяют способность породы не только пропускать или не пропускать через себя флюиды, но и по-разному изменять емкостные свойства под действием различных кислотных композиций.

По итогам данного этапа было выявлено, что после воздействия HCl+СНПХ-8903А обнаруживается довольно эффективное увеличение пористости (~ на 2-3%) в основном за счет растворения цемента, реже части форменных элементов (остатков организмов, их обломков, например раковин, оолитов, сгустков и др). Таким образом, следует отметить, что помимо влияния на неформенные элементы (цементирующие массы, или кристаллическую составную часть – микрит и спарит) сказалось воздействие и на форменные [8]. Это говорит о том, что данная кислотная композиция позволяет прорабатывать матрицу породы. При воздействии уксусной и соляной кислотой воздействие оказывается именно на цементе, а не на форменных структурных элементах.

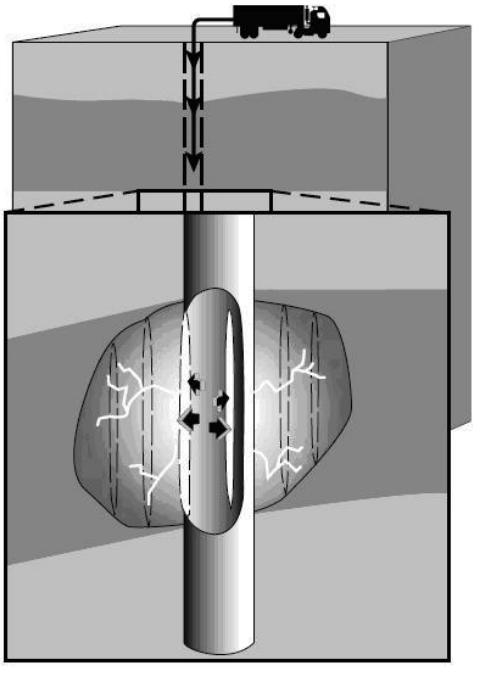


Рис. 1. Распространение “червоточин” при кислотной обработке карбонатного пласта.

Следующей стадией было применение электронного сканирующего микроскопа для более наглядного установления особенностей пустотно-порового пространства пяти различных структурно-генетических типов известняков. Эти различия, несомненно, оказались гораздо более наглядными, нежели анализ шлифов. Было четко прослежено, каким образом цемент заполняет поровое пространство, различие в его морфологии для биокластово-зоогенных известняков (микрит - спарит), строении самих форменных элементов (рис. 3).

В изученных ИБЗ-1 кальцит (микрит), цементирующий органические остатки, частично выполняет пространство между ними (рис. 3). Эти известняки обладают наилучшими коллекторскими свойствами среди всех изученных карбонатных пород башкирского яруса. Органические остатки соприкасаются друг с другом. В ИБЗ-2 органические остатки практически не соприкасаются друг с другом, цемент (спарит) полностью заполняет поровое пространство (рис.3).

Как уже отмечалось, в карбонатных коллекторах целью кислотной обработки является растворение пород призабойной зоны, формирование новых каналов («червоточин»). В данном случае рентгеновский томограф является единственным способом визуализации процесса реакции породы на воздействие кислотными составами. Преимуществом использования томографии керна является тот факт, что пользователь получает более полное понимание реакции пласта на операцию по интенсификации притока, что упрощает оптимизацию будущих обработок. Наглядность и точность моделей объекта, получаемых путем томографирования - основное достоинство метода.

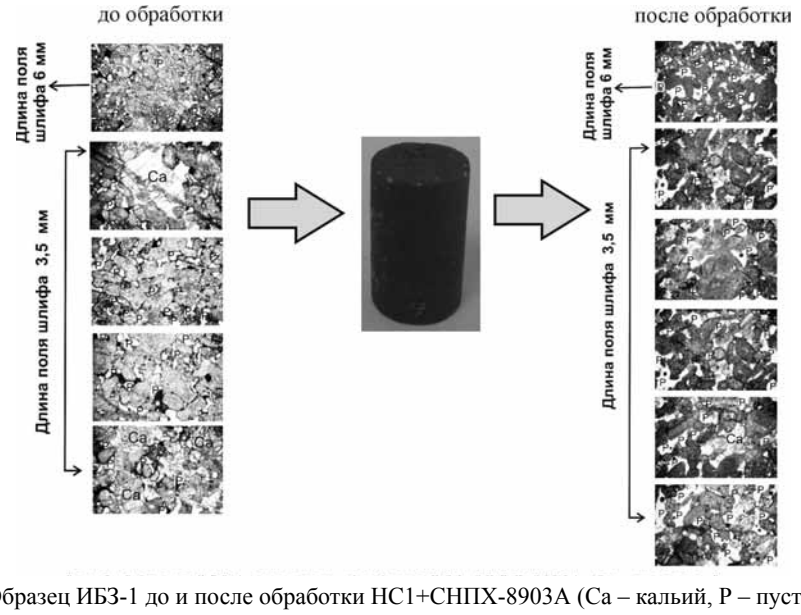


Рис.2. Образец ИБЗ-1 до и после обработки HC1+СНПХ-8903А (Са – кальий, Р – пустоты) [8].

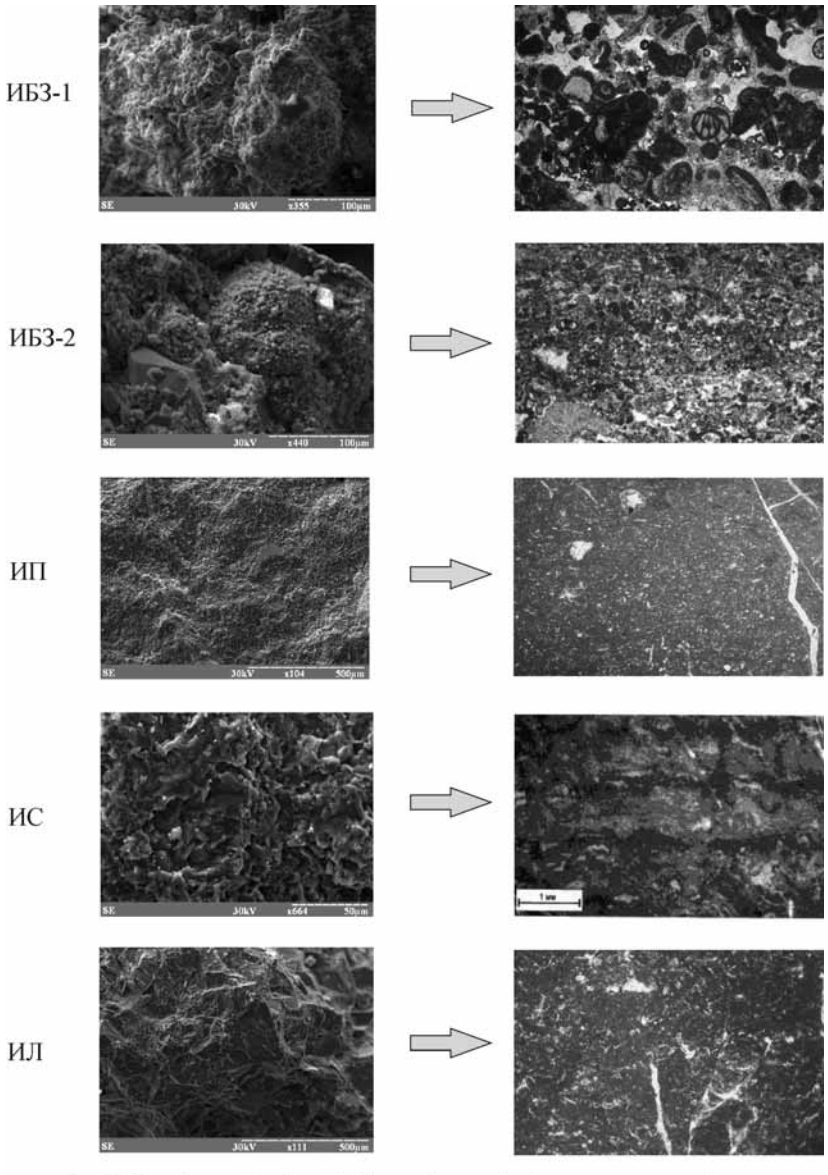


Рис. 3. Микрофотографии (слева) и фотографии шлифов (справа, один николь) различных структурно-генетических типов известняков

На четвертом, заключительном этапе, было показано, что реагенты на основе соляной кислоты, растворяя карбонаты, производят значительные изменения в породах призабойной зоны пласта. На рис.4 приведены фотографии химического воздействия на карбонатные нефтяные породы с образованием каналов растворения, количество и структура которых на торцевой поверхности различны для образцов различных структурно-генетических типов известняков, что обусловлено разной литологической характеристикой и коллекторскими свойствами. Также они варьируются в зависимости от состава кислотной композиции. Это в очередной раз подтверждает, что по своей природе кислотная стимуляция скважин является сложным физико-химическим процессом.

Изначально наиболее проницаемыми породами являются известняки биокластово-зоогенные, поэтому фактически только у них наблюдалось действие кислотных композиций. Плотные, практически непроницаемые, литокластовые, строматолитовые и пелитоморфные известняки реагируют не достаточно с составами для повышения значений проницаемости или не вступают в реакцию вовсе (рис.4 HCl – ИС, уксусная кислота – ИП). В основном же наблюдается ограниченное поверхностное растворение, которое, естественно, не может привести к повышению успешности обработки. Но следует отметить, что даже в случае практически непроницаемых карбонатов кислотные композиции привели к образованию различных структур растворения. При использовании соляной кислоты очень незначительные области растворения заметны только на торцевой поверхности образцов. В глубь керна состав, как показывает томография, не проник вообще. СНПХ-8903А и уксусная кислота благодаря своей низкой реакционной способности позволяют добиться пусть и незначительного, но продвижения композиции по керну в радиальном направлении. Из фотографий видно, что за счет растворяющего действия кислотных составов формируется сеть из ограниченного числа каналов растворения, с многократным увеличением их сечения, проникающих на некоторое

расстояние в глубь керна. И чем глубже будут распространяться каналы растворения, тем значительнее увеличится область дренирования пласта, повысится вероятность вскрытия новых целиков нефти и соответственно этому возрастет дебит скважины в результате обработки.

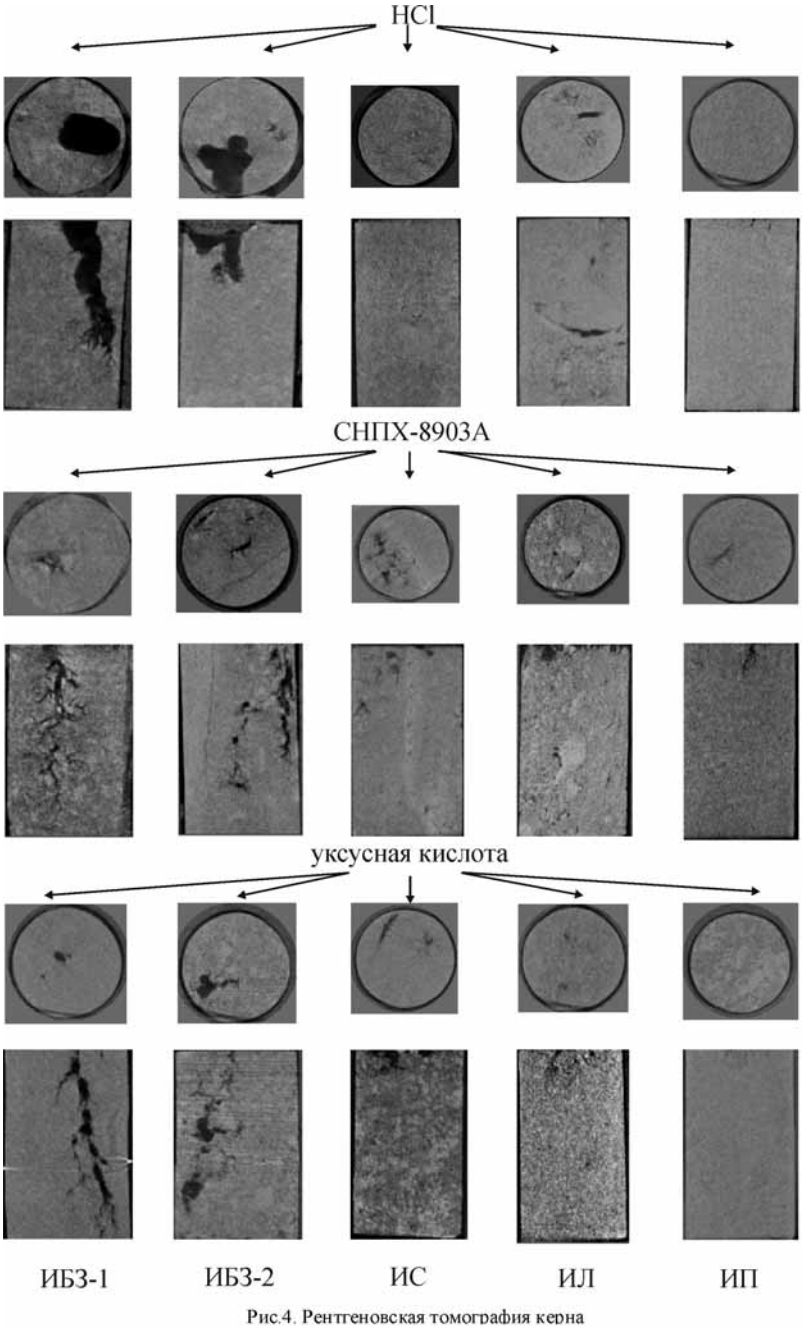


Рис.4. Рентгеновская томография керна

Уже отмечалось, что с позиции современной науки в области повышения интенсификации скважин в карбонатных коллекторах создание червоточин и оптимизация этих структур является основной целью при проектировании кислотной обработки. Но почти все исследования до настоящего времени проводились на математических моделях. А, как известно, такие модели адекватны только для идеализированных условий и в реальном пласте они могут не сработать. Особенно если обрабатываемая зона имеет сложное геологическое строение, подобное большинству мелких месторождений с трудноизвлекаемыми запасами в карбонатных коллекторах. Тем не менее, именно эти месторождения в РТ приковывают пристальное внимание нефтяников, т.к. в них по разным оценкам сосредоточено от 38 до 60% запасов углеводородов [7].

При проведении данных испытаний в нашей лаборатории были получены аналогичные описанным зарубежными исследователями [9] структурам растворения. Было показано, что при высоких скоростях нейтрализации, кислота быстро продвигается по поверхности керна. Червоточины не образуются или образуются только короткие каналы. Это режим поверхностного растворения (рис.5а; рис.4. HCl - ИБЗ-2).

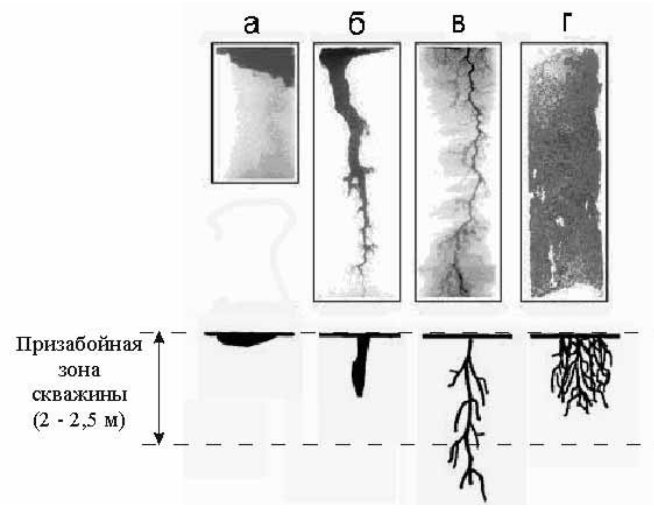


Рис. 5. Формы каналов растворения: а – поверхностное растворение, б – коническое, в – доминантное, г – равномерное [9].

При более низких скоростях нейтрализации кислотный раствор может проникать глубже, что приводит к образованию червоточин. Наиболее оптимальным является режим, при котором скорость нейтрализации достаточна для образования одной доминантной червоточины (рис.4. ИБЗ-1 - СНПХ-8903А; рис.5в), без чрезмерного бокового ответвления (рис.5г).

Проведенные исследования в очередной раз подтвердили, что наибольшую сложность с точки зрения подбора оптимального состава и технологии процесса представляет обработка пород с высокой геологической неоднородностью, к числу которых относятся и карбонатные пласты башкирских отложений большинства мелких месторождений восточного борта МВ. Использование современных методов рентгеновской томографии, обеспечившее визуализацию неоднородностей образца керна, и оптического сканирующего микроскопа позволило ответить на многие вопросы, связанные с изменением внутренней структуры, строения порового пространства карбонатных пород-коллекторов после воздействия рабочих кислотных агентов.

Было показано, что успешность кислотного воздействия зависит преимущественно от фильтрационных параметров пласта, которые контролируются геометрией порового пространства. Определяющую роль при выборе метода интенсификации прежде всего играет вещественный состав отложений и тип коллектора.

В заключение следует отметить, что эта работа является составной частью комплексных исследований, которые необходимо проводить добывающим компаниям с целью выбора и обоснования эффективности метода воздействия на пласты в общей структуре разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах.

Литература

1. *Economides M.J., Hill A.D., Economides C.E.* Petroleum production systems // 1994 by Prentice Hall, PTR, Prentice Hall, Inc. Upper Saddle River, NJ 07458, 1993. – 611 p.

2. *Mohan K.R. Panga, Murtaza Ziauddin, Ramakrishna Gandikota and Vemuri Balakotaiah*. A New Model for Predicting Wormhole Structure and Formation in Acid Stimulation of Carbonates//SPE 86517, 2004, 18-20 February.

3. *Buijise M., Glasbergen G. A.* Semiempirical Model to Calculate Wormhole growth in carbonate acidising//SPE 95892, 2005, 9-12 October.

4. *Булгакова Г.Т., Камалтинова А.В*. Математическое моделирование процессов стимуляции карбонатных коллекторов // Тр. V всероссийской научной конф. с международным участием. Моделирование и оптимизация динамических систем и систем с распределенными параметрами. – Самара: СамГТУ, 2008. – Ч.2. - С.23–24.

5. Competition among flow, dissolution, and precipitation in porous media. Sunil D. Rege, H. Scott Fogler // AIChE Journal, 1989, September. – P. 1177–1185.

6. *Васясин Г.И., Насибулин И.М., Корнильцев Ю.А., Баймашев Б.А., Зарипов Р.Р., Круглов М.П., Хайртдинов Р.К.* Подбор эффективных кислотных составов для обработки призабойных зон скважин в карбонатных коллекторах// Нефтепромысловое дело. – 2009. – №4. – С. 17–21.

7. *Морозов В.П., Королев Э.А., Кольчугин А.Н.* Карбонатные породы визейского, серпуховского и башкирского ярусов нижнего и среднего карбона. – Казань: ПФ Гарт, 2008. – 182 с.

8. *Гильмутдинов Р.Р., Мисолина Н.А., Петров М.А*. Влияние действия солянокислотных систем на структуру пустотного пространства карбонатных пород // Геология в развивающемся мире: Материалы I Всероссийской конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. – Пермь: ПГУ, 2010. – Т.1. – С. 197–199.

9. *Christopher N. Fredd, H.Scott Fogler*. Influence of transport and reaction on wormhole formation in porous media // AIChE Journal, 1998, September. – P. 1933–1949.

КРИТЕРИИ ВЫБОРА ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ КИСЛОТНЫХ ОПЗ СКВАЖИН В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

И.М. Насибулин *(ОАО «НИИнефтепромхим», г. Казань)*

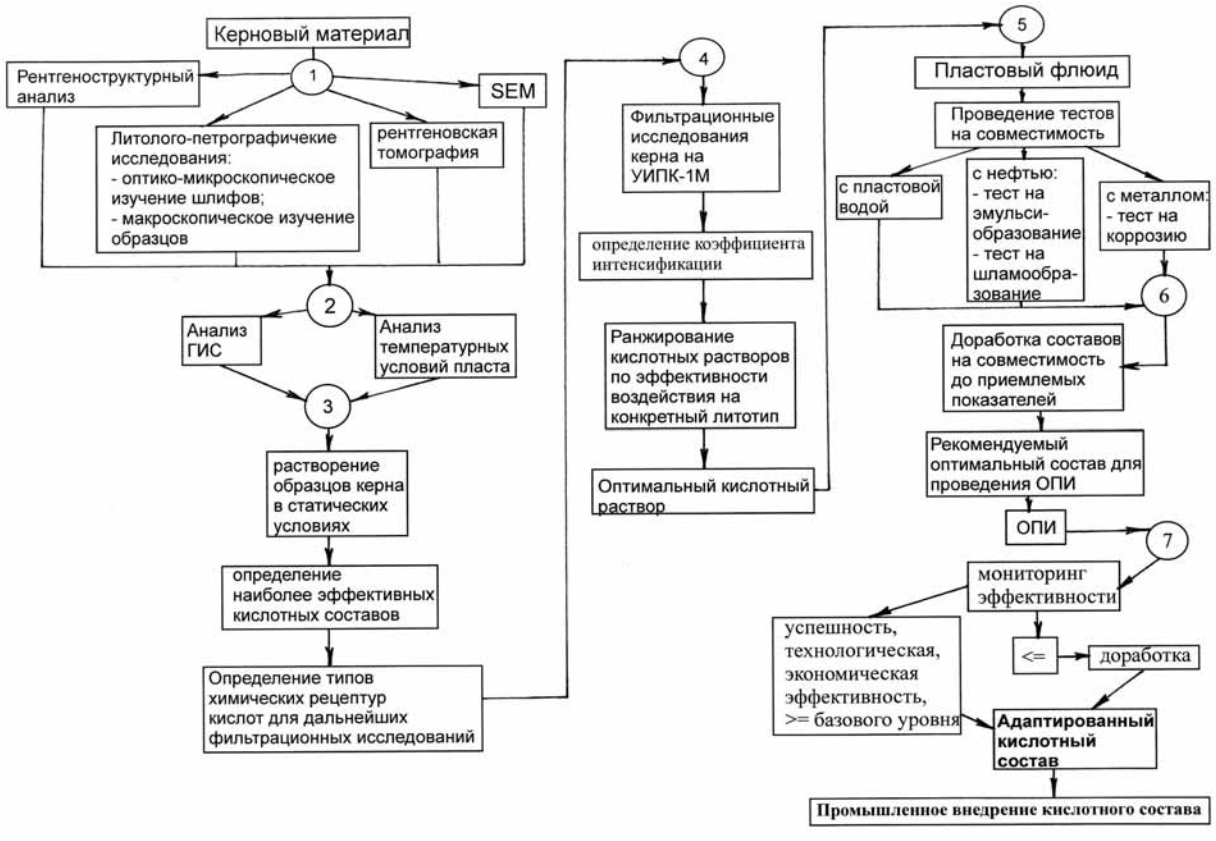


Рис.1. Постановка задачи оптимизации имеющегося или разработка нового кислотного состава.

Данная работа посвящена разработке методического комплекса по интенсификации продуктивных карбонатных отложений на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти на основе проведенных лабораторных экспериментов, имеющихся теоретических предпосылок, промыслового опыта и технических средств. Автором предложен единый порядок проектирования технологического воздействия на призабойную зону продуктивного пласта с целью кислотной стимуляции скважин.

Несмотря на кажущуюся простоту проведения кислотного воздействия, анализ обработок, проводимых на месторождениях РТ, выявил ряд причин их низкой эффективности. В основном они связаны с некачественным подбором композиций и неполнотой основных и вспомогательных технологических операций по закачке и освоению скважин после ОПЗ (обработки призабойной зоны).

Нефтяные месторождения, приуроченные к карбонатным коллекторам, обычно характеризуются сложностью освоения скважин, а при последующей эксплуатации, как правило, не достигается потенциал их добывной возможности. Следовательно, не имея четких представлений о фильтрации технологических жидкостей в карбонатных пористых средах и о факторах, ее подавляющих, невозможно создать научные основы методов интенсификации притока нефти на месторождениях с карбонатными коллекторами.

На эффективность кислотных ОПЗ оказывают влияние многочисленные факторы, среди которых выделяются следующие:

1. Геологические характеристики месторождения (пористость, проницаемость, физико-химические свойства нефтей, нефтенасыщенность, доля коллекторов в разрезе, литология и т.д.).

2. Вид кислотного воздействия (обычная кислотная обработка, термокислотная, пенокислотная, кислотный гидроразрыв пласта и т.д.).

3. Технологические параметры кислотного воздействия (концентрация кислоты, объем кислоты, давление закачки, скорость закачки и т.д.).

4. Технологические показатели работы скважин и залежей (обводненность продукции, текущее пластовое давление, кратность проведения обработки и т.д.).

На основе полного учета этих факторов можно подобрать и рекомендовать оптимальный рабочий агент и дизайн КО (кислотных обработок). А анализ предыдущих обработок, выполненных на конкретном месторождении, позволит

исключить возможные ошибки при обработке. Анализ истории работы скважины, лабораторных исследований керна, пластового флюида, ГИС, а также современных методик моделирования дает возможность достичь более высокой эффективности обработок [1].

Таким образом, для адресного планирования КО следует применять дизайн обработок, основой которого являются изучение литологического и химического состава породы – коллектора; определение основных факторов, влияющих на скорость растворения породы кислотным раствором; лабораторные исследования фильтрационных процессов с использованием растворов кислот с добавками (замедлителями и отклонителями) на образцах керна.

Анализ и обобщение накопленного опыта экспериментальных и промышленных работ в области совершенствования кислотных обработок на месторождениях Татарстана позволили автору выработать определенный алгоритм по их проведению в карбонатных коллекторах. В основу этой концепции легла технология, разработанная в ОАО «НИИнефтепромхим» и апробированная на ряде месторождений РТ.

Автором предлагается использовать следующую последовательность действий при планировании работ по интенсификации притока нефти из карбонатного пласта (рис.1). Данный алгоритм применялся при проведении промысловых испытаний по кислотному воздействию на скважинах Аканского месторождения.

На первом этапе проводилось исследование кернового материала башкирских отложений со скв. №№2106, 2116, 2259. Исследования включали в себя:

- литолого-петрографические исследования – осуществлялись с целью определения минерального состава пород, изучения их структурно-текстурных особенностей, структуры пустотного пространства, характера нефтенасыщенности, особенностей вторичных изменений пород, трещиноватости, типа цемента. При этом применялись такие методы исследования, как макроскопическое изучение образцов и оптическая микроскопия.

Микроскопическое изучение шлифов позволяет исследовать вещественный состав и структурно-текстурные особенности пород, морфогенетическое строение порового и трещинного пространства. Сотрудники ВНИГРИ под руководством Е.М.Смехова (1962-1977 гг.) разработали этот метод для качественной и количественной оценки параметров порового и трещинного пространства пород-коллекторов [2].

- Сканирующий электронный микроскоп (SEM) – высокая разрешающая способность микроскопа позволила наиболее полно исследовать особенности внутреннего строения карбонатных пород-коллекторов башкирского яруса.

Совместно с тестами, описанными в первом пункте, было выявлено, что башкирские отложения представлены чередованием нескольких структурно-генетических типов известняков, среди которых известняки биокластово-зоогенные двух типов, литокластовые, пелитоморфные и строматолитовые. Преобладающими в разрезе являются биокластово-зоогенные известняки. С помощью сканирующего микроскопа было визуализировано поровое пространство изучаемого карбонатного материала, определено соотношение цемента и органических остатков в различных типах известняков.

- Рентгеноструктурный анализ – использовался для определения состава карбонатного материала. Было выявлено, что единственным минералом, слагающим известняки, является кальцит. Проведенное изучение образцов на предмет содержания в них нерастворимого остатка не показало его наличие. Глинистая компонента в известняках присутствует лишь в составе стилолитовых швов, наблюдаемых в образцах.
- Рентгеновская томография – позволила получить информацию о наличии внутренних трещин, пустот, неоднородностей различного типа. На обработанных соляной кислотой и композицией СНПХ-8903А образцах керна была смоделирована фильтрация кислотного состава и его взаимодействие с породой пласта. С помощью томографа были получены наглядные изображения пустотного пространства измененной породы.

На следующем, втором этапе, проводился анализ данных геофизического исследования с целью выявления неоднородности пласта, распространения конкретного литотипа известняков по разрезу скважины.

Далее следовал комплекс работ в химической лаборатории – третий этап. Проводилось растворение образцов керна в статических условиях с целью определения наиболее эффективного кислотного состава при воздействии на различные структурно-генетические типы известняков. Всего тестировалось 2 состава – соляная кислота и СНПХ-8903А. Наиболее подверженными к растворению оказались биокластово-зоогенные известняки первого и второго типов, причем оказалось, что многофункциональная добавка СНПХ-8903А действует на карбонатный материал более эффективно. В результате были определены типы химических рецептур кислот для дальнейших фильтрационных исследований, представляющих собой четвертый этап.

Перед фильтрационными исследованиями керна, проведенными на УИПК-1М, моделировались термобарические условия пласта с целью максимальной приближенности к пластовым условиям. После тестирования для каждого кислотного состава, воздействующего поочередно на биокластово-зоогенные известняки первого и второго типа, был вычислен коэффициент интенсификации с целью ранжирования композиций по эффективности.

Выбранный в результате последовательно проведенных четырех этапов оптимальный кислотный раствор исследовался на совместимость с:

- пластовой водой;
- нефтью;
- металлом скважины и подземного оборудования.

С учетом полученных данных производилась доработка составов на совместимость до приемлемых показателей в отрасли. В итоге был получен рекомендуемый оптимальный состав для проведения опытно-промышленных испытаний на скважинах №№ 2106, 2116, 2259 Аканского месторождения, после которых должен осуществляться мониторинг эффективности с выявлением успешности, технологической и экономической эффективности. Если эти параметры оказывались равными или ниже некого базового уровня, который характерен для данного месторождения или конкретной скважины, то проводится очередная доработка кислотного состава. Целью всех вышеприведенных исследований должен оказаться адаптированный кислотный состав. Следует отметить, что помимо оптимизации кислотных составов, также важное значение имеет и сама технология проведения ОПЗ.

Современный опыт показывает, что моделирование эффективности работ по обработке ПЗП требует принципиально новой постановки и новых методических решений. Оно должно проводиться с учетом экономической целесообразности проведения различных работ на скважинах, предусматривающих проведение предварительного анализа и обработки геолого-промыслового материала.

Предложенный подход дает возможность специалистам на промысле создавать своего рода «дизайн кислотной обработки», проектируя при этом обработку ПЗП с учетом литологических особенностей пласта, необходимой глубины проникновения и распространения зоны кольматации пласта. При этом появляется элемент планирования и прогнозирования проведения дальнейших геолого-технических мероприятий. Соблюдение предложенного системного подхода позволит регулировать кратность и повысить эффективность повторных обработок ПЗП, совершенствовать качество геолого-технических работ и исключить неоправданные экономические риски.

Литература

1. *Харисов Р.Я., Шарифуллин А.Р., А.Г. Телин, А.Г. Загуренко*. Факторы, влияющие на эффективность кислотной стимуляции скважин в карбонатных коллекторах // Энергия развития. – 2007. – №1. – С. 18-24.

2. *Галлеев Р.Г.* Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. – М.: КУбК-а, 1997. - 351 с.

ПРАВОВЫЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ГОРОДСКОЙ ПОДЗЕМНОЙ ЗАСТРОЙКИ.

Э.Ф. Нигматуллина

Казанский федеральный университет

Современный этап развития человечества характеризуется высоким уровнем научно-технического прогресса, глобальными, экономическими процессами, расширением социальных возможностей. Население планеты растет в основном за счет городов. Хотя города занимают лишь 2 % площади суши Земли, но потребляют ¾ мировых ресурсов.

Однако рост численности городского населения ведет к ряду проблем, таких как дефицит городских территорий, скопление на дорогах транспортных средств, неспособность городской инфраструктуры справляться с постоянно возрастающими нагрузками и ухудшение экологической обстановки.

Опыт стран Европы, Северной Америки и Юго-Восточной Азии показывает, что рост интенсивности освоения и комплексности использования подземного пространства мегаполисов, как одно из магистральных направлений их территориального развития, способствует решению ряда сложнейших социальных, градостроительных, транспортных, экологических и других задач.

Однако размещение объектов в подземном пространстве имеет не только преимущества, но и недостатки. В России, как и во многих других странах, можно выделить ряд проблем, связанных с развитием подземного строительства. Среди них – экономическая, экологическая, техническая, психологическая и юридическая проблемы. Экономическая проблема выражается в более высоких капитальных затратах на строительство объектов под землей.

Экологическая – связана, в первую очередь, с интенсивным воздействием на недра и земную поверхность, с активизацией опасных геологических процессов, не проявлявшихся при наземном строительстве (деформации, просадки земной поверхности, подтопление). Так, в Москве примерно 48% территории города находится в районах геологического риска из-за деформации земной поверхности, которая, в свою очередь, обусловлена воздействием не только наземной техногенной сферы города, но и созданием подземных выработок, откачкой подземных вод, нарушением инфильтрационного баланса грунтовых вод.

К техническим недостаткам можно отнести высокую естественную влажность, наличие горного давления, возможность сдвижения горных пород, сложность с дренажем воды, канализацией, водостоком и вентиляцией.

Психологическая проблема заключается в недостатке дневного света и субъективном мнении людей о том, что условия пребывания в подземном пространстве должны быть хуже, чем на поверхности.

Юридическая проблема выражена в нехватке полного и всестороннего нормативно-правового регулирования вопросов, связанных со строительством подземных сооружений, отсутствии систематизации норм, регулирующих подземное строительство.

Хотя названные проблемы являются серьезным препятствием для развития подземного строительства, отказываться от него не стоит, т.к. на сегодняшний день это лучший вариант развития крупных городов. Конюхов Д.С. отмечает, что «Подземное пространство города – это ...одно из средств преодоления тенденции расширения города, предмет разработок новых концепций создания и сохранения естественной среды обитания, достижения приоритетов эколого-экономического благополучия и устойчивого развития, создания условий жизнедеятельности людей в экстремальных условиях»[1]. По мнению Петренко И.Е., «освоение подземного пространства является ключом к сохранению окружающей среды, а также фактором, оказывающим благоприятное влияние на сохранение среды обитания человека в крупных городах»[2].

Освоению подземного пространства и развитию соответствующей нормативно-правовой базы в последнее время уделяется все больше внимания в России. В частности, постановлением Правительства Москвы от 29.05.2007 № 412-ПП одобрена «Концепция освоения подземного пространства и основные направления развития подземной урбанизации города Москвы». В соответствии с Порядком разработки, утверждения, финансирования и контроля за ходом реализации городских целевых программ в городе Москве, утвержденным постановлением Правительства Москвы от 17 января 2006 г. N 33-ПП, было принято разработать Городскую целевую среднесрочную программу освоения подземного пространства на 2008–2010 гг. и основные направления развития подземной урбанизации города Москвы на последующие годы[3].

Кроме того, постановлением Правительства Москвы 28.07.09 № 662-ПП одобрена Концепция проекта закона города Москвы «О недропользовании в городе Москве»[4]. По мнению разработчиков, такой закон создаст необходимую нормативную правовую базу в области подземного строительства в столице. Закон позволит решить также ряд задач практического характера: установления четких критериев отнесения участков недр к участкам недр местного значения и участкам недр, предоставляемых для строительства и эксплуатации подземных сооружений местного значения, не связанных с добычей полезных ископаемых, определения порядка предоставления прав пользования участками недр, в которых находятся общераспространенные полезные ископаемые, и участками недр местного значения, определения порядка предоставления прав и лицензий на пользование участками недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений местного значения, не связанных с добычей полезных ископаемых, в Екатеринбурге утвержден Генеральный план развития городского округа – муниципального образования «город Екатеринбург» на период до 2025 года».

В связи с тем, что подземные здания и сооружения являются объектами капитального строительства, приоритетным в регулировании возникающих правоотношений являются нормы градостроительного законодательства. Однако в действительности при правовом регулировании подземного строительства возникают вопросы применения не только градостроительного законодательства, но и законодательства о землепользовании, недропользовании, вопросы экологической безопасности.

В юридической литературе проблема о круге отношений, подлежащих регулированию горным законодательством, уже давно обсуждается. Так, по мнению Б.В. Ерофеева, отношения по поводу строительства подземных сооружений следует исключить из предмета горного законодательства[5]. Другой точки зрения придерживаются Н.А.Сыродоев[6] и Л.А.Заславская[7]. По их мнению, общественные отношения, возникающие в связи со строительством и эксплуатацией различных по своему характеру подземных сооружений, включая и не связанные с ведением горного хозяйства (метро, трубопроводы и т.д.) следует рассматривать в качестве предмета горного законодательства.

По мнению Н.Б. Мухитдинова, на современном этапе развития общества подземные вещества, не являющиеся полезными ископаемыми, охраняются лишь постольку, поскольку беспорядочная их выемка может повлечь за собой нарушения структуры земной коры и тем самым сделать невозможным использование поверхности земли по назначению, причинить вред самим полезным ископаемым. Поэтому отношения по выемке пустых пород для строительства подземных сооружений не может быть предметом горного законодательства[8].

Однако строительство подземных объектов не может быть осуществлено без использования в той или иной степени без самой поверхности земли. Еще в начале прошлого века, отвечая на вопрос, где кончается поверхность земли и начинаются недра, российский юрист А.Л. Боровиковский писал: «Недра земли это ее состав, ее содержимое. Пока я пользуюсь возможными от земли выгодами, не расходуя самого существа ее, / я, как бы глубоко в нее ни проникал, пользуюсь лишь ее «поверхностью». Но когда я расходую самую почву / я эксплуатирую «недра земли»[9].

---

[1] *Конюхов Д.С*. Использование подземного пространства. Учеб. пособие для вузов.М.: Архитектура, 2004. - С. 4.

[2] *Петренко И.Е*. Экологические аспекты строительства подземных сооружений // Горный вестник.-1998.-№1.-С. 21.

[3] См.: Официальный сервер Правительства Москвы:http//www.mos.ru.

[4] См.: Официальный сервер Правительства Москвы:http//www.mos.ru

[5] См.: *Ерофеев Б.В*. Советское земельное право. М., 1969. С 322-323.

[6] См.: *Сыродоев Н.А*. Правовой режим недр. М.,1969. С 100.

[7] См.: *Заславская Л.А*. Понятие объекта права государственной собственности на недра земли и пользования ими //Ученые записки ВНИИСЗ, вып. 16. – 1969. – С 110.

[8] См.: *Мухитдинов Н.Б.* Правовые проблемы пользования недрами. – Алма-Ата: Изд-во «Наука» Казахской ССР, – 1972. – С. 64.

[9] Цитирование по Певзнер М.Е. Горное право: Учеб. для вузов. - 3-е изд., перераб. и доп. М.: Изд-во Москов. гос. горного ун-та, 2006. – С. 12.

Доктор юридических наук Ильясова К.М. делает вывод, что при строительстве подземных объектов нет расходования почвы, значит строительство подземных сооружений автор не относил к недропользованию[1].

Строительство объектов под землей отличается от строительства объектов на земле. Тем не менее, и то и другое является строительной деятельностью. Возникает вопрос: дает ли специфика подземного строительства нам право относить его к области горного или земельного права и отрывать от общего понятия строительства? На этот счет в литературе высказывались различные точки зрения. Например, И. М. Смоляр предложил концепцию градостроительного права как самостоятельной отрасли права и законодательства [2]. Ю.Н. Старилов обосновывает возникновение архитектурно-строительного права в качестве подотрасли административного права [3]. О. И. Крассов утверждает о существовании подземного строительства, как самостоятельного градостроительного права, но в контексте института земельного права[4]. Позиция данного автора представляется наиболее приемлемой, поскольку тенденция, наметившаяся в практике, достаточно символична и отражает непростую ситуацию, сложившуюся в настоящее время в доктрине и гражданском законодательстве. Речь идет о правовом режиме связки «земля-строение». Программой социально-экономического развития Российской Федерации на среднесрочную перспективу (2002–2004годы), было предусмотрено реформирование правоотношений в сфере оборота земли и других объектов недвижимости, которое предполагает в числе прочих мероприятий «законодательное оформление правовой концепции единого объекта недвижимости через определение земельного участка, как базового элемента недвижимости, а любых его изменений – как улучшение земельного участка» (п. 3.1.7 Программмы).

Следует отметить, что земельное законодательство исходит из единства судьбы земельного участка и прочно связанных с ним объектов недвижимости. Так, при размещении новых объектов на глубине до 5 м, сооружаемых открытым способом, необходимо согласно градостроительному и земельному законодательству формирование земельного участка, оформление прав на него и получение разрешения на строительство (ст. 30–32 Земельного Кодекса РФ). При строительстве как открытым, так и закрытым способом объектов на глубине более 5 м требуется формирование участка недр и оформления лицензии на недропользование (ст.7 Закон РФ «О недрах»). Законодательство о недрах лишь условно, не принципиально разделяет пользователей недр на участки недр для проведения горно-геологической деятельности и на участки недр для строительства, эксплуатации подземных сооружений. Основное отличие усматривается в сроках предоставления участков недр в пользование; во втором случае оно носит бессрочный характер (ст.10 Закона РФ «О недрах»).

Подземное сооружение неразрывно связано с недрами, как здание с земельным участком. Так, при переходе права собственности на здание, строение, сооружение, находящееся на чужом земельном участке, к другому лицу оно приобретает право на использование соответствующей части земельного участка, на тех же условиях и в том же объеме, что и прежний их собственник (ст.35 ЗК РФ). В отношении же подземных сооружений права пользования недрами могут отчуждаться или переходить от одного лица к другому в той мере, в какой их оборот допускается федеральными законами (ст. 1.2 Закона РФ «О недрах»). Вместе с тем ст. 17.1 Закона РФ «О недрах» не допускает перехода права пользования участками недр от одного пользователя недр к другому в случае приобретения права собственности на здание.

Следует отметить, что при строительстве подземных капитальных объектов непубличного, а частного характера возникает вопрос об имущественном обороте участков недр, используемых при их застройке и эксплуатации.

Так же, как и при наземном строительстве, развитие системы подземных сооружений формируется последовательно путем градостроительного планирования, проектирования и зонирования, выполнения инженерных изысканий, архитектурно-строительного проектирования и собственно строительства.

Именно в правилах землепользования и застройки населенных пунктов, а не в «правилах недропользования» учитываются типология и особенности подземных сооружений путем принятия градостроительных регламентов. Специфика использования подземного пространства населенных пунктов практически исключает возможность разработки единого градостроительного регламента использования подземного пространства для целой территориальной зоны. Границы территориальных подзон подземного пространства, как правило, не совпадают с границами территориальных подзон наземного пространства.

На наш взгляд, градостроительные регламенты по использованию подземного пространства необходимо включить в правила землепользования и застройки. Только в этом случае должно быть разрешено использование подземного пространства для строительства.

Выделение зон освоения подземного пространства неразрывно связано с функциональным зонированием надземной поверхности города.

С учетом изложенного, освоение подземного пространства городских территорий должно осуществляться по принципу «горизонтального и вертикального зонирования подземных слоев», где под «горизонтальным

[1] *Ильясова К.М.* Вопросы совершенствования законодательства Республики Казахстан о недрах и недропользовании // Энергетическое право. – 2007. – №2. – С. 41.

[2] *Смоляр И.М.* Градостроительное право. Теоретические основы. – М., 2000. – С. 41.

[3] *Старилов Ю.Н., Полянский В.В., Галлиган Д.* Административное право: История развития и основные современные концепции. – М., 2002. – С. 258–259.

[4] *Крассов О.И.* Земельное право: Учебник. – М., 2000. – С. 87–88.

зонированием» понимается зонирование территории населенного пункта под поверхностью земельного участка на зоны, ограниченные по площади и разделенные границами. «Вертикальное зонирование» городской застройки сводится к введению «слоистой» модели регулирования, с учетом исторических районов международного значения, исторических памятников местного значения, природно-геологических особенностей. Для этого необходимо выделить классы использования подземного пространства в зависимости от глубины заложения. Внутри каждого класса и соответствующей зоны в зависимости от природно - геологических особенностей застраиваемой местности, необходимо установить перечень видов разрешенного использования, показатели градостроительных регламентов и виды прав на участки подземного пространства с ограничениями по их использованию.

При этом зоны не должны быть зафиксированы на будущие времена. Это должен быть процесс постоянного мониторинга и работы по планированию; не только для того, чтобы включить в систему зонирования какие-то пропущенные элементы (параметры), но и для того, чтобы постоянно усовершенствовать регламент по мере того, как в городе появляются новые стили зданий, новые технологии и функции.

ВЛИЯНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ НА ХАРАКТЕР НЕФТЕНОСНОСТИ РАЗРЕЗА НА ПРИМЕРЕ БЕРКЕТ-КЛЮЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

[1]С.П.Новикова, [2]З.Ш.Галимова

[1]ГБУ ИПЭН АН РТ, Казань

[2]ЗАО «Охтин-Ойл», Лениногорск

Novikova.Svetlana@tatar.ru

На территории Беркет-Ключевского месторождения впервые проведено тектоническое районирование по кровле тульских отложений, которое позволило уточнить геологическое строение участка.

В региональном тектоническом плане Беркет-Ключеское месторождение территориально приурочено к южной части Ульяновской террассы западного склона Южно-Татарского свода. По кристаллическому фундаменту с восточной части месторождения прослеживается регионально выраженная Кузайкинская разломная зона, которую в девонских терригенных отложениях наследует девонский грабенообразный прогиб [1].

По нашим представлениям, территорию Беркет-Ключевского месторождения рассекают два субрегиональных прогиба, имеющих север-северо-западное простирание, которые очерчивают валообразную зону аналогичного простирания. В отличие от Кузайкинского прогиба, имеющего здесь субмеридиональное простирание, наблюдается четкий разворот прогибов на север-северо-запад. Также прослеживаются более мелкие прогибы северо-восточного и север-северо-восточного простирания, которые выделяют структурные поднятия в группы самостоятельных локальных зон (рис.1).

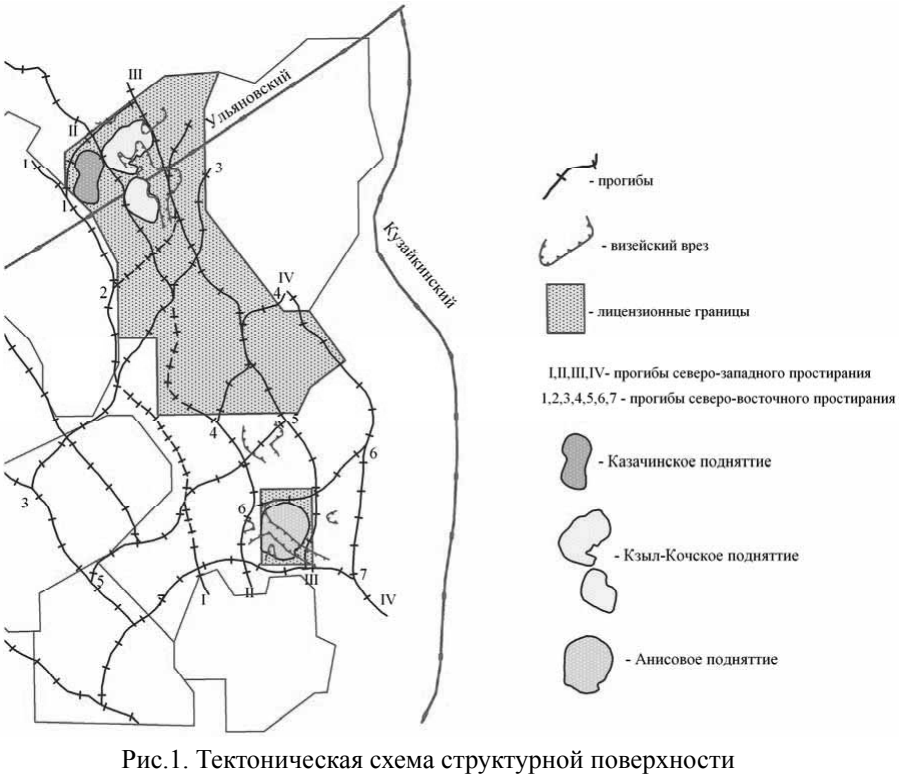


Рис.1. Тектоническая схема структурной поверхности нижнекаменноугольных отложений.

Прогибы имеют разную геоморфологическую выраженность и амплитуду от 10 до 30 м. Приводим фрагмент структурной карты по кровле тульских отложений (отражающий горизонт У), где можно проследить прогибы (рис.2).

Изучаемые локальные поднятия находятся в разных частях Беркет-Ключевского месторождения. Кзыл-Кочское поднятие приурочено к самой северной части месторождения, его амплитуда составляет 35 м (рис.3,4).

Анисовое поднятие принадлежит к самой южной части месторождения. Оно характеризуется, в отличие от первого, высокой геоморфологической выраженностью, его амплитуда – 45 м (рис. 4). Общий наклон слоев осадочной толщи на месторождении наблюдается в юго-западном направлении.

Кзыл-Кочское поднятие состоит из двух куполов – северного и южного. Северный купол представляет собой брахиантиклиналь северо-восточного простирания, осложненную тремя куполами северо-запад-ного простирания. Южный купол представляет собой округлую форму северо-западного простирания. Анисовое поднятие имеет изометричную форму северо-восточного простирания (рис. 5, 6).

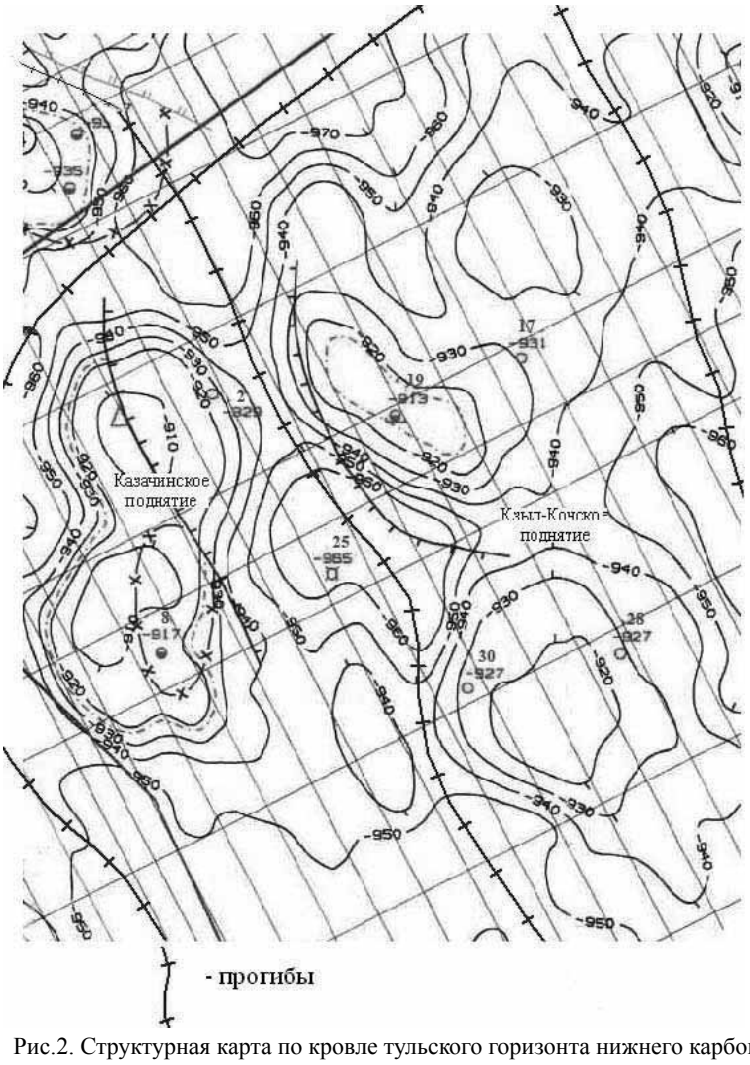


Рис.2. Структурная карта по кровле тульского горизонта нижнего карбона (отражающий горизонт У).

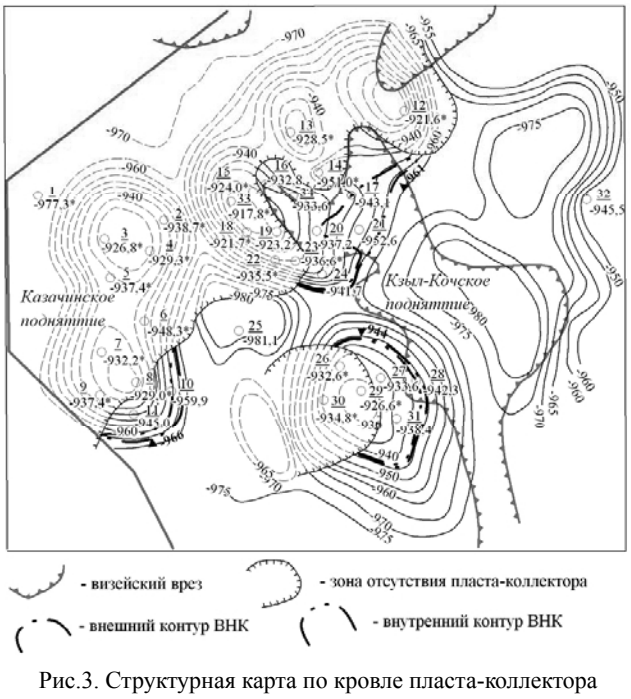


Рис.3. Структурная карта по кровле пласта-коллектора продуктивных пластов бобриковского горизонта нижнего карбона.

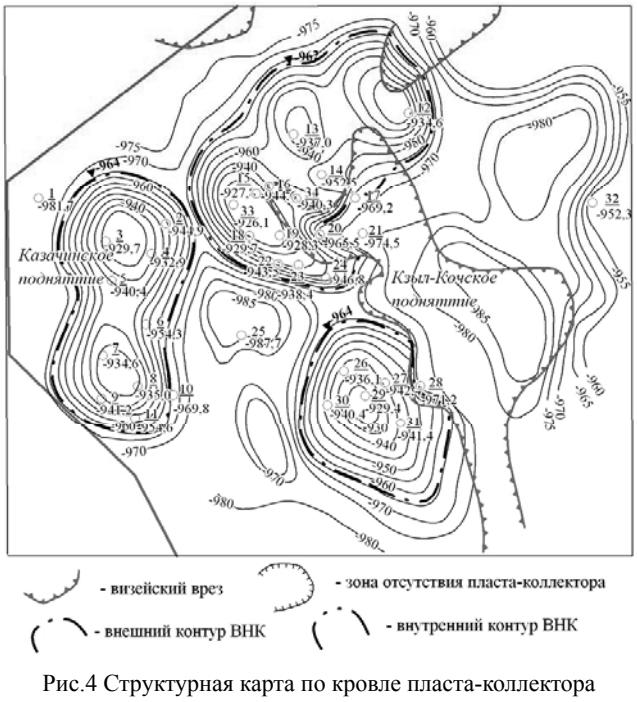


Рис.4 Структурная карта по кровле пласта-коллектора продуктивных отложений турнейского яруса нижнего карбона

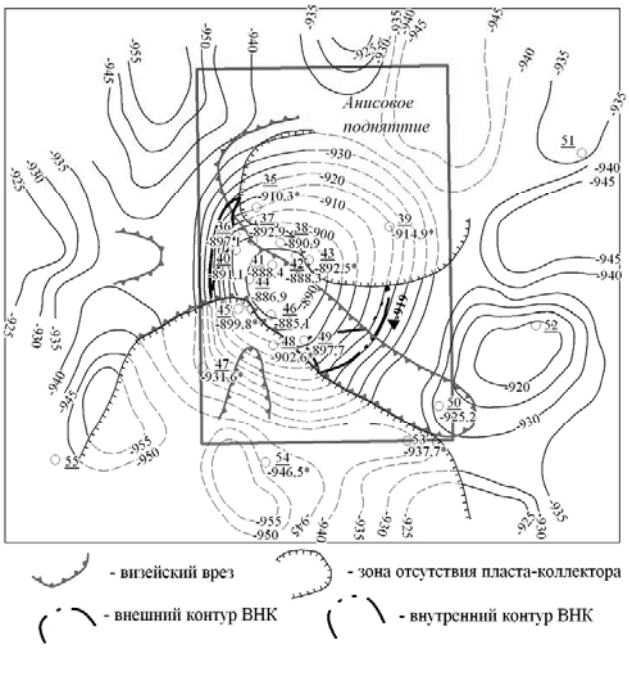


Рис.5. Структурная карта по кровле пласта-коллектора продуктивных пластов бобриковского горизонта нижнего карбона.

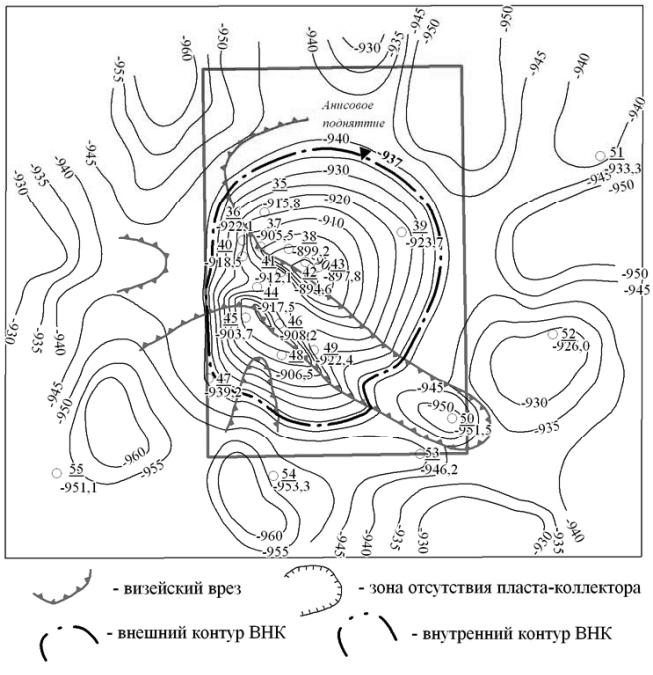


Рис.6. Структурная карта по кровле пласта-коллектора продуктивных отложений турнейского яруса нижнего карбона.

Поднятия, которые разделены прогибами и находятся в пределах одной локальной зоны, очевидно, будут иметь один уровень водонефтяного контакта. Рассмотрим на примере Кзыл-Кочской структуры бобриковско-турнейских отложений. Подошва залежи северного купола Кзыл-Кочского поднятия в бобриковских отложениях принята на абсолютных отметках минус 961 м., кроме того, в скв. 21 прослеживается водонефтяной контакт на абсолютных отметках минус 961,8 м, что является надежным критерием для обоснования положения подошвы залежи. Подошва залежи южного купола Кзыл-Кочского поднятия принята на абсолютных отметках минус 944 м.

Кровля водоносного прослоя залежи не вскрыта, это является свидетельством того, что уровень подошвы залежи вероятнее всего понизиться [2]. Понижение уровня подошвы залежи южного купола может привести к объединению залежей северного и южного купола в единую.

В отложениях турнейского яруса наблюдается более яркая картина: подошвы залежей северного и южного купола Кзыл-Кочского поднятия вскрыта на абсолютных отметках минус 962 м и минус 964 м соответственно. На южном куполе Кзыл-Кочского поднятия в скв. 26 прослеживается водонефтяной контакт на абсолютной отметке минус 964,2м, что свидетельствует о надежности положения подошвы залежи. Самое высокое положение кровли водоносного прослоя на северном куполе зафиксировано в скв. 23 на абсолютной отметке минус 962,5 м., но поскольку скважина имеет значительное удлинение, более 90 м, то это могло привести к искажению значений абсолютных отметок. Поэтому для надежного обоснования кровли водонасыщенной части пласта принимаются скважины с меньшим удлинением. В скв. 19 при удлинение 6,4 метра кровля водонасыщенной части составляет минус 969,8 м, а в скв. 33 при удлинении 44 м кровля водонасыщенной части составляет минус 965,3 м. Подобный уровень водонасыщенной части пласта говорит о том, что подошва залежи на северном куполе Кзыл-Кочского поднятия может понизиться до абсолютной отметки минус 964 м., что, в свою очередь, естественным образом приведет к объединению залежей.

К западу от Кзыл-Кочского поднятия расположена Казачинская структура. Между ними проходит прогиб II. Наличие этого прогиба говорит о том, что объединение залежей нефти Казачинского и Кзыл-Кочского поднятий невозможно. В районе прогиба II происходит резкое погружение пластов обоих поднятий. Подтверждением погружения пластов служит скв. 25, которая находиться в непосредственной близости от поднятий.

Таким образом, тектоническое районирование территории Беркет-Ключевского месторождения позволило детально изучить геологическое строение участка, что способствовало уточнению ряда структурных характеристик, определяющих строение залежей нефти. В связи с этим считаем важным и необходимым проведение тектонического районирования участков при проведении оценки и подсчета запасов залежей нефти.

Литература

1. *Ларочкина И.А*. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. – Казань, 2008. – 210 с.

2. *Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А*. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. – Казань, 2010. – 283 с.

ПРОЦЕССЫ СОВРЕМЕННОГО РАЗРУШЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ТЕХНОЛОГИЯ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ

Д.К. Нургалиев, Э.В. Утемов, Д.И. Хасанов, И.Ю. Чернова, И.И. Нугманов, Е.В. Еронина, Б.М. Насыртдинов, А.Н. Даутов

Казанский федеральный университет

Поиски месторождений (залежей) нефти и газа являются одной из главных задач (целей) геофизических исследований в осадочных бассейнах. Эффективность применения геофизических методов для решения данной задачи существенно повысится, если наряду с решением узких задач (поиски структур, ловушек другого типа, выделение разрывных нарушений в разрезе) исследователи будут решать более общие фундаментальные проблемы формирования и развития осадочных бассейнов с позиций современных представлений о формировании и разрушении залежей нефти в осадочных бассейнах. С другой стороны, очень важно использовать весь комплекс имеющихся геологических материалов как конкретно относящихся к текущему объекту исследования, так и более общие идеи, на основе которых возможна более глубокая формализация (интерпретация) геофизических данных.

Эта проблема чрезвычайно актуальна сегодня, когда остро стоит вопрос о приросте запасов углеводородного сырья в Республике Татарстан. Открытие новых залежей на старых нефтедобывающих (восток РТ) и новых (запад РТ) территориях позволит эффективно использовать уже имеющуюся инфраструктуру и трудовые ресурсы, уменьшить затраты на освоение месторождений.

В данной работе мы кратко рассмотрим один из аспектов системного подхода к интерпретации геолого-геофизических данных. Суть этого аспекта заключается в обобщении имеющихся геологических данных для «прогнозирования нефтегазоносности» и использования этой информации для наиболее полного анализа и геологического истолкования геофизических образов (магнитных, гравитационных, сейсмических, ядерно-физических и т.д.).

Осадочные бассейны являются нефтегазоносными, если в них уже обнаружены промышленные залежи нефти и газа. Бассейны, в которых залежи пока не обнаружены можно отнести к перспективным. Вероятно, что нефть есть практически во всех осадочных бассейнах, все дело – в ее количестве. Прогнозирование вероятных зон скопления нефти в нефтеперспективных бассейнах задача геолого-геохимическая и геофизические данные здесь могут быть использованы на этапе регионального прогноза для оценки региональной структуры осадочного чехла (наличие крупных выступов и впадин кристаллического фундамента, оценка геотермических условий и т.д.). Мы будем рассматривать прогнозирование зон нефтегазонакопления в нефтегазоносных бассейнах.

Таким образом, мы полагаем, что источники нефти – зоны нефтеобразования априорно присутствуют в нефтегазоносных бассейнах. Наличие таких зон свидетельствует как о наличии необходимой массы органического вещества (ОВ), термобарических и каталитических условий, необходимых для формирования сложных углеводородов (УВ) составляющих нефть, так и условий для накопления и сохранения залежей нефти. Т.е. задача прогнозирования зон вероятного нефтегазонакопления распадается на целый ряд мелких проблем, которые и составляют суть всей проблемы как целого. Задачи эти следующие:

1. Прогнозирование участков наиболее интенсивного нефтеобразования;
2. Прогнозирование причин, путей и направления миграции УВ в залежи;
3. Прогнозирование потенциальных ловушек;
4. Прогнозирование участков в осадочном чехле, в которых залежи могли сохраниться.

Прежде чем перейти к рассмотрению в тезисном виде технологий прогнозирования нефтегазоносности территорий, необходимо рассмотреть некоторые новые представления о формировании и разрушении залежей нефти, полученные в Казанском университете за последние годы. В основе этих представлений лежит идея о молодости залежей нефти и газа, существующих в осадочном чехле в настоящее время. Эта идея не бесспорная и, несомненно, могут также существовать залежи, имеющие существенно более древний возраст.

Возраст залежей нефти может быть оценен множеством методов, среди которых радиометрический (по расчету равновесного соотношения урана и продуктов его распада), минералогический (по возрасту минералогических изменений в области залежи), событийный (по возрасту события приведшего к формированию данной залежи), палеомагнитный (по возрасту намагниченности, сформированной при химических изменениях минералов железа) методы. Достаточно очевидным является метод оценки времени разрушения залежи по оценке скорости диффузии УВ через покрышку. Последний метод применялся многими исследователями [1, 2 и др.]. Полученное время потери половины компонентов C_1-C_7 в залежи составило от 4.5 до 70 млн. лет [1,2]. Это, по-видимому, верхние оценки возраста по следующим причинам. Во-первых, проницаемость покрышки принята очень малой. Реальные покрышки имеют существенно большие проницаемости. Во-вторых, в цитированных выше работах учитывалась только микроскопическая проницаемость, в то время как макроскопическая проницаемость осадочного чехла (за счет наличия зон трещиноватости осадочного чехла) на порядки выше. В-третьих, сейсмическая активность, приводящая к существенному усилению диффузии очень высока даже на стабильных участках земной коры. Например, вероятность землетрясений с M=8 составляет порядка 10^{-5}, т.е. один раз в 10^5 лет такое землетрясение наблюдается на платформах. А землетрясения с M=3 происходят в среднем 1 раз в несколько лет. Можно себе представить, какая

сейсмическая энергия выделяется за 10^6 лет! Несомненно, что макроскопическая трещиноватость и влияние быстрых тектонических (сейсмических) событий приводит к существенному ускорению диссипации залежей нефти [3, 4]. В особенности это касается крупных залежей, вероятность сохранения которых в осадочном чехле существенно меньше, чем мелких.

Нами были проведены исследования возраста минералогических изменений пород в пределах нескольких залежей нефти и битумов [5]. При миграции УВ в осадочные породы в них происходят минералогические изменения. В некоторых случаях в процессе этих изменений возникают ферримагнитные минералы. Чаще всего это сульфидные минералы, среди которых встречается низкотемпературная ферримагнитная модификация – грейгит. Реже на границе окислительной и восстановительной обстановок (выше залежи) формируется аутигенный магнетит. В породах при этом формируется химическая остаточная намагниченность, запоминающая направление магнитного поля в момент формирования агрегатов данного минерала. Магнитная чистка позволяет выделить указанную компоненту намагниченности в породах и идентифицировать ее с направлением геомагнитного поля той или иной эпохи. Таким образом, для одной залежи (древний ВНК) Бавлинского месторождения и целого ряда битумных залежей в пермских отложениях западного борта Южно-Татарского свода и восточного склона Мелекесской впадины был оценен возраст минералогических изменений. Аналогичные данные были получены для пород кристаллического фундамента в скважине 20009, что свидетельствует о молодости процессов протекавших (протекающих) и, вероятно, оказавших влияние на формирование УВ размещенных в современные залежи.

Полученные данные позволяют констатировать следующее:

1. Последняя миграция нефти в исследованные залежи произошла недавно – не более чем 700 тыс. – 2 млн. лет назад.

2. Возраст битумных залежей в Мелекесской впадине уменьшается с запада на восток.

3. Последняя миграция восстанавливающих флюидов в породах кристаллического фундамента ЮТС происходила не более чем 700 тыс. лет назад.

Приведенные выше данные свидетельствуют в пользу существенной молодости современных залежей. Некоторые аргументы молодости Ромашкинского месторождения будут также приведены ниже.

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о следующем:

- залежи нефти не могут существовать длительное время в осадочном чехле,

- залежи ЮТС и прилегающих территорий сформировались не ранее 10^6 лет назад, и вероятно, продолжают формироваться и разрушаться в настоящее время,

- на формирование и размещение залежей значительное влияние оказали новейшие тектонические движения, которые сформировали современный рельеф земной поверхности.

Представленные выводы имеют принципиальное значение для прогнозирования зон нефтегазонакопления в осадочной толще, с другой стороны – они позволяют по-новому взглянуть на процесс интерпретации геофизических материалов. Например, геофизические технологии, регистрирующие вторичные изменения пород под действием УВ (магниторазведка, ЕП, ВП), а также геохимические методы поисков залежей нефти должны быть пересмотрены как с методической точки зрения (проведение полевых исследований), так и интерпретации получаемых полевых данных.

Исходя из того что залежи, существующие в настоящее время, являются молодыми, мы предполагаем, что на их формирование и разрушение огромное влияние оказали новейшие тектонические движения. Известно, что амплитуда поднятий-опусканий в новейшее время могла достигать нескольких сотен метров. Это очевидно как по наблюдениям современного рельефа, так и по мощности неогеновых отложений во врезах (долинах). В результате морфометрических исследований в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции нами установлено [6], что все крупные неотектонические структуры практически полностью совпадают с крупнейшими структурами, ранее выделенными по поверхности кристаллического фундамента. Это свидетельствует о наследственности основных структур земной коры, но главное в том, что большинство крупнейших структур имеет неотектоническое происхождение. Кроме того, была обнаружена взаимосвязь между пространственным распределением нефтеносных площадей и амплитудами вертикальных движений крупных неотектонических структур: площади разведанных месторождений в большинстве случаев расположены в неотектонических впадинах или на их склонах [6] (рис.1). Таким образом, можно утверждать, что неотектонические движения, несомненно, контролируют размещение залежей нефти и газа на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. необходимо отметить, что латеральная миграция УВ в осадочном чехле возможна на расстояния не более первых десятков километров. Это вызвано очень высокой вертикальной проницаемостью осадочного чехла из-за наличия многочисленных зон трещиноватости и разуплотнения. Вертикальная макроскопическая проницаемость осадочной толщи на несколько порядков превышает латеральную, если рассматривать блоки чехла, горизонтальные размеры которых в несколько раз превышают мощность.

Главным фактором разрушения залежей является высокая макроскопическая проницаемость осадочного чехла, обусловленная наличием множества трещин и проницаемых зон, большинство из которых «живут» в настоящее время. Плотность этих трещиноватых зон на площади может быть оценена специальной обработкой космических снимков высокого разрешения в комплексе с анализом цифровых моделей современного рельефа. Интересно, что

область Ромашкинского месторождения отмечается максимальной макроскопической проницаемостью по сравнению с окружающими территориями. Это еще раз свидетельствует о том, что это молодое скопление нефти интенсивно разрушается в настоящее время. Об этом также свидетельствуют многочисленные проявления вертикальной миграции УВ в верхней части разреза (многочисленные признаки вторичного изменения пород). Интересен также тот факт, что на Ромашкинским месторождением отсутствуют значительные залежи битумов, как, например, на западном борту ЮТС, где залежи несколько древнее, чем Ромашкинское месторождение. В центральной части ЮТС только сейчас идет формирование битумных залежей в пермских отложениях.

Краткий обзор современных критериев прогноза зон нефтегазонакопления применительно в основном к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, приведенный выше, необходимо использовать в практике интерпретации геофизических исследований.

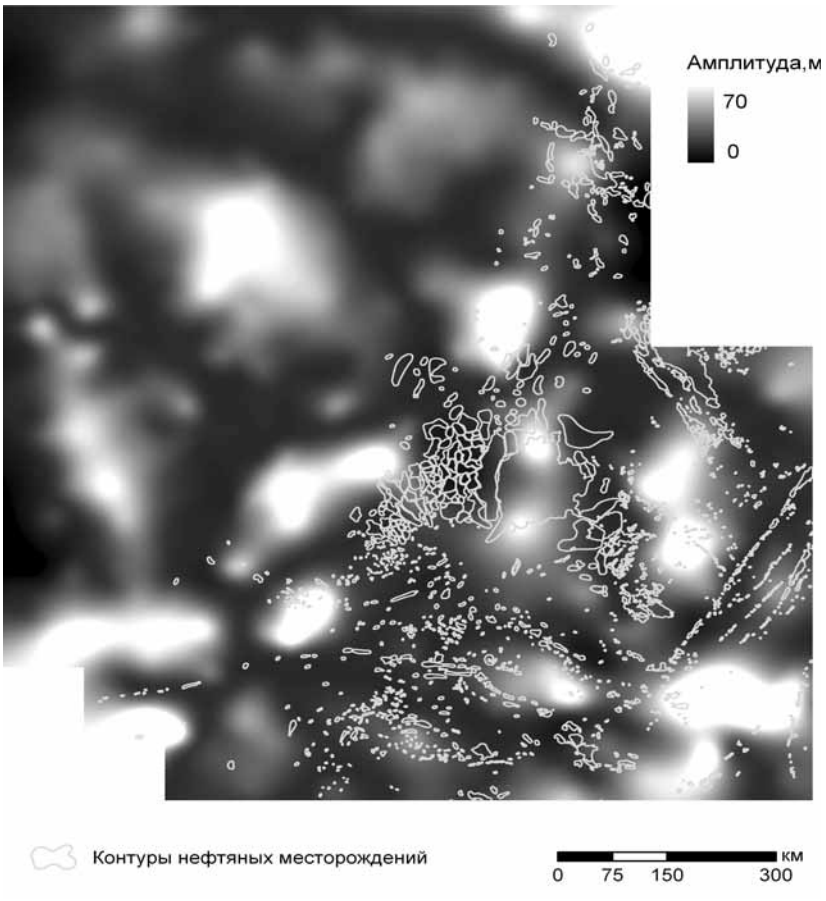


Рис.1. Сопоставление распределения контуров современных месторождений нефти и относительных амплитуд неотектонических вертикальных движений земной коры.

Главное в этом подходе, по мнению авторов, это представление залежей как динамичных объектов, формирование и разрушение которых продолжается в настоящее время или происходило совсем недавно. Такой подход оказался чрезвычайно плодотворным. Нами на основе изложенных выше принципов разработана модульная технология прогнозирования нефтегазоносности территорий (ГТО-ВМ), позволяющая как оценивать потенциальную нефтеносность территорий с различной степенью геолого-геофизической изученности, так и проводить оптимизацию геолого-геофизических исследований и определять участки для разведочного бурения. Технология уже успешно использована для практической оценки нефтегазоносности ряда участков на территории РТ. Модульность технологии позволяет использовать ее на различных стадиях процесса опоискования территорий, а также при их различной степени геолого-геофизической изученности. Наглядность технологии, основанная на использовании наиболее современных геоинформационных технологий, ее дешевизна и возможность оперативного получения необходимой информации делают данную технологию привлекательной для решения практических задач нефтяной геологии.

Литература

1. Krooss B., Leythaeuser D., Schaefer R. The quantification of diffusive hydrocarbone losses through cap rocks of natural gas reservoirs – a reevaluation// AAPG Bull. – 1992. – V.76. – No 34. – P.403– 406.

2. Leythaeuser D., Schaefer R., Yukler A. Role of diffusion in primary migration of hydrocarbons// AAPG Bull. – 1982. – V.66. – No 4. – P.408–429.

3. Нургалиев Д.К., Плотникова И.Н., Сидорова Н.Н., Нургалиев Р.К. Влияние глобальной сейсмической

активности на изменение состава нефтей Ромашкинского месторождения// Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. – МГУ. – 2002. – С.179–181.

4. Nourgaliev D.K., Muslimov R.Kh., Sidorova N.N., Plotnikova I.N. Variation of i-butane/n-butane ratio in oils of the Romashkino oil field for the period of 1982–2000: Probable influence of the global seismicity on the fluid migration// Geochemical Exploration. – 2006. – V. 89. – P. 293–296.

5. Нургалиев Д.К., Нургалиева Н.Г. Возраст и динамика формирования залежей нефти // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. – МГУ. – 1999. – С.179–181.

6. Нургалиев Д.К., Чернова И.Ю., Бильданов Р.Р., Хасанов Д.И., Утемов Э.В. Неотектонические факторы размещения залежей нефти в Волго-Вятском регионе// Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. – МГУ. – 2004. – С. 367–368.

О НЕКОТОРЫХ ФАКТОРАХ, ВЛИЯЮЩИХ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЗАВОДНЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕРМОГЕЛЯ

Р.Ф. Нуруллин, А.И. Никифоров

ИММ КазНЦ РАН

Применение термогелей [1] при заводнении – один из способов повышения нефтеотдачи пласта на поздней стадии разработки. В основу технологии положено следующее свойство нагнетаемых реагентов – при низких температурах растворы некоторых полимеров маловязкие, а при высоких превращаются в гели. В работе рассматриваются различные варианты заводнения пластов с послойной и площадной неоднородностью по проницаемости.

В качестве инструмента анализа использовалась математическая модель процесса фильтрации в пласте. Рассматривалась неизотермическая двухфазная фильтрация несжимаемых несмешивающихся жидкостей. Предполагалось, что течение жидкостей медленное (т. е. насыщенности фаз и концентрации примесей в них меняются квазиравновесным образом) и происходит без фазовых переходов.

Уравнения сохранения масс фаз и компонентов записаны в следующем виде. Уравнения сохранения массы фаз:

$$\frac{\partial}{\partial t}(mS_i) + \mathrm{div}(\mathbf{U}_i) = 0\ , \quad (i = o \text{ - нефть},\ i = w \text{ - вода}) \tag{1}$$

где $S_o + S_w = 1$, m – динамическая пористость.

Обычно полагается, что компоненты, растворенные в жидкости, могут изменить ее вязкость и переносятся со скоростью самой жидкости [2,3]. Поэтому уравнение сохранения массы примеси в воде принимается в виде:

$$\frac{\partial}{\partial t}(RmS_w + a) + \mathrm{div}(R\mathbf{U}_w) = 0\,, \tag{2}$$

где R – объемная концентрация гелеобразующего компонента, a – интенсивность осаждения гелевых кластеров на стенки поровых каналов, определяется по изотерме сорбции Генри ($a = mR\Gamma$, Г – коэффициент Генри).

Уравнения движения фаз определяются в соответствии с законом Дарси:

$$\mathbf{U}_i = -\frac{K_i}{\mu_i}\mathbf{grad}(P)\,, \tag{3}$$

где $\mu_i = \mu_i(R,T)$ – динамическая вязкость фазы; P – давление в фазах; K_i – фазовая проницаемость $K_i = k f_i(S_w)$; $f_i(S_w)$ – относительные фазовые проницаемости, k – абсолютная проницаемость пласта (k=k^0 при t=0).

Поле температур описывается уравнением:

$$C(S)\frac{\partial T}{\partial t} + \mathrm{div}\big((c_w\rho_w U_w + c_o\rho_o U_o)T\big) = \lambda\ \mathrm{div}\ \mathbf{grad}\ T \tag{4}$$

Здесь $C(S)$ – объемная теплоемкость пористой среды; c_o, c_w – удельная теплоемкость нефти и воды; ρ_o, ρ_w – плотность нефти, воды; λ – коэффициент теплопроводности. На кровле и подошве пласта выполняется условия равенства потоков тепла и температур: $\lambda\left.\frac{\partial T}{\partial n}\right|_{\Gamma^-} = \lambda\left.\frac{\partial T}{\partial n}\right|_{\Gamma^+}$ и $T\,|_{\Gamma^-} = T\,|_{\Gamma^+}$. Полагается, что на входе в пласт температура постоянна и равна температуре нагнетаемой жидкости.

Считалось, что в начальный момент раствор полимера представляет собой дисперсную среду, состоящую из гелевых кластеров, размер которых совпадает с размером свернувшейся полимерной цепочки. Если фильтрационный поток переносит различные дисперсные частицы, размеры и количество которых меняется в потоке, то их состав можно характеризовать функцией распределения частиц по размерам $\psi = \psi(\nu, t)$, где ν – объем частицы. Для начального момента времени $\psi(\nu, 0) = \psi^0(\nu)$. Уравнение сплошности для распределения гелевых кластеров по объемам записывается в виде [4]:

$$\frac{\partial \psi}{\partial t} - u_\varsigma = 0 \qquad (5)$$

Интенсивность изменения числа кластеров в потоке можно представить в виде слагаемых: $u_\varsigma = u_\varsigma^m + u_\varsigma^c + u_\varsigma^a$, где первое слагаемое отвечает за конвективный перенос частиц, второе – за их объединение, третье – за осаждение частиц на стенки пор.

Изменение числа кластеров в потоке из-за конвективного переноса получается на основе уравнения сохранения массы для частиц одного типоразмера: $u_\varsigma^m = -\frac{1}{S_w m}\vec{U}_w \cdot \nabla\psi$.

В данной работе считалось, что единственным фактором, приводящим к изменению размера кластеров в потоке, является процесс объединения макромолекул полимера и кластеров.

Скорость укрупнения гелевых кластеров определяется кинетикой сшивки макромолекул полимера и зависит от его концентрации, температуры пласта, от размера кластеров и условий, в которых происходит сшивание. Процесс образования геля опишем с использованием теории Смолуховского [5]. Согласно этой теории кинетика коагуляции частиц определяется уравнением:

$$u_\varsigma^c = \frac{1}{2}\int_0^\nu \theta(\nu - \nu_1, \nu_1)\psi(\nu - \nu_1)\psi(\nu_1)d\nu_1 - \int_0^\infty \theta(\nu, \nu_1)\psi(\nu)\psi(\nu_1)d\nu_1,$$

где θ – ядро коагуляции, ν, ν_1 – соответственно объем кластера после коагуляции и объем присоединенного кластера. Возьмем ядро коагуляции в виде: $\theta = \alpha\nu_1\nu_2$, где ν_1, ν_2 – объемы частиц, вступивших во взаимодействие, $\alpha = f(R, (T - T_r)$ – коэффициент коагуляции, T_r – критическая температура реакции гелеобразования.

Для того чтобы описать изменения фильтрационно-емкостных характеристик пласта, воспользуемся одной из основных характеристик микронеоднородности пористой среды – функцией распределения пор по размерам. Уравнение для функции распределения пор по размерам записывается в виде:

$$\frac{\partial \varphi}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial r}(u_r \varphi) + u_\eta = 0 \qquad (6)$$

где $\varphi(r,0) = \varphi^0(r)$,

u_r – скорость сужения пор. В дальнейшем сужением пор пренебрегается, т.е. $u_r = 0$.

Полагая, что количество блокированных поровых каналов равно количеству кластеров, попавших в эти поры и способных их блокировать, интенсивность u_η изменения количества поровых каналов радиуса r записывается в виде $u_\eta = -\pi r^2 \beta R S_w u_m \varphi \int_{\nu^*}^\infty \psi(\nu)d\nu \Big/ \int_0^\infty \psi(\nu)\nu d\nu$, где ν^* – минимальный объем кластера, способного блокировать капилляр радиуса r, β - коэффициент пропорциональности (коэффициент формы частицы). Недоступный для полимера поровый объем учитывается тем, что в порах малого «недоступного» размера интенсивность блокирования полагается равной нулю.

Средняя скорость жидкости в капилляре записывается в виде $u_m = \frac{|U| r^2}{8\varsigma\left(\frac{K_o}{\mu_o} + \frac{K_w}{\mu_w}\right)\mu_w}$, где $U = \left(\frac{K_o}{\mu_o} + \frac{K_w}{\mu_w}\right)\frac{\Delta P}{\Delta l}$ – скорость фильтрации через образец длиной Δl единичного поперечного сечения под действием перепада давления ΔP в единицу времени, ς – извилистость капилляров.

Если для любого момента времени в любой точке пласта известно распределение пор по размерам, то проницаемость и пористость можно вычислить по формулам:

$$k = k^0 \int_0^\infty r^4 \varphi\, dr \Big/ \int_0^\infty r^4 \varphi^0 dr\,, \qquad m = m^0 \int_0^\infty r^2 \varphi\, dr \Big/ \int_0^\infty r^2 \varphi^0 dr\,. \qquad (7)$$

Для выявления особенностей применения потокоотклоняющей технологии на основе термогелей рассмотрим случай вытеснения нефти водой в двуслойном радиальном пласте с пропластками одинаковой мощности и проницаемостями 40 и 200 мД. Перепад давлений 5 МПа. Вязкость воды и нефти соответственно 1 и 7 Па·с. Реагент закачивался при достижении обводненности продукции на выходе из пласта 90%.

На рис.1 изображена абсолютная проницаемость пласта после применения технологии при следующих условиях: вода закачивалась в оба пропластка, реагента - только в хорошопроницаемый.

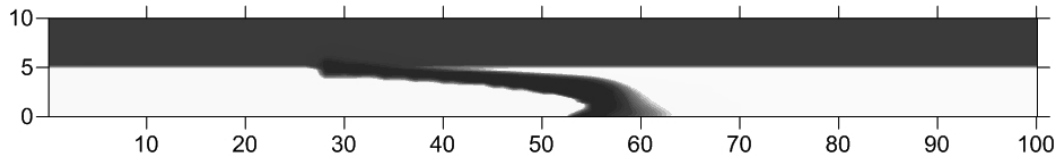


Рис.1. Абсолютная проницаемость пласта после применения термогеля.

Видно, что применение технологии привело к ухудшению проницаемости ранее высокопроницаемого пропластка и как результат перенаправлению части закачиваемой воды в верхний плохопроницаемый пропласток (рис.3).

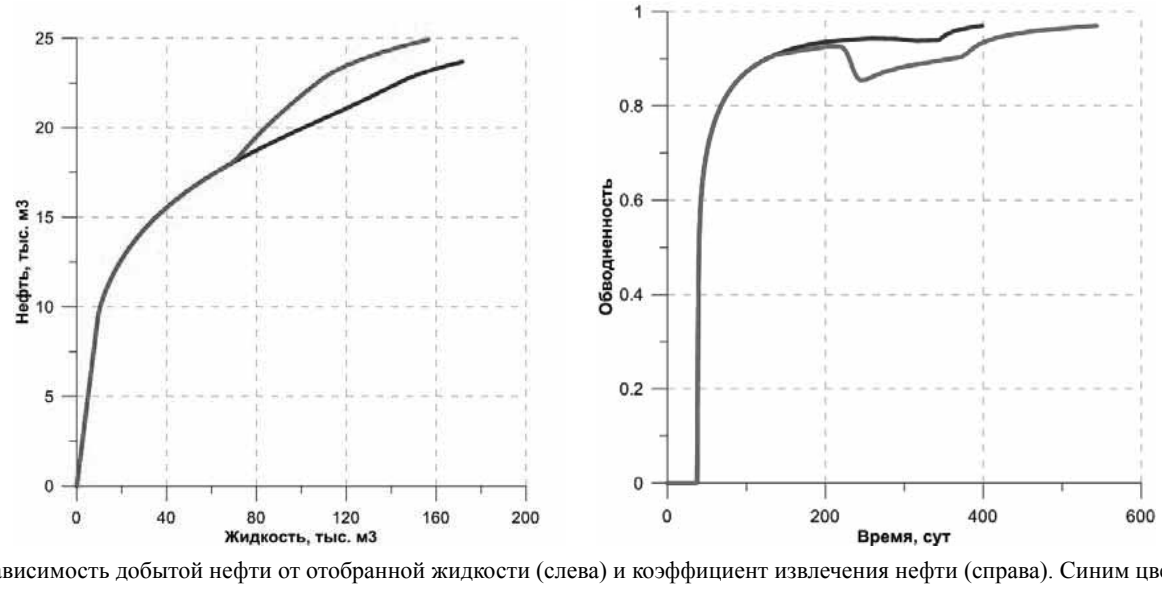


Рис.2. Зависимость добытой нефти от отобранной жидкости (слева) и коэффициент извлечения нефти (справа). Синим цветом обозначено обычное заводнение, красным – с применением термогеля.

В результате наблюдается повышение нефтеотдачи пласта в сравнении со случаем обычного заводнения (рис.2). Однако следует отметить, что в данном случае применялась одновременно-раздельная закачка жидкости в пласт.

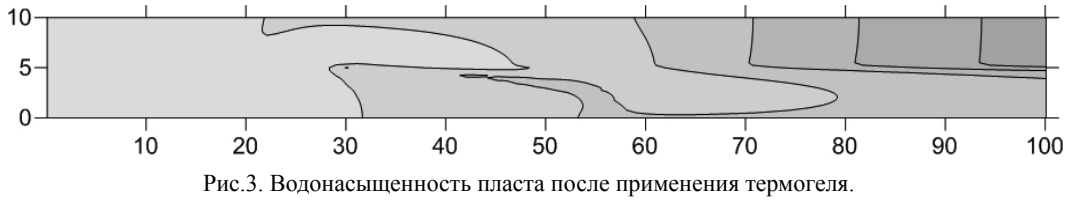


Рис.3. Водонасыщенность пласта после применения термогеля.

В случае же, когда такой возможности нет и вода закачивается вместе с реагентом только в нижний пропласток, результат иной (рис.4).

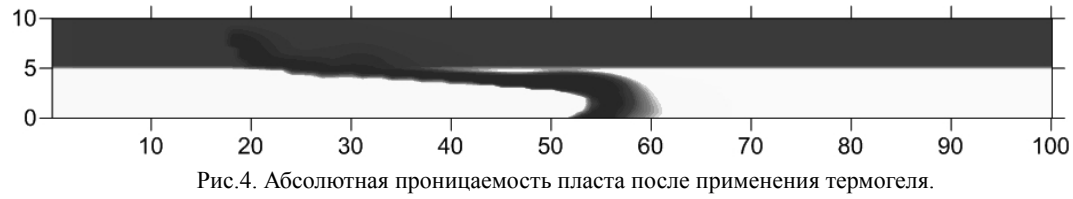


Рис.4. Абсолютная проницаемость пласта после применения термогеля.

Реагент проникает в плохопроницаемый пропласток, где температура выше в силу более медленной скорости фильтрации воды. Происходит образование плохопроницаемых зон. В результате существенно замедляется процесс фильтрации в пласте, что может привести к нерентабельности его разработки.

В случае площадной неоднородности пласта применение технологии также может привести к образованию слабопроницаемых зон непосредственно на границах различных по проницаемости участков (рис.5). Данное явление, как и в предыдущем случае, связано с особенностями распределения температуры в неоднородных пластах (рис.6).

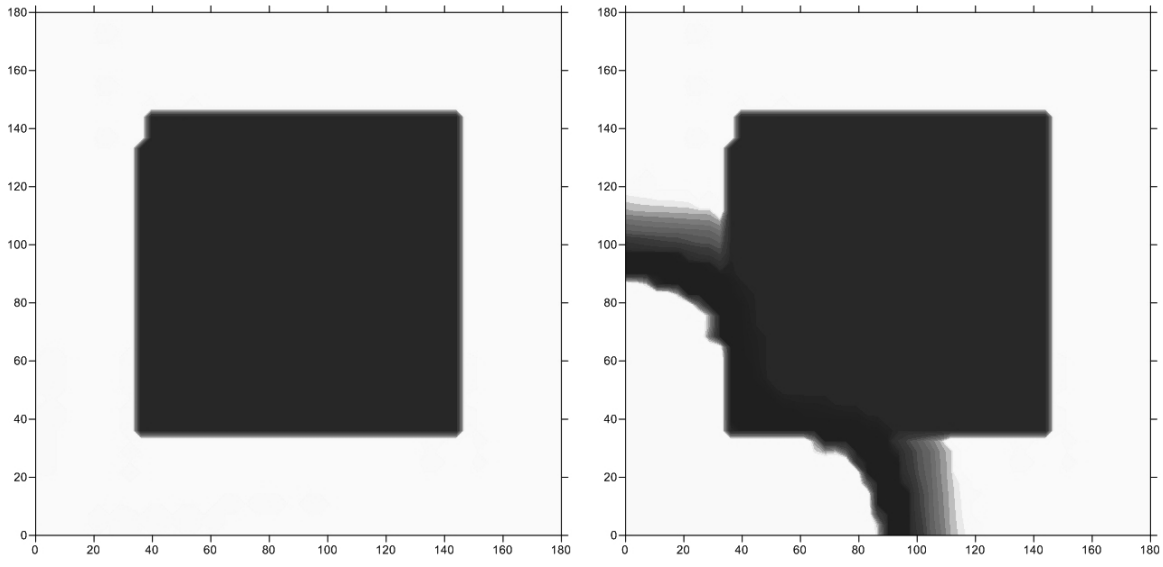


Рис. 5. Проницаемость пласта элемента пятиточечной системы заводнения.

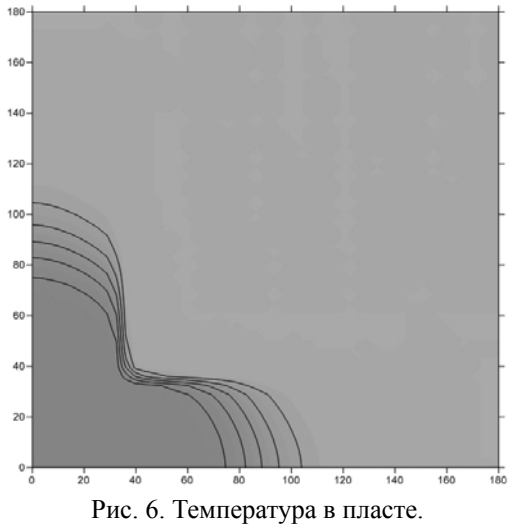


Рис. 6. Температура в пласте.

Таким образом, применение потокоотклоняющих технологий на основе термогеля может приводить к повышению нефтеотдачи послойно- и зонально неоднородных пластов. Трудности использования этой технологии на практике связаны со сложностью управления реологическими параметрами полимера за счет температуры в зависимости от конкретных пластовых условий, которые осложняются рядом таких факторов, как недостаточная геологическая изученность пласта, неизвестное распределение флюидов в пласте на момент начала применения технологии и т.д.

Управление распределением температуры в пласте и подбор термогеля для конкретных пластовых условий является задачей нетривиальной и может быть выполнено только при тщательном математическом моделировании процесса эксплуатации залежи.

Литература

1. *Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Шарипов Р.Ш.* Промышленное внедрение гель-технологий увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири // Химия нефти и газа: Материалы IV международной конф.“Химия нефти и газа”. В 2-х т. – Томск: ”STT”, 2000. Т. 1. – С.479–484.

2. *Зубков П. Т., Федоров К.М.* Механизм формирования высоковязких барьеров в неоднородных нефтяных пластах // Изв. РАН. МЖГ. – 1994. – № 1. – С. 98–103.

3. *Чекалин А. Н., Кудрявцев Г. В., Михайлов В. В.* Исследование двух- и трехкомпонентной фильтрации в нефтяных пластах – Казань: Изд-во Казан.ун-та, 1990. – 147 с.

4. *Никифоров А. И., Анохин С. В*. О моделировании вытеснения нефти водой с гелеобразующими добавками // Математическое моделирование. – 2002. – Т. 14. – 12. – С. 117–127.

5. *Галкин В.А*. Уравнения Смолуховского. – М.: Физматлит, 2001. – 336 с.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ НАНОГИБРИДНОГО ПАВ И ПРОВЕДЕНИЕ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ С ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ

В.Б.Обухова[1], Г.С.Дьяконов[1], Г.Н.Пестерников[2], А.А.Энгельс[3], С.Ф.Смирнов[3], С.В.Крупин[1]

[1] Казанский государственный технологический университет, г. Казань

[2] ООО «Силином», г. Ульяновск

[3] ТОО «Холдинг НТЦ Геосервис», Республика Казахстан

В процессе эксплуатации нефтяных скважин с применением заводнения, возрастает обводненность и в определенный момент дальнейшая их эксплуатация становится нецелесообразной. Однако нефтенасыщение такого обводненного пласта остается значительной и характеризуется как остаточное нефтенасыщение (ОНН). Имеющийся опыт показывает, что на месторождениях имеется достаточное количество участков и даже отдельных скважин, где присутствует, как правило, несколько видов остаточной нефти: капиллярно-защемленная, адсорбированная, пленочная, в тупиковых порах и микронеоднородностях, которые в совокупности формируют ОНН пластов [1].

Целью обсуждаемой разработки является увеличение нефтеотдачи терригенных глинистых, алевролитовых слабопроницаемых пластов за счет улучшения фильтрационных и нефтеотмывающих свойств закачиваемой воды. Поставленная задача достигается за счет использования при заводнении оптимальных технологических составов (Силином ВУЧ) с регулируемой адсорбционной способностью, минимизирующих неизбежные потери при фильтрации в пласте.

Наибольшую эффективность в нефтепромысловом деле показывают мицеллярные составы, формируемые на основе ПАВ, способных к мицеллообразованию [2,3]. Однако высокие концентрации ПАВ в мицеллярных растворах делают их применение в процессах ПНП нерентабельным.

Синтезированы новые разновидности ПАВ – гибридные, которые по эффективности превосходят традиционные мицеллярные ПАВ, являясь в то же время более дешевыми. Строение гибридного ПАВ напоминает строение мицеллы обычных ПАВ, в реагенте Силином ВУЧ ядром мицеллы служит модифицированная частица диоксида кремния с размерами 4–6 нм, имеющая гидрофильные и гидрофобные участки, так называемую «мозаичную поверхность», на которой сорбирована композиция ПАВ.

Эффективность реагента Силином ВУЧ исследовалась на стандартном керне терригенных девонских пород на лабораторной установке с двухслойной пористой средой; при этом основным параметром служил конечный коэффициент вытеснения нефти. По результатам этих испытаний коэффициент вытеснения нефти достигал 96,7%, что в 3-4 раза выше, чем при использовании традиционного полимерного заводнения, и в 2 раза выше, чем при применении мицеллярных ПАВ. Высокая эффективность реагента обязана его строению и механизму прохождения через пористую среду.

Технология с использованием реагента Силином ВУЧ для извлечения остаточной нефти рекомендуется для применения на эксплуатационных участках, представленных низкопроницаемыми терригенными коллекторами и осуществляется путем закачки в нагнетательные скважины водных растворов Силином ВУЧ.

Преимуществами обсуждаемой технологии являются:

- вовлечение в разработку ранее недоступных, низкопроницаемых продуктивных пластов с проницаемостью менее 0,1 мкм^2;
- универсальность технологии, возможность проведения работ в карбонатных и терригенных пластах;
- технология не требует использования нестандартного оборудования;
- применяемый реагент имеет 3 класс опасности, является пожаро-, взрывобезопасным и малотоксичным.

Опытно-промышленные работы с использованием реагента ВУЧ проводились на месторождении Западного Казахстана на 8 участках нагнетательных скважин (горизонты Ю1, Ю2). Работы по закачке реагента Силином-ВУЧ проводились в июле-августе 2010 г.

Средние дебиты по нефти по участкам реагирующих (добывающих) скважин составляли от 8 до 30 тн/сут, средняя обводненность по участкам составляла 75%. Объем закачки технологического раствора реагента Силином-ВУЧ составлял в среднем 40 м^3, по одной скважине общий объем закачки технологического раствора составил 80 м^3. При этом на отдельных скважинах, отличающихся приемистостью более 200 м^3, предварительно проводилась закачка реагента Силином-ВН-Н-Б.

Предварительный анализ режимов работы реагирующих (добывающих) скважин (по состоянию на 23.08.2010) показывает несколько принципиальных положительных моментов:

- общий суточный дебит по нефти за прошедший период по 8 участкам обработанных нагнетательных скважин вырос на 76 тонн по сравнению с базовым показателем (с 178,4 до 254,4 т/сут);
- общий суточный дебит добываемой жидкости, на фоне увеличения отбора нефти, снизился на 9 м^3, что указывает на очевидную положительную тенденцию процесса перераспределения фильтрационных потоков в обработанных пластах;
- произошло увеличение приемистости на 5 из 8 обработанных нагнетательных скважин в среднем на 48%, что также свидетельствует о перераспределении фильтрационных потоков в обработанных пластах (с учетом факта увеличения отбора нефти и снижения отбора жидкости).

Следует также отметить, что мы имеем дело лишь с предварительными результатами воздействия. Согласно нормативам, принятым в нефтедобывающей отрасли, объективные результаты от воздействия методов повышения нефтеотдачи пластов могут быть получены не ранее трех месяцев со времени проведения вышеуказанных работ.

Литература

1. *Михайлов Н.Н.* Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. – М.: Недра, 1992. – 270 с.

2. *Сургучев М. Л.* Применение мицеллярных растворов для увеличения нефтеотдачи пластов. – М., 1977. – 177 с.

3. *Сургучев М.Л.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 309 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИННОВАЦИОННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ КОСМИЧЕСКИХ СНИМКОВ НА ОСНОВЕ ВЕЙВЛЕТ-АНАЛИЗА ПРИ ИЗУЧЕНИИ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

В.Л. Онегов, Л.К. Каримова, С.Н. Кокутин

ООО «ТРАНС-СЕРВИС», г. Кириши

В настоящее время активно развивается один из методов геофизики – дистанционное тепловизионное зондирование, которое основано на принципе томографии геологических сред. В этой технологии используют разновременные авиационные и космические снимки в дальней инфракрасной области электромагнитного спектра. Рассчитывают объемные модели плотности потока теплового излучения среды для решения геологических (изучение глубинного строения Земли, поиск нефти, газа и подземных вод), техногенных и экологических задач. Существенная новизна метода состоит в получении непрерывной объемной картины распределения тепловых характеристик поля.

В связи с тем, что технология тепловизионной томографии появилась сравнительно недавно, а математический аппарат разработан крайне слабо, перспективы ее развития целесообразно связывать с классическими подходами, разработанными в геофизике. Одним из математических подходов в теории и технике обработки сигналов и изображений являются непрерывные вейвлет-преобразования. Анализ и обработка нестационарных (во времени) или неоднородных (в пространстве) сигналов, связанных с потоком теплового излучения среды, определяет собой основу практической применимости вейвлет-анализа. Общий принцип построения базиса вейвлетов состоит в использовании масштабного преобразования и смещения. Именно за счет изменения масштабов вейвлеты способны выявить различие в характеристиках на разных шкалах (частотах), а путем сдвига – проанализировать свойства сигнала в разных точках интервала.

Нами проведена оценка применимости вейвлет-анализа при изучении тепловых полей, создаваемых источниками, различно расположенными в геологической среде, что позволит в последующем повысить достоверность построения моделей и расширить круг решаемых прикладных задач. Необходимо отметить, что в данном случае правильный выбор вейвлета во многом определяет эффективность его применения.

Для проверки возможности использования вейвлет-преобразования в тепловизионной томографии и при выборе вейвлета, наиболее полно описывающего характеристики теплового поля, нами исследованы поля, создаваемые телами простой геометрической формы в однородной геологической среде. В результате установлено, что вейвлет-преобразование позволяет выделять локальные источники в температурном поле. Путем выбора вида и порядка вейвлета можно установить точное соответствие масштаба разложения с глубиной, которое не зависит от других параметров (теплопроводности среды, температуры и геометрической формы источника). Кроме того, вейвлет-преобразование позволяет в суммарном поле разделить по разрезу отдельные источники тепла.

Апробация методики проведена путем исследования тепловых полей Черемшанского и Акташско-Новоелховского блоков, нефтеперспективного Скоропадовского поднятия, шнурковых залежей углеводородов Тлянчи-Тамакско-Мензелинской нефтегазоносной зоны ЮТС. Во всех случаях полученные тепловые модели имеют высокую степень корреляции с результатами других геофизических исследований (сейсморазведки, электромагнитного и тепловизионного зондирования). Тепловые разрезы в высокой степени отражают горизонтальную слоистость среды. Границы выявляемых слоев совпадают с изменениями характера диаграмм электрокаротажа скважин и отражают глубинное строение осадочного чехла региона. Все это доказывает широкие перспективы применения вейвлет-анализа для обработки космических снимков и построения объемных моделей теплового поля при дистанционном тепловизионном зондировании.

РОЛЬ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.Т.Панарин

ООО «Газпром нефть шельф»

В последние годы в обществе, в средствах массовой информации, научно-технических кругах стали особенно “ходовыми” и популярными слова: инновации, модернизация, нанотехнологии.

Научно-технический прогресс знаменуется возникновением новых направлений, сулящих человечеству научный и экономический прорыв. Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли получили сегодня существенное развитие. Одной из наиболее значимых и эффективных является технология оптимальной выработки нефтяного пласта (ОВНП). Технология ОВНП создана коллективом ученых Казанского государственного университета под руководством профессора Н.Н.Непримерова четверть века назад. Она формировалась на базе многолетних исследований Ромашкинского и других месторождений бывшего Советского Союза. Технология базируется на новой модели фильтрации и новом математическом аппарате: на смену механической модели сплошной среды пришла физическая модель дискретной среды и аппарат в виде метода молекулярной динамики [1,2].

Практическая реализация постулатов технологии ОВНП в ОАО «Татнефть» началась в 1986 г. [3].

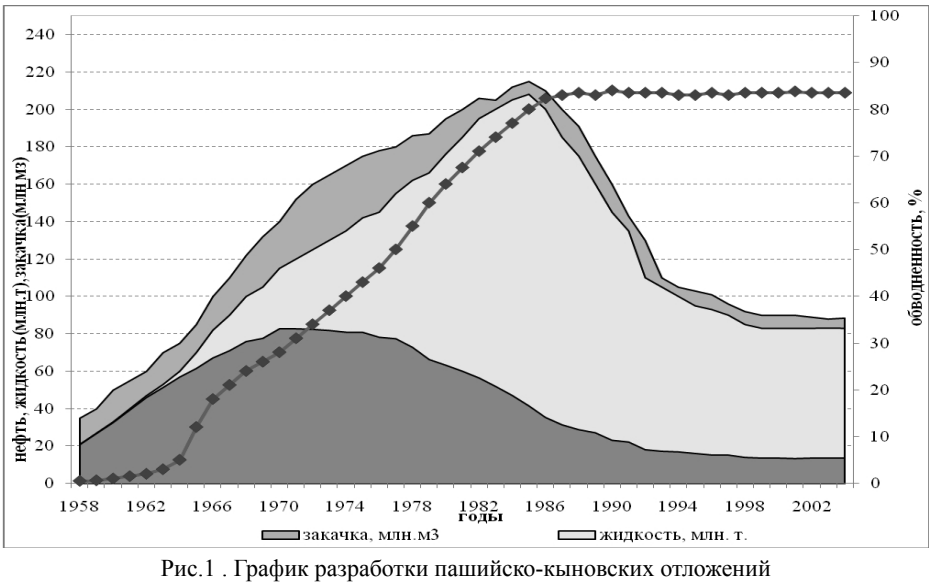


Рис.1 . График разработки пашийско-кыновских отложений Ромашкинского месторождения ОАО «Татнефть» (Муслимов, 2007 г.).

Переход к технологии ОВНП на поздней стадии разработки позволил извлекать продукцию с меньшей обводненностью при стабилизации и даже росте добычи нефти. Отбор попутной воды и объем закачки сократился более, чем в 2 раза (рис.1 и 2).

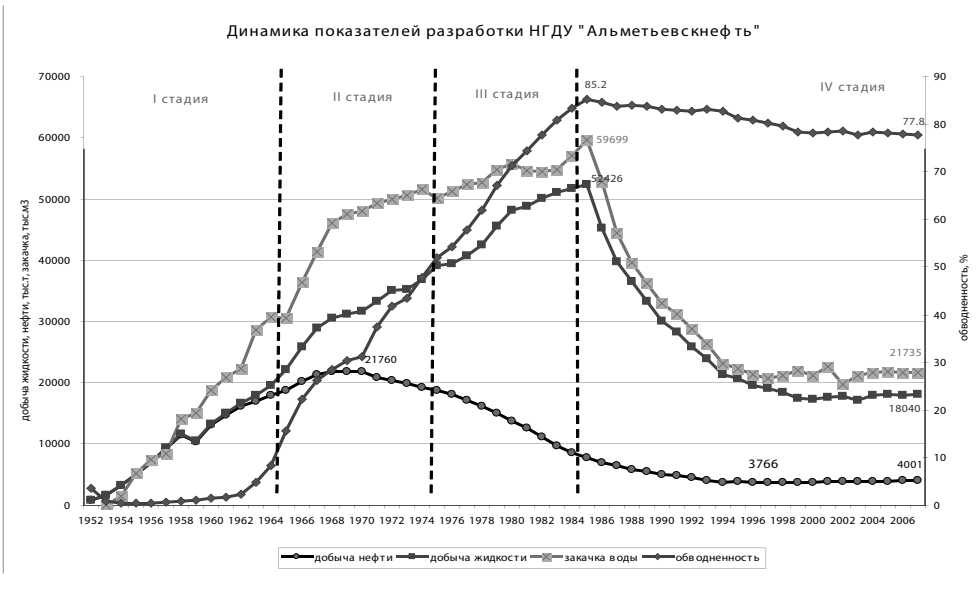


Рис.2 Динамика показателей разработки НГДУ «Альметьевнефть».

Существенно снижается энергоемкость процесса нефтедобычи: общее энергопотребление уменьшилось более чем в 2 раза. По НГДУ «Альметьевнефть» удельный расход электроэнергии на добычу нефти сокращен в 1,4 раза, а на закачку – в 2 раза при ежегодном приросте этих показателей на 5-10% до внедрения энергосберегающих технологий разработки (рис.3).

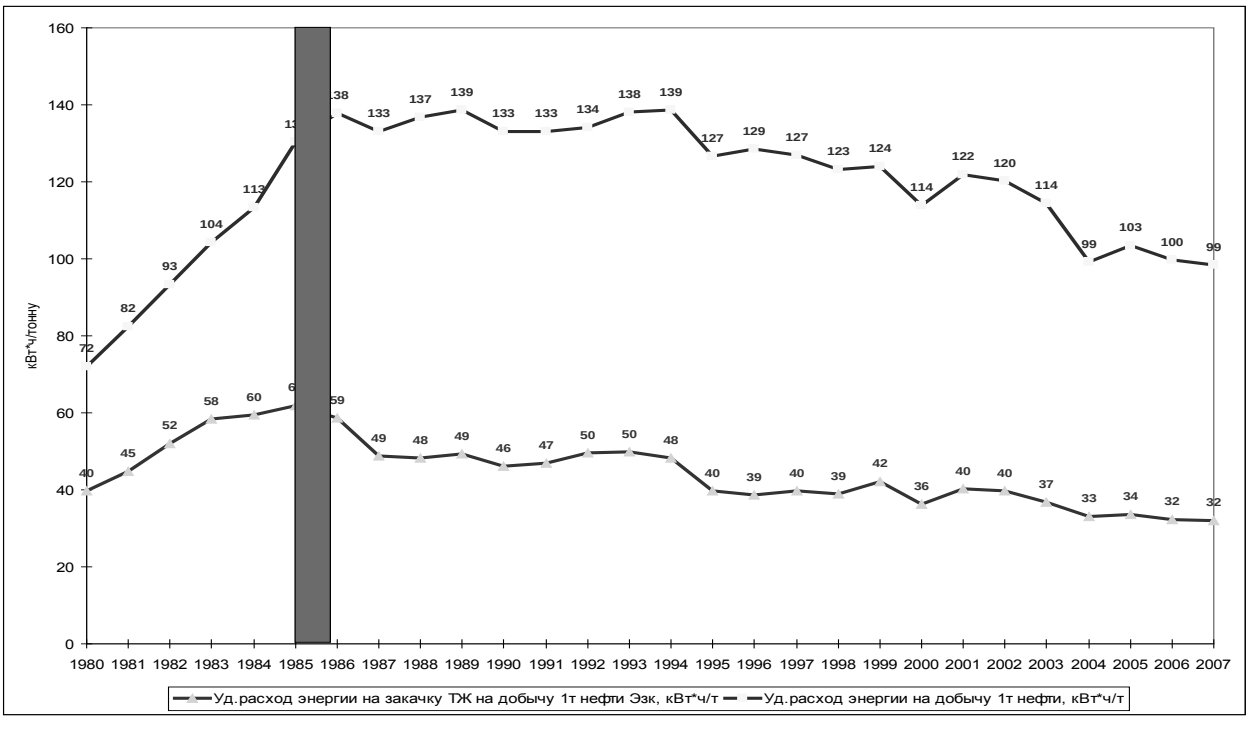


Рис.3. Удельный расход электроэнергии на закачку жидкости
и добычу нефти по НГДУ «Альметьевнефть» в 1980–2007 гг.

Прогнозный водонефтяной фактор (ВНФ) по объектам разработки НГДУ «Альметьевнефть» ожидается на уровне 2, против 4 по традиционной технологии (рис.4). Двухкратное уменьшение ВНФ наряду с экономической составляющей существенно снижает негативную экологическую нагрузку на природную среду.

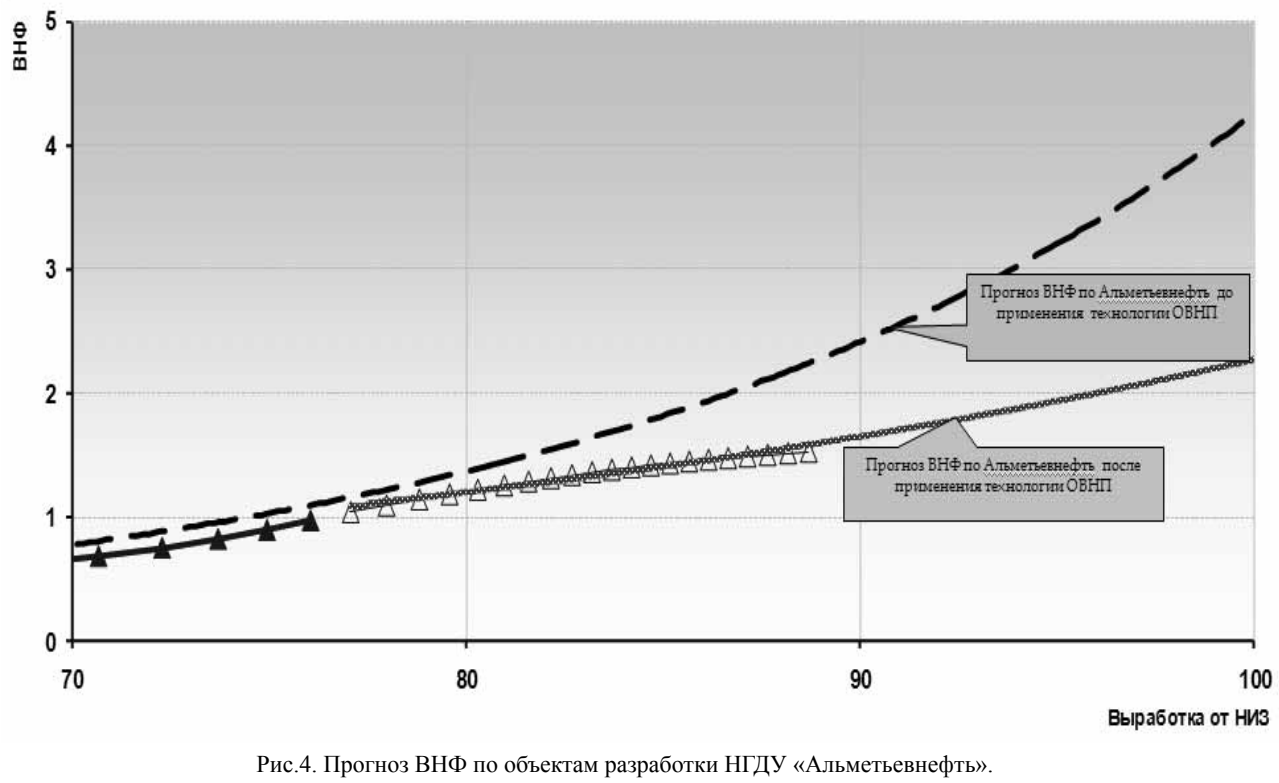


Рис.4. Прогноз ВНФ по объектам разработки НГДУ «Альметьевнефть».

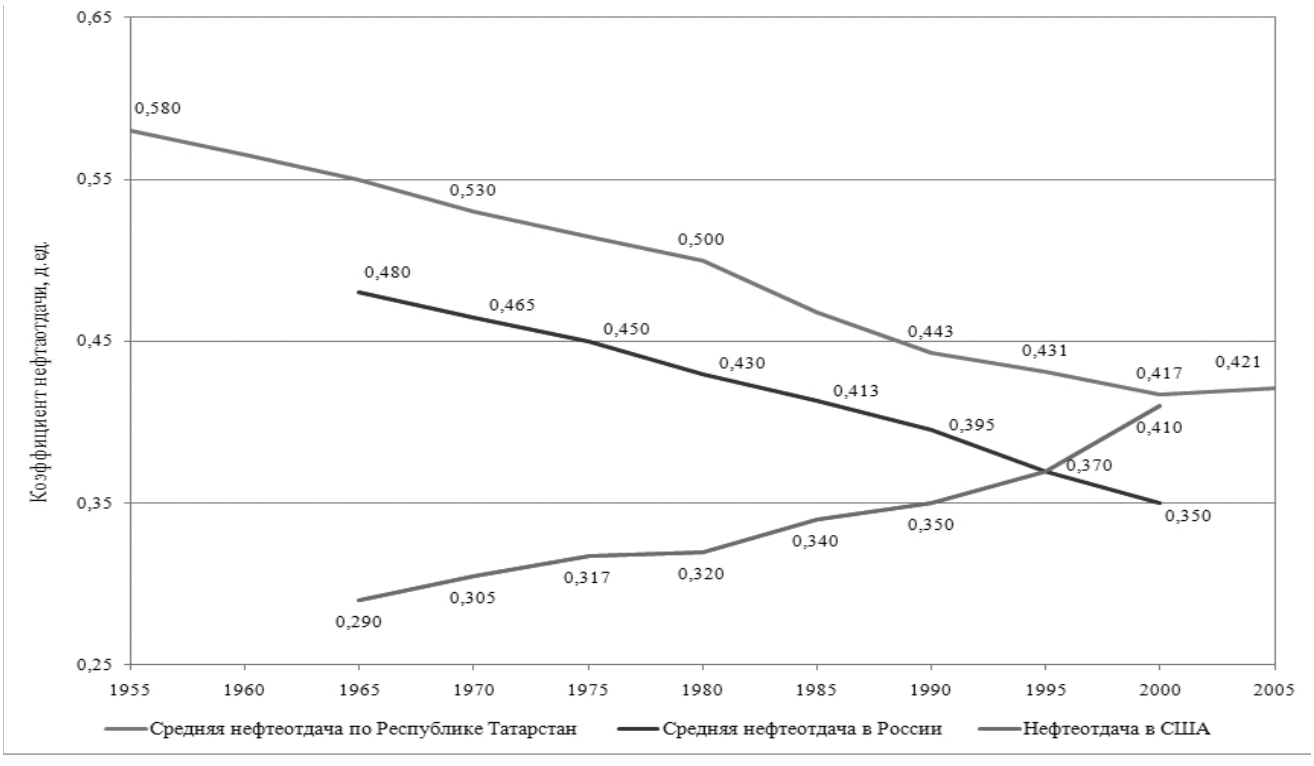


Рис.5. Динамика изменения коэффициента нефтеотдачи
в России и США (Муслимов, 2007 г.).

Оптимизация пластового давления, депрессии и репрессии на пласт, снижение темпов охлаждения пластов за счет уменьшения кратности промывки, а также заводнение пластовыми, минерализованными водами глинистых коллекторов создали предпосылки увеличения коэффициентов нефтеизвлечения (КИН) [4,5]. В динамике средней нефтеотдачи по Республике Татарстан наметилась положительная тенденция (рис.5).

Однако необходимо с сожалением отметить, что в последние годы в ОАО «Татнефть» прекращены работы на всех трех полигонах (НГДУ «Лениногорскнефть», НГДУ «Альметьевнефть», НГДУ «Азнакаевнефть»), где в промысловых условиях продолжалась отработка технологии ОВНП с использованием автоматизированной системы контроля и управления выработкой пласта (АСКУ-ВП). Сегодня ученые физического факультета Казанского университета развивают это направление за рубежом, работая на другие ведущие мировые фирмы.

Нефтеотдача пластов по мере ухудшения структуры запасов и выхода компаний в климатически еще более неблагоприятные районы Крайнего Севера, Восточной Сибири и шельфы морей должна стать главной задачей государства и недропользователей. Сложившаяся же динамика КИН по России в сравнении с США показывает обратную картину (рис.5).

Основные причины снижения коэффициента нефтеотдачи в России следующие:

1) Разбалансирование систем разработки за счет вывода в тираж огромного (до 50% и более) эксплуатационного фонда скважин.

2) Стремление недропользователей к получению максимальной прибыли при наименьших затратах за счет опережающей выработки наиболее продуктивных запасов.

3) Практически полное прекращение применения методов повышения нефтеотдачи пластов и поиска новых эффективных технологий увеличения КИН.

4) Низкое качество строительства и особенно цементирования колонн в условиях кустового бурения скважин в Западной Сибири.

5) Неэффективная работа органов контроля (Ростехнадзора, Росприроднадзора) за деятельностью недропользователей в области соблюдения проектных решений, технологических режимов эксплуатации скважин (депрессий, давлений нагнетания и т.п.), объемов и охвата фонда промыслово-гидродинамическими, геофизическими исследованиями, работ по охране недр и отсутствие жестких санкций со стороны государства за нерациональное использование недр.

6) Единая (плоская) шкала налогов (НДПИ) на добычу нефти различного исходного качества, продуктивности месторождений и стадии разработки.

Литература

1. Непримеров Н.Н. «Трехмерный анализ нефтеотдачи охлажденных пластов». – Казань: Изд-во КГУ, 1978. – С. 215.

2. Гаврилов А.Г., Непримеров Н.Н., Панарин А.Т., Штанин А.В. Способ выработки нефтяного пласта». Пат. № 2099513.

3. Панарин А.Т. Совершенствование системы разработки разработки нефтяных месторождений на базе энергосберегающей технологии, Нефтяное хозяйство. – 1992. – №2. – С.8–9.

4. Панарин А.Т. Энергосберегающая технология разработки нефтяных месторождений / Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона. – Казань: Новое знание, 1998. – С. 217–224.

5. Овчинников М.Н., Штанин А.В., Панарин А.Т. Опыт оптимизации выработки нефтяных пластов на базе технологии оптимальной выработки нефтяного пласта / Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона. – Казань: Новое знание, 1998. – С. 212–216.

СОВРЕМЕННЫЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВНИИГИС – ТАТНЕФТИ

В.Т. Перелыгин, Л.Е. Кнеллер, А.И. Лысенков, В.Ф. Кудряшова
ОАО НПП «ВНИИГИС»

В России и в мире широко известны достижения ОАО «Татнефть».

Отличающаяся высоким научно-техническим уровнем компания (ранее объединение) одна из первых привлекала для решения задач разведки, разработки месторождений новейшие (на тот момент) методы ГИС: различные радиоактивные методы – стационарные, импульсные, спектрометрические модификации, акустический каротаж в различных модификациях; большое внимание уделялось и уделяется развитию методов воздействия на прискважинную зону пласта и др..

Применению самых современных методов способствовало наличие в Татарстане передового геофизического предприятия «Татнефтегеофизика».

Несмотря на то что ВНИИГИС находится на территории Республики Башкортостан, созданный в 1956 г. как Волго-Уральский филиал ВНИИГеофизики, с первых лет своего существования он был тесно связан с работами подразделений «Татнефть» и «Татнефтегеофизика». Здесь опробовались и широко применялись практически все новые методы, созданные во ВНИИГИС: опробователи пластов на каротажном кабеле, приборы гидродинамического каротажа, сверлящие керноотборники, приборы акустического каротажа, аппаратура радиоактивного каротажа, автономная аппаратура, бескабельные телесистемы для проводки горизонтальных и наклонно-направленных скважин, электромагнитные дефектоскопы и сверлящие перфораторы.

В настоящее время ОАО НПП «ВНИИГИС» остается одним из крупнейших научно-производственных центров по геофизическим исследованиям скважин в России. Активно действуя на рынке геофизических услуг и технологий, специалисты института продолжают работать над созданием новых разработок в соответствии с потребностями нефтегазовой отрасли.

Учеными и специалистами института создан широкий спектр современных аппаратурных средств и технологий, позволяющих значительно повысить эффективность поисков, разведки и разработки нефтяных, газовых месторождений, а также месторождений твердых полезных ископаемых.

Информационное обеспечение проводки горизонтальных и наклонно направленных скважин

В настоящее время ВНИИГИС располагает рядом телеметрических систем с беспроводным электромагнитным каналом связи различных диаметров. При проводке скважин большого диаметра используется модернизированная система диаметром 172 мм ЗИС-4МЭ**,** для бурения боковых стволов**,** в том числе и из скважин старого фонда, созданы и производятся телеметрические системы малого диаметра ЗТС-42ЭМ и АЗИМУТ-4-108.

Совместными усилиями ООО НПФ «Горизонт» и ВНИИГИС разработана система «ГЕОСЕНСОР», предназначенная для непрерывного контроля и регистрации технологических параметров процесса бурения с целью оперативного управления бурением и оптимальной, безаварийной проводки наклонно-направленных скважин. Система «ГЕОСЕНСОР» адаптирована для работы в комплексе с забойной телеметрической системой ЗИС-4МЭ. Связь ЗИС-4МЭ и СКПБ «ГЕОСЕНСОР», с одной стороны, дает возможность точной привязки по глубине инклинометрических данных в процессе бурения, с другой – позволяет технологу наклонно-направленного бурения и бурильщику, непосредственно управляющему бурильной колонной, оперативно принимать решения в соответствии с текущими показаниями обеих систем, технологически связанных между собой. Также система СКПБ «ГЕОСЕНСОР» может использоваться в качестве ядра для создания станции геолого-технологических исследований. Первый образец системы «ГЕОСЕНСОР» в настоящее время успешно работает на одном из месторождений в Западной Сибири. Получены положительные отзывы.

Для бурения под кондуктор в условиях повышенной абразивности бурового раствора (в Западной Сибири), а также в скважинах глубиной до 2 км используется телесистема ЗТС-42 АП, которая является безгенераторным аналогом телесистемы ЗТС-42ЭМ и не предъявляет дополнительных требований к расходу и качеству бурового раствора.

Телесистема ЗТС-42 АП применяется в новом российском проекте - бурении параллельных, отстоящих одна от другой на 5 м, горизонтальных скважин (в том числе и с выходом на поверхность) для разработки месторождений битума в Татарстане.

Впервые в мире на территории Китая пробурена скважина с продувкой газом с использованием модифицированной телесистемы ЗТС-42-АП с электромагнитным каналом связи. Здесь использован предыдущий опыт бурения более 50 горизонтальных скважин на депрессии с использованием нефти, аэрированной азотом. При этом способе бурения, по понятным причинам, не могут использоваться известные телесистемы с гидравлическим каналом связи.

Интересен опыт применения созданного во ВНИИГИС наддолотного модуля с ГК и КС для целей навигации. Эта модификация весьма перспективна, т.к. до 40% нефти остается под глинистой кровлей заводненных пластов, а бурение боковых стволов в такие нефтяные пласты требует очень точной отбивки кровли нефтяного пласта, в то время как по данным ГТИ в процессе бурения скважины кровля таких пластов отбивается не четко.

Уже год идет эксплуатация новой разработки - телесистемы с комбинированными каналом связи - ЗТС-42 КК. Пробурено около 20 наклонно-направленных и горизонтальных скважин, в том числе 4 горизонтальных скважины на депрессии в Западной Сибири. Имеется положительный опыт управления траекторией скважин в солях в Пермском крае. Главной особенностью телесистемы является возможность значительного увеличения дальности относительно электромагнитного канала связи за счет его комбинирования с кабельным. Очень эффективно применение ЗТС-42 КК при бурении скважин на воздухе и на депрессии.

Телесистема ЗТС-42-КК осуществляет измерение инклинометрических параметров и ГК. Имеется возможность подключения наддолотного модуля, позволяющего производить измерении вблизи долота. Ведется разработка модулей бокового и индукционного каротажа, что позволит в дальнейшем расширить комплекс.

Для бурения долотами диаметром 95 мм (например, для реанимации боковых стволов бурением через хвостовики диаметром 114 мм, в том числе на депрессии) разработана и готова к эксплуатации миниатюрная телесистема ЗТС-30 в модификациях с электромагнитным и комбинированным каналом связи.

Для колтюбинговой технологии разработана и применяется при бурении многоствольных скважин в АНК «Башнефть» забойная телесистема ЗТС-42 ННКТ с наддолотным модулеми и модулем измерения положения отклонителя.

Аппаратурно-методические комплексы радиоактивного и акустического каротажа

Создан и успешно себя зарекомендовал при решении задач оценки текущей нефтенасыщенности нефтяных и нефтегазовых залежей комплекс ядерно-геофизических методов, состоящий из спектрометрического импульсного нейтронного гамма-каротажа (ИНГК-С или С/О-каротаж), импульсного нейтронного гамма-каротажа двухзондовой модификации (2ИНГК) и спектрометрического каротажа естественного гамма-излучения (СГК). Данный комплекс методов позволяет количественно оценивать коэффициент текущей нефтенасыщенности, уточнять коэффициент пористости и объемную модель породы, а также решать некоторые другие задачи. Комплекс реализуется с помощью трех видов аппаратуры ЦСП-С/О-90, ЦСП-2ИНГК-43, ЦСП-ГК-С-90.

К настоящему времени эффективность использования комплекса ядерно-геофизических методов доказана на примере нескольких тысяч скважин на месторождениях Западной Сибири, Поволжья, Казахстана и других регионов России и Ближнего Зарубежья.

Опробованы спектрометрические модификации импульсного спектрометрического нейтронного гамма и нейтрон-нейтронного каротажа на хлор. Получены первые обнадеживающие результаты по выделению промытых пресной водой интервалов в нефтеносных пластах по низкому содержанию хлора.

Разработаны и успешно применяются технологии выделения коллекторов и определения коэффициентов нефте- и газонасыщенности коллекторов и определения состава углеводородов в коллекторах методами $2ННК_Т$, СНГК по хлору. Для реализации технологии используется цифровая аппаратура спектрометрического радиоактивного каротажа (СПРК), осуществляющая измерения комплексом методов спектрометрического нейтронного гамма-каротажа СНГК, двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам $2ННК_Т$ и интегрального НГК. Технология исследований по хлору успешно реализуется в Китае, а также на объектах ОАО «Пермь-ЛУКОЙЛ» и в Казахстане.

Задача выделения коллекторов и определения их характера насыщения тесно связана с информацией о литологии отложений и прочностными свойствами горных пород. Для решения этих задач эффективно использование широкодиапазонной модификации СНГК, позволяющей одновременно получать информацию о нейтронных свойствах горных пород, элементному составу отложений по спектру гамма-излучения радиационного захвата и плотностных свойствах по многократно рассеянному гамма-излучению. Аппаратура широкодиапазонного СНГК (СНГК-Ш) разработана во ВНИИГИС и успешно применяется на месторождениях нефти и газа, газовых хранилищах.

Преимуществом аппаратурно-методического комплекса СНГК- Ш является возможность получать информацию как в остановленных, так и в работающих газозаполненных скважинах, в том числе через НКТ, что позволяет уточнить состав и свойства горных пород в обсаженных скважинах старого фонда и в действующих газовых скважинах.

Эта информация представляет особую ценность при проведении интенсификации пластов и капитальном ремонте скважин, особенно в разрезах с пресными пластовыми водами.

Весьма перспективно применение спектрометрической модификации СНГК для оценки технического состояния скважин через НКТ, а именно для оценки состояния цементного камня за обсадной колонной, нахождения каверн и скоплений газа за колонной.

Создан ряд аппаратуры акустического каротажа для исследования открытого ствола и обсаженных скважин разного диаметра.

Аппаратура волнового акустического каротажа СПАК-6Д, предназначена для измерения кинематических и динамических параметров продольной, поперечной, Лэмба-Стоунли волн с целью определения фильтрационно-емкостных свойств горных пород. Накоплен достаточно большой объем данных по применению длиннозондовой аппаратуры акустического каротажа СПАК-6Д, что послужило основанием для дальнейшего развития методики интерпретации результатов ВАК в комплексе с другими методами ГИС для целей выделения и изучения трещиноватых зон и нефтенасыщенности коллекторов.

Контроль технического состояния скважин

Во ВНИИГИС активно развиваются электромагнитные и акустические методы контроля технического состояния скважин. Впервые в мировой практике были созданы электромагнитные дефектоскопы, работающие в нестационарном режиме, что позволило добиться значительных преимуществ перед всеми другими приборами аналогичного назначения. Широкое распространение в России и ряде зарубежных стран, таких как Китай, Казахстан, Белоруссия и страны Ближнего Востока, получил малогабаритный дефектоскоп ЭМДС-ТМ-42..

Последняя модификация прибора ЭМДС-ТМ-42ТН содержит четыре зонда дефектоскопии, термометр, блок гамма-каротажа, его рабочая температура до 175 градусов, давление до 120 МПа. Данные дефектоскопии позволяют эффективно планировать капитальный ремонт скважин. Так, на двух месторождениях Ближнего Востока из 85 исследованных скважин в 9 скважинах обнаружены существенные дефекты колонн, требующие устранения при ремонте.

Разработана модификация прибора ЭМДС-ТМ-42ТР, включающая блок каверномера, размещенный в одном из центраторов. Измерения внутреннего диаметра этим блоком уточняют данные толщинометрии и идентифицируют коррозионное поражение внутренней стенки колонны.

С целью наглядного представления результатов дефектоскопии разработана новая программа обработки и визуализации, которая автоматически строит схему конструкции скважины с дефектами, муфтами и башмаками первой и второй колонн, а также схему изолиний сигнала с увеличением времени измерения.

Один из вариантов такой аппаратуры МИД-К (МИД-Газпром), разработанный ЗАО НПФ «ГИТАС» с участием специалистов ОАО НПП «ВНИИГИС», стал лауреатом премии ОАО «Газпром» и принят им на вооружение. Прибор имеет погрешность определения толщины стенки обсадной трубы через НКТ - 0,7 мм.

На стадии капитального ремонта скважин после подъема НКТ появляется возможность обследовать состояние колонны более детально и тщательно с помощью сканирующего электромагнитного дефектоскопа ЭМДС-С с прижимными башмаками внешним диаметром 102 мм и 112 мм. Дефектоскоп ЭМДС-С отмечает отверстия диаметром от 9 мм, несквозные язвы размером от 15х5 мм или от 25х3 мм, продольные и поперечные трещины длиной от 50 мм.

Совместно с китайскими специалистами ВНИИГИС разработал комплексный прибор DDS73F-EMD на основе китайского 40-рычажного профилемера и дефектоскопа ЭМДС-ТМ-42. Одновременное получение данных двух различных методов каротажа повышает достоверность интерпретации, позволяет выявить раздельно дефекты на внутренней и наружной стенке, все перфорационные отверстия, интервалы смятия колонны. Прибор успешно применяется на территории Китая, в ряде стран Ближнего Востока, опробуется в Канаде.

На основе комплексных исследований скважин с использованием дефектоскопа ЭМДС-С и акустического телевизора АВК-42М разрабатывается технология детального изучения коррозионного поражения колонн на стадии капитального ремонта скважин.

Одна из последних разработок – комплексная аппаратура ТСМ-42 – предназначена для контроля технического состояния действующих скважин, в том числе и наклонно направленных.

Скважинный прибор диаметром 42 мм содержит трехэлементный акустический зонд с пьезокерамическим приемником упругих колебаний, используемым также в режиме шумомера, датчик электромагнитного дефектоскопа, модуль канала ГК, датчик температуры. Скважинный прибор снабжен рычажными центраторами. При небольшом весе прибора они эффективны и при больших углах наклона скважины. Комплексная аппаратура ТСМ-42 обеспечивает большое разнообразие решаемых задач.

Вскрытие пластов сверлением, отбор керна и опробование пластов

Были созданы и продолжают развиваться прямые методы исследования скважин. Сейчас институт располагает керноотборниками четвертого поколения СКТ-3М и СКАТ. Учитывая современные тенденции в строительстве нефтегазовых скважин, ведутся работы по созданию малогабаритного сверлящего керноотборника для исследования скважин диаметром 146-160 мм.

Сверлящий керноотборник стал основой нового типа технического средства вторичного вскрытия пласта – сверлящего перфоратора, обеспечивающего щадящее вскрытие пластов, применение которого особенно эффективно в случае маломощных пластов. Хорошо известны на производстве сверлящие перфораторы первого поколения ПС-112, ПС-112М и ПС-112/70. Успешно применяются перфораторы нового типа – ПСГП, обеспечивающие сверление более глубоких до 120 мм перфорационных каналов. В настоящее время разработана усовершенствованная модификация этого прибора ПГСП-2, позволяющая выполнить каналы глубиной до 150 мм и диаметром 20 мм. ВНИИГИС продолжает совершенствование техники и технологии вторичного вскрытия пласта сверлением. Ведутся работы по созданию малогабаритного сверлящего перфоратора для вторичного вскрытия скважин, обсаженных 114-миллиметровыми обсадными трубами.

ВНИИГИС предлагает современные технологии проведения гидродинамического каротажа, являясь основоположником и лидером в развитии этого метода.

Аппаратура последнего поколения АГИП-К и АИПД-7-10 оснащены модулем электроники и телеметрии, обеспечивающим цифровую регистрацию привязочной кривой ГК, кривых давления притока и восстановления на ПЭВМ. Разработан новый наземный пульт питания, управления и регистрации, состыкованный с системой контроля глубины «Ясон». Существенно изменена программа регистрации и обработки данных гидродинамического каротажа и опробования пластов (ГДК-ОПК) РОМ-АГИП, в которую добавлен блок метрологии, позволяющий проводить калибровки датчиков давления, температуры, канала ГК.

Аппаратура АГИП-К и АИПД-7-10 позволяют решить следующие важнейшие геологические задачи:

•выявление или подтверждение наличия пластов-коллекторов в разрезах скважин;

•измерение пластового давления и построение профиля пластового давления по разрезу;

•определение проницаемости исследуемых участков и значений их продуктивности, построения профиля проницаемости и продуктивности по разрезу и другие задачи.

В качестве примера успешного применения метода ГДК-ОПК можно привести результаты, полученные аппаратурой АИПД-7-10 в эксплуатационных и нагнетательных скважинах на месторождении Северные-Бузачи в Западном Казахстане. По данным ГДК в десятках скважин были определены значения пластового давления и коэффициента проницаемости, позволившие определить степень выработанности пластов и эффективность их вовлечения в систему поддержания пластового давления заводнением.

Полученные результаты показывают целесообразность применения метода ГДК на других эксплуатируемых нефтяных месторождениях, в первую очередь в тех, на которых ведется бурение горизонтальных скважин. Для этого в вертикальной скважине пилоте в продуктивном интервале проводится ГДК, по результатам которого строится профиль пластового давления. На этом профиле выделяются участки продуктивного интервала с пониженными значениями пластового давления, насыщенные чистой нефтью и не затронутые заводнением. Выделенные участки продуктивного интервала и будут объектами проводки в них горизонтальных стволов.

Для применения в действующих нефтяных и газовых скважинах в ОАО НПП «ВНИИГИС» разработан аппаратурный ряд глубинных пробоотборников стволовых проб на каротажном кабеле серии ПГМ диаметром 36 мм и 48 мм всасывающего и проточного типов. Для работы на скребковой проволоке разработан автономный пробоотборник всасывающего типа с регистрацией давления и температуры на глубине отбора пробы в твердотельную память, что позволяет документировать процесс отбора пробы, тем самым, способствуя повышению достоверности исследований.

Имиджеры, наклономеры, ВСП и электроразведка

Большим достижением отечественной геофизики явилась разработка цифровой трехкомпонентной скважинной сейсмической аппаратуры нового поколения АМЦ-ВСП-48, осуществленная во ВНИИГИС с участием ЗАО НПФ «СейсмоСетСервис» и ЗАО НПФ «ГИТАС». Аппаратура АМЦ-ВСП-48 обеспечивает большую производительность и более высокое качество регистрации упругих колебаний по сравнению с существующими аналогами, позволяет работать со слабыми источниками колебаний в различных диапазонах частот (с различной детальностью исследований). Аппаратура используется многими отечественными геофизическими организациями, а также известной зарубежной фирмой Schlumberger.

Среди современных геофизических технологий особого внимания заслуживает метод межскважинной сейсмотомографии, основанный на изучении упругих характеристик горных пород в пространстве между скважинами и связи их с физическими характеристиками среды. Во ВНИИГИС разработана технология поисков целиков и останцев нефти методом межскважинного сейсмопросвечивания. Новая технология может обеспечить геолого-промышленную оценку выявленных целиков и останцев нефти с достаточной полнотой, детальностью и высокой достоверностью решения основных поисково-промысловых задач:

- картирование целиков и останцев нефти по площади месторождения;
- подсчет извлекаемых запасов остаточной нефти из них;
- проектирование дополнительных добывающих скважин или наклонно-горизонтальных стволов с боковой зарезкой.

В последнее время при решении структурно-геологических и промыслово-геофизических задач для целей разведки и эксплуатации нефтегазовых месторождений начал возрастать интерес к оценке пространственной

ориентации трещиноватости пород в околоскважинном пространстве и выявлению в разрезах скважин продуктивных трещинных коллекторов, а также к определению элементов залегания пластов. Эти задачи решаются с помощью электросканеров, в связи с чем в институте разработан нефтяной вариант электрического сканера диаметром 73 мм (АЭСБ-73) повышенной разрешающей способности с 16-секционным фокусированным электродом. Для привязки данных, зарегистрированных сканером, к пространственным координатам в его состав включен инклинометр.

В настоящее время в Китае в провинции Сычуань проводятся работы по определению элементов залегания пластов и интервалов трещиноватости с применением электрического сканера, разработанного во ВНИИГИС. Проведены исследования на 5 скважинах, позволившие выявить перспективные интервалы.

Успешно завершена разработка метода индукционной пластово-трещинной наклонометрии (ИПТН), который является новым геофизическим методом, позволяющим определить элементы залегания (углов наклона и азимутов падения) пластов и трещин в разрезах разведочных и промысловых скважин. Усовершенствованная модификация индукционного наклономера НИПТ-1 прошла испытания в скважинах Оренбургской области и Пермского края.

Комплексирование сканирующих модификаций с методом сейсмического профилирования (ВСП) позволяет более достоверно строить объемные 3D-модели геологического разреза нефтегазовых месторождений и выделять в нем трещинные зоны, а в комплексе с ГИС и трещинные коллектора

Во ВНИИГИС проводились работы по применению индукционных и гальванических электроразведочных методов для выявления нефтяных залежей, в результате чего установлена поляризуемость нефтяных залежей в карбонатных коллекторах. Моделированием в лабораторных условиях и непосредственно полевыми наблюдениями совмещенными индукционными установками ЗСБ выявлено наличие поляризуемости нефтяных залежей и в терригенных разрезах. Комбинация методов электроразведки эффективно используется для детального расчленения и выделения поляризуемых интервалов в осадочном чехле и до фундамента (глубиной 2-2,5 км). Проведенные работы показали перспективность комплексного использования параметров поляризуемости и электропроводности для выявления нефтенасыщенных ловушек, в том числе и выделенных сейсморазведкой, и ускорения поиска небольших залежей нефти.

Практически по всем упомянутым направлениям ВНИИГИС вел или ведет работы с подразделениями ОАО «Татнефть» и «ТНГ-Групп».

УСТОЙЧИВОСТЬ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ К ОСАЖДЕНИЮ АСФАЛЬТЕНОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАРОТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ СОВМЕСТНО С УГЛЕВОДОРОДНЫМИ РАСТВОРИТЕЛЯМИ

Л.М. Петрова, Н.А. Аббакумова, Д.Н Борисов, Т.Р. Фосс, М.Р. Якубов, Г.В. Романов, И.М. Зайдуллин[1]

Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова, г. Казань

[1]Казанский государственный технологический университет

Опытно-промысловые испытания методов и технологий, основанных на применении растворителей (пропан-бутан или газовый бензин), позволили зафиксировать высокие значения коэффициента извлечения порядка 60% при разработке месторождений природных битумов в Канаде. Однако при этом был выявлен ряд проблем, одной из которых является интенсивное образование асфальтено-смолистых отложений в смесях с парафиновыми растворителями. Выпадение асфальтенов вследствие снижения устойчивости нефтяной дисперсной системы значительно уменьшает проницаемость пласта вплоть до полного блокирования и остановки продуктивных скважин.

По результатам физического моделирования процесса паротеплового воздействия совместно с углеводородными растворителями на примере тяжелых нефтей Ашальчинского (Аш) и Мордово-Кармальского (М-К) месторождений сделан вывод об увеличении эффективности его воздействия [1]. При введении растворителя изменения в равновесном состоянии нефтяной дисперсной системы тяжелых нефтей Аш и М-К могут привести к потере фазовой устойчивости, сопровождающейся выпадением асфальтенов и образованием отложений асфальтенов. Однако проблема осаждения/отложения асфальтенов для них не изучена. Поэтому в настоящей работе исследована склонность двух образцов тяжелых нефтей Аш и М-К месторождений к осаждению асфальтенов наблюдениями под микроскопом в зависимости от количества добавленного парафинового углеводорода. Наблюдаемые отличия сопоставлены с содержанием в нефти компонентов на основе SARA-анализа, со строением отдельных компонентов по данным ИК спектроскопии, с составом углеводородов, полученных высокотемпературной газо-жидкостной хроматографией, и со стабильностью асфальтенов к осаждению на основе изменения оптической плотности их растворов в толуоле при добавлении *н*-гептана во времени с использованием фотоколориметрии.

Обсуждение результатов

SARA-анализ тяжелых нефтей

В таблице 1 приведены физико-химические свойства образцов нефтей Аш и М-К и содержание в них компонентов. По плотности в соответствии с [2] их можно отнести к тяжелым нефтям с высокой вязкостью. Содержание компонентов оценено с использованием SARA-анализа, определено содержание насыщенных углеводородов, ароматических углеводородов, смол и асфальтенов. Тяжелые нефти отличаются по содержанию углеводородов. В нефти М-К содержится меньше насыщенных углеводородов, но больше ароматических углеводородов, чем в нефти Аш. Содержание смол в этих нефтях близкое, а асфальтенов практически одинаковое.

Таблица 1

Свойства и состав тяжелых нефтей Татарстана

Показатель	Аш	М-К
Физические свойства при 20 °С		
плотность (г/см^3)	0,9540	0,9487
вязкость (сСт)	3083	879
Содержание компонентов (мас.%)		
насыщенные углеводороды	50,0	38,9
ароматические углеводороды	36,8	45,5
смолы	8,6	10,8
асфальтены	4,6	4,8
смолы/асфальтены	1,87	2,25

Данные SARA-анализа используются для расчета фазовой устойчивости нефтей к осаждению асфальтенов по формуле [3]:

$$Ф = \frac{\text{ароматические углеводороды + смолы}}{\text{насыщенные углеводороды + асфальтены}} .$$

Фазовая устойчивость нефти М-К выше по сравнению с нефтью Аш - 1,30 и 0,83, соответственно. В ряде публикаций [4, 5] отмечается, что тенденция к осаждению асфальтенов зависит от соотношения содержания в нефтях смол и асфальтенов. По этому соотношению устойчивость тяжелой нефти М-К также выше (табл.1).

Состав алкановых углеводородов

Устойчивость нефтей зависит не только от содержания компонентов, но и от их структурных особенностей. Дисперсная фаза коллоидной системы нефти по одним данным [6, 7] состоит из асфальтенов и смол. По другим данным [8] она представлена асфальтенами, а в состав дисперсионной среды входят смолы и различные низкомолекулярные алкановые, нафтеновые, ароматические углеводороды и углеводороды гибридного строения. Анализ тяжелых нефтей Аш и М-К газожидкостной хроматографией показал, что в составе углеводородов в основном присутствуют нафтеновые углеводороды, а алкановые углеводороды содержатся в незначительном количестве. В тяжелой нефти М-К содержание *н*-алканов относительно нафтеноароматических углеводородов ниже, чем в нефти Аш (ниже значения коэффициента nф) (таблица 2). Более высокая лиофильность дисперсионной среды к дисперсной фазе у тяжелой нефти М-К по сравнению с тяжелой нефтью Аш должна способствовать ее устойчивости.

Таблица 2

Газохроматографические коэффициенты*

Нефть	П/Ф	К*i*	В	D	Σ*i*П/Σ*н*П	nф
Аш	0,74	1,61	0,94	2,67	0,63	3,31
М-К	0,73	3,70	1,26	1,63	1,05	1,05

*П/Ф = iC$_{19}$/ iC$_{20}$, Кi = i(C$_{19}$-C$_{20}$)/$н$(C$_{17}$-C$_{18}$), В = i(C$_{14}$-C$_{18}$)/i(C$_{19}$-C$_{20}$), D = $н$(C$_{12}$-C$_{20}$)/$н$(C$_{21}$-C$_{35}$), ?iП/?$н$П = i(C$_{14}$-C$_{20}$)/ $н$(C$_{12}$-C$_{35}$), nф = $н$(C$_{17}$-C$_{18}$)/h (h – высота фоновой линии под пиками $н$C$_{17}$C$_{18}$).

Строение компонентов

Авторами [9] сделано заключение, что размер, ароматичность и, соответственно, молекулярная масса асфальтеновых молекул являются важнейшими факторами, определяющими стабильность асфальтенов. Выделенная ими из асфальтенов фракция с самой высокой ароматичностью показала наиболее высокую склонность к флоккуляции. Для оценки ароматичности асфальтенов нами использовано отношение оптических плотностей п.п. 1600 см$^{-1}$ ароматических С=С-связей и п.п. 1460 см$^{-1}$ алифатических С-Н-связей по данным ИК спектроскопии. Особенностью строения асфальтенов М-К является низкая ароматичность полициклического ароматического ядра по сравнению с асфальтенами Аш 0,39 и 0,52, соответственно.

Содержание структурных групп в средней молекуле компонентов рассчитано в виде отношения значений оптической плотности в максимуме характеристичной полосы поглощения и реперной полосы поглощения 1600 $см^{-1}$, характерной для колебаний ароматических С=С-связей. В соответствии с данными таблицы 3, содержание алифатических цепей выше у асфальтенов М-К по сравнению с асфальтенами Аш. В публикациях [10, 11] установлено, что боковые алифатические цепи в ароматических кольцах повышают стабильность агрегатов асфальтенов, так как после удаления алифатических боковых цепей агрегативная структура асфальтенов легче разлагается при нагревании. Вероятно, приведенная особенность строения компонентов тяжелой нефти М-К наряду с содержанием компонентов вносят определенный вклад в повышенную устойчивость тяжелой нефти М-К по сравнению с тяжелой нефтью Аш.

Таблица 3

Содержание структурных групп в компонентах нефтей

Компонент	Содержание структурных групп, о.е.					
	CH_2+CH_3	CH_3/CH_2	SO	CO (амиды)	CO (кислоты)	CO (эфиры)
Аш						
Насыщенные углеводороды	9,0	5,8	-	-	-	-
Ароматические углеводороды	3,3	5,1	0,6	-	-	-
Смолы	1,5	7,6	0,6	1,0	0,2	2,8
Асфальтены	1,8	8,0	0,4	0,8	0,2	-
М-К						
Насыщенные углеводороды	14,3	4,37	-	-	-	-
Ароматические углеводороды	5,1	2,27	1,6	-	-	-
Смолы	2,2	6,0	1,2	1,1	2,8	2,8
Асфальтены	2,3	6,1	0,7	0,7	-	-

Стабильность асфальтенов

Для каждого образца асфальтенов Аш и М-К определена точка начала флоккуляции, которая характеризует стабильность асфальтенов. После добавления к основному раствору асфальтенов в толуоле осадителя *н*-гептана в разном соотношении к толуолу проводилась фиксация изменения оптической плотности методом спектрофотометрии в течение 24 часов. На начальном этапе после добавления осадителя (рис. 1) наблюдается структурная перестройка системы, которая заключается в флоккуляции асфальтенов. Флоккуляция асфальтенов регистрируется по увеличению оптической плотности, вызванному повышением вклада в поглощение света растущими частицами.

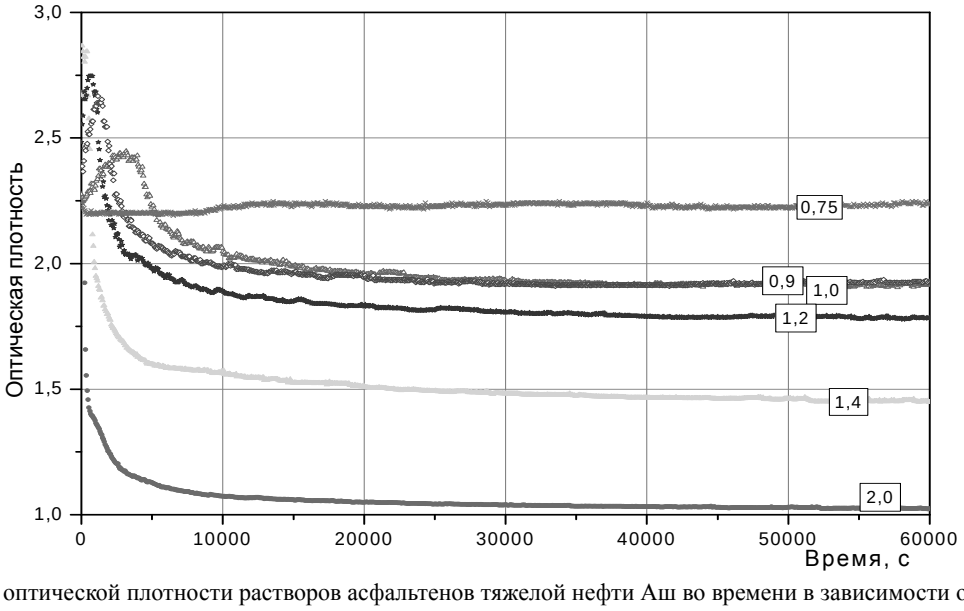


Рис. 1. Изменение оптической плотности растворов асфальтенов тяжелой нефти Аш во времени в зависимости от соотношения осадитель/растворитель (исходная концентрация асфальтенов в толуоле 0,2 мас.%).

После завершения флоккуляции наблюдается выпадение частиц асфальтенов, как это можно видеть по уменьшению оптической плотности раствора асфальтенов в зависимости от времени. Судя по семейству кривых, флоккуляция и последующее осаждение асфальтенов наступает быстро при большом количестве *н*-гептана, с уменьшением же его количества процесс флоккуляции замедляется. Наконец при определенном соотношении осадитель/растворитель флоккуляция и осаждение асфальтенов не наблюдается, как это можно видеть по отсутствию изменения оптической плотности во времени. Минимальное соотношение *н*-гептана и толуола, при котором начинают флоккулировать асфальтены, т.е. пороговая концентрация осадителя для асфальтенов Аш равна 0,8, а для асфальтенов М-К – 1,2.

Более высокая стабильность асфальтенов М-К подтверждается динамикой изменения оптической плотности растворов асфальтенов в толуоле с исходной концентрацией (0,2 мас.%) при добавлении к ним одинакового количества осадителя *н*-гептана (соотношении толуол/*н*-гептан 1:1,5) (рис. 2). Наблюдаемое более резкое увеличение видимого поглощения и последующее его снижение, регистрируемое во времени для раствора асфальтенов Аш, свидетельствует о более быстром их агрегировании и выпадении из раствора по сравнению с асфальтенами М-К (рис. 2).

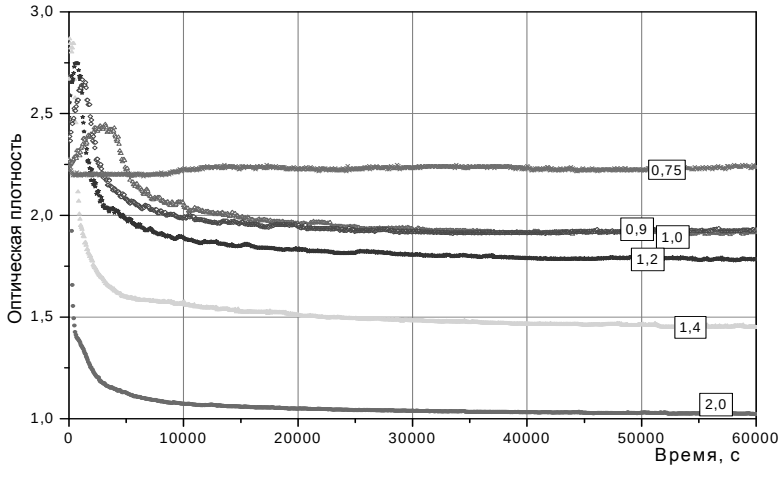


Рис. 2. Динамика изменения оптической плотности растворов асфальтенов тяжелых нефтей Аш и М-К в толуоле во времени при добавлении *н*-гептана в соотношении толуол/гептан 1:1,5.

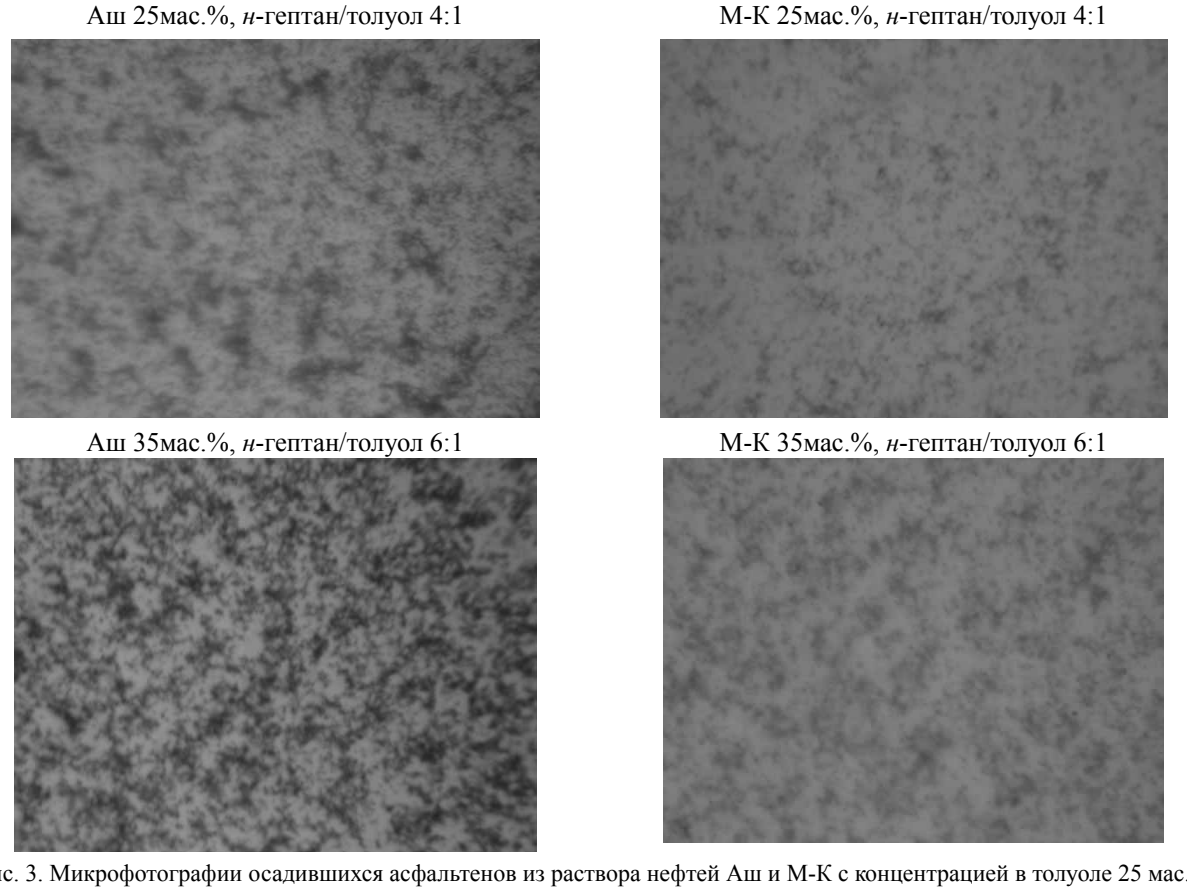


Рис. 3. Микрофотографии осадившихся асфальтенов из раствора нефтей Аш и М-К с концентрацией в толуоле 25 мас.% и 35 мас.% после добавления *н*-гептана в соотношении *н*-гептан/толуол 4:1 и 6:1, соответственно.

Наблюдение осаждения асфальтенов из тяжелых нефтей под микроскопом

Интенсивность осаждения асфальтеновых частиц из растворов тяжелых нефтей Аш и М-К в толуоле наблюдали под микроскопом непосредственно после добавления *н*-гептана, помещая образец тяжелой нефти в гептоле в кювету. Независимо от соотношения осадитель/растворитель (25 мас.% тяжелой нефти в толуоле при объемном соотношении *н*-гептан/толуол 4:1 и *н*-гептан/толуол 6:1) при прочих равных условиях (время анализа, толщина слоя образца), интенсивность осаждения асфальтенов из нефти Аш выше чем из нефти М-К (рис. 3). При этом низкая контрастность микрофотографий тяжелой нефти М-К связана не только с меньшим количеством выпавших частиц асфальтенов, но и с более окрашенным фоном, за счет присутствующих в растворе невыпавших асфальтенов.

Заключение

Тестирование устойчивости двух тяжелых нефтей Аш и М-К к осаждению асфальтенов проведено на основе трех различных подходов:

· изучение компонентного состава нефтей и строения компонентов,

· определение стабильности асфальтенов,

· оценка устойчивость тяжелых нефтей к осаждению асфальтенов.

Полученные результаты свидетельствуют о более высокой устойчивости тяжелой нефти М-К к образованию отложений асфальтенов.

Устойчивость тяжелой нефти М-К, рассчитанная по данным SARA-анализа, выше чем устойчивость тяжелой нефти Аш. Повышенная устойчивость тяжелой нефти М-К обусловлена высоким содержанием ароматических углеводородов и низким – насыщенных углеводородов. Кинетические исследования с помощью фотоколориметрии показали, что асфальтены М-К медленнее флоккулируют и выпадают из раствора в толуоле при добавлении *н*-гептана по сравнению с асфальтенами Аш. Визуальные наблюдения под микроскопом показали, что интенсивность осаждения асфальтенов из тяжелой нефти М-К при добавлении *н*-гептана ниже чем из тяжелой нефти Аш. Таким образом, перспектива использования паротеплового воздействия на пласт совместно с углеводородными растворителями выше на месторождении М-К по сравнению с месторождением Аш.

Литература

1. *Рахимова Ш.Г.* Физическое моделирование процесса паротеплового воздействия совместно с растворителями // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №9. – С. 31–33.

2. http://www.scribd.com/doc/32619003/Classification-of-Crude-Oil.

3. *Hong E., Watkinson P. A* Study of Asphaltene Solubility and Precipitation // Fuel 2004.- № 83.-P.1881-1887

4. *Carnahan N.F., Salager J.-L., Anto´n R., Da´vila A*. Properties of Resins Extracted from Boscan Crude Oil and Their Effect on the Stability of Asphaltenes in Boscan and Hamaca Crude Oils // Energy & Fuels. – 1999. – №13. – P. 309–314.

5. *Khvostichenko D.S., Andersen S.I.* Electrodeposition of Asphaltenes. 2. Effect of Resins and Additives // Energy & Fuels. – 2010. – № 24. – P. 2327–2336.

6. *Wattana P., Fogler H.S, Yen A., Garcı`a M.C., Carbognani L.* Characterization of Polarity-Based Asphaltene Subfractions // Energy & Fuels. –2005. –№19. – P.101–110.

7. *Rogel E., Leon O., Espidel Y., Gonzalez Y., Metropolitana U.* //Asphaltene Stability in Crude Oils // SPE Production & Facilities. – 2001. – V 16. – №2. – P. 84-88.

8. *Garcia MC., Henriquez M*. Asphaltene Deposition Prediction and Control in a Venezuelan North Monagas Oil Field// International Symposium on Oilfield Chemistry, 5-7 February 2003, Houston, Texas.

9. *F. Trejoa, G. Centenoa,c, J.* Ancheytaa Precipitation, fractionation and characterization of asphaltenes from heavy and light crude oils // Fuel. – 2004. – № 83. – P. 2169–2175.

10. *Östlund J.-A., Wattana P., Nydén M., Fogler H.S*. Characterization of fractionated asphaltenes by UV–vis and NMR self-diffusion spectroscopy // Journal of Colloid and Interface Science 271 (2004) 372–380.

11. *Takanohashi T., Sato S., Saito I., Tanaka R*. Molecular Dynamics Simulation of the Heat-Induced Relaxation of Asphaltene Aggregates // Energy & Fuels. –2003. –№ 17. – P. 135–139.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА КАПИЛЛЯРНОГО ВПИТЫВАНИЯ РАСТВОРОВ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ КОЛЛЕКТОРАМИ, НАСЫЩЕННЫМИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ

Ю. В. Прошина, В. С. Золотухина

ТатНИПИнефть, ОАО «Татнефть»

Преимущественная выработка запасов маловязких нефтей в высокопроницаемых поровых коллекторах приводит к смещению структуры остаточных запасов в сторону трудноизвлекаемых и в будущем придется иметь дело с

запасами следующих категорий: маловязкие нефти в водонефтяных зонах; маловязкие нефти в низкопроницаемых коллекторах; средневязкие нефти в карбонатных коллекторах; высоковязкие нефти. Предполагается, что при выработке трудноизвлекаемых запасов нефти трех последних категорий весьма действенным окажется использование поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Как известно, в слоисто-неоднородных по проницаемости гидрофильных или промежуточной смачиваемости пластах с проницаемыми границами раздела между прослоями (пропластками) большую роль играет противоточная капиллярная пропитка – процесс самопроизвольного вытеснения жидкости или газа из пористой среды другой несмешивающейся жидкостью под действием капиллярных сил. Капиллярная пропитка пласта обеспечивает извлечение нефти из нефтенасыщенных целиков, линз, пропластков и других микро- и макроскоплений нефти, обойденных вытесняющей водой.

На основании ранее проведенных исследований [1] были сделаны выводы о том, что растворы, содержащие ПАВ даже в «гомеопатических» концентрациях, оказывают положительное действие на процессы нефтеизвлечения применительно к девонской нефти. В лабораторных условиях были проведены исследования свойств низкоконцентрированных растворов неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ) – поверхностная активность в водах разной минерализации и с разной величиной водородного показателя pH; противоточная капиллярная пропитка; нефтевытесняющая способность – и их влияние на элементарные акты вытеснения. Исследования проводили на образцах терригенных коллекторов, насыщенных бобриковской нефтью (плотностью 865 кг/м^3); вытеснение осуществлялось растворами НПАВ, содержание которого варьировалось от 0,0001 до 0,05 % вес. Для приготовления растворов ПАВ использовалась дистиллированная вода, водородные показатели которой равнялись 2, 6÷7 и 12. При этом выявлено, что введение в вытесняющую нефть воду даже незначительных количеств НПАВ (0,0001–0,005 % вес.) приводит к увеличению отмыва нефти. Так, при введении НПАВ в воду, используемую для вытеснения нефти, в количествах 0,0001-0,001 % вес., происходит увеличение коэффициента вытеснения нефти в 1,14–3,49 раза. Различие в эффекте применения ПАВ зависит от характера воды, используемой в качестве растворителя ПАВ. Максимальный эффект применения НПАВ наблюдается при использовании воды с нейтральным pH, а минимальный – в сильнощелочных водах (при pH=12). Дальнейшее увеличение содержания ПАВ до 0,005 % приводит к более значительному увеличению коэффициента вытеснения нефти – он возрастает уже в 2,64–6,62 раза.

Был проведен [1] ряд опытов, в которых в качестве вытесняющей нефть среды использовались вода и растворы НПАВ типа Неонол АФ$_9$-12 следующих концентраций: 0,001%; 0,01 % и 0,1 % вес. (табл. 1). Для приготовления растворов ПАВ и в качестве вытесняющего нефть агента использовалась пресная вода. С каждым вытесняющим агентом было проведено по пять экспериментов, продолжительность которых составляла не менее 60 суток. Анализ полученных результатов позволяет сформулировать следующие выводы. Капиллярная пропитка улучшается в присутствии НПАВ типа АФ$_9$-12, начиная с 0,01 %-го содержания его в воде. На конец эксперимента (через 60 суток экспозиции) прирост коэффициента вытеснения ($К_{выт}$) за счет капиллярной пропитки составил в среднем 14,1 % (в этих условиях проведения эксперимента).

Таблица 1

Результаты капиллярного вытеснения нефти водой и растворами АФ$_9$-12

Вытесняющий нефть агент	Коэффициент вытеснения нефти, %					
	5 суток	10 суток	20 суток	30 суток	40 суток	60 суток
Пресная вода	26,0	37,7	51,0	57,1	60,8	71,0
0,001 % АФ$_9$-12	29,3	32,7	44,8	49,2	57,3	70,4
0,01 % АФ$_9$-12	60,7	68,5	74,8	78,5	80,3	85,1
0,1 % АФ$_9$-12	52,9	55,6	65,1	67,2	69,9	76,9

Обширные и многолетние промысловые испытания показали заметное положительное влияние добавок к закачиваемой воде неионогенных ПАВ типа АФ$_9$-12 на увеличение нефтеотдачи пластов. При этом в качестве вытесняющего агента использовался 0,05 %-ный водный раствор ПАВ в виде оторочки объемом, равным примерно одному объему пор. В 70–80-х годах прошлого столетия определяющую роль играло применение технологий увеличения вытесняющей способности воды на начальной и ранней стадии разработки залежей за счет закачки поверхностно активных веществ (по состоянию на 01.01.2010 г. дополнительная добыча нефти за счет 675 мероприятий составила 3029 тыс. т). Однако с изменением экономических условий хозяйствования в 90-х годах применение таких технологий прекратилось из-за дороговизны покупных реагентов.

Предметом настоящего исследования являлось капиллярное впитывание в коллекторы, содержащие высоковязкие нефти.

На территории Татарстана выявлено более 450 залежей высоковязких нефтей; запасы Мордово-Кармальского (4 Па·с) и Ашальчинского месторождений (13 Па·с) разрабатываются.

Проведены экспериментальные исследования капиллярного вытеснения высоковязкой нефти Мордово-Кармальского месторождения водой и растворами неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ)

различной концентрации при комнатной температуре (20–22 °С). Вытеснение нефти проводилось и растворами НПАВ – водорастворимого $АФ_9$-12 и маслорастворимого $АФ_9$-6 с концентрациями 0,05–0,2 % по массе, приготовленными на этой воде. В качестве пористой среды использовался кварцевый песок (фракция 0,063–0,315 мм), который насыщался высоковязкой нефтью Мордово-Кармальского месторождения с плотностью 955 кг/м^3. В пористой среде моделировалась «связанная» вода плотностью 1000,7 кг/м^3, количество которой составляло 2,8-3,0 % и 19,0-19,7 % от объема пор. Пробирки помещались на одни сутки в темное место для достижения адсорбционного равновесия, после чего пористая среда заливалась водой или растворами НПАВ, взятыми в количестве 10 см^3.

Рис. 1. Вытеснение нефти из пористой среды за счет капиллярной пропитки

В процессе пропитки пористой среды водными растворами вытесняемая нефть собиралась в виде довольно крупных сфер, всплывающих на поверхность водной фазы (рис. 1).

Продолжительность экспериментов составляла 30–45 суток. Было проведено по пять параллельных определений для каждого типа вытесняющего агента. Для определения количества вытесняемой нефти применялся метод фотоколориметрии [3]. Всплывающая на поверхность нефть растворялась в растворителе (толуол, температура кипения 110,5 °С), который наливался в эти же пробирки. По оптической плотности раствора нефти в толуоле и коэффициенту светопоглощения исходной нефти определялось количество отмытой нефти по следующей формуле:

$$K_{выт} = D \cdot V \cdot 100 / 0{,}4343 \cdot l \cdot \nu \cdot K_{сп}, \qquad (1)$$

где $K_{выт}$ – коэффициент вытеснения, %; D – оптическая плотность раствора нефти в толуоле; Ш – количество используемого растворителя, см^3; l – толщина рабочего слоя кюветы, см; ν – количество исходной нефти в пористой среде, см^3; $K_{сп}$ – коэффициент светопоглощения исходной нефти в пористой среде, см$^{-1}$; 0,4343 – переводной коэффициент.

На рис. 2 приведена зависимость коэффициента вытеснения нефти из пористой среды, с содержанием связанной воды 19 % мас., от времени проведения эксперимента (впитывание воды и растворов НПАВ разной концентрации),. Прирост коэффициента вытеснения нефти за счет капиллярной пропитки растворами НПАВ типа $АФ_9$-12 различной концентрации относительно воды составил 11,9–14,8 %, причем практически прекратился со второй недели эксперимента. Прирост коэффициента вытеснения нефти за счет капиллярной пропитки растворами НПАВ типа $АФ_9$-6 различной концентрации относительно воды составил 54,1–58,7 %, причем продолжался в течение всего эксперимента (30 суток). Как видно из графика, увеличение концентрации НПАВ в два раза не привело к существенному росту количества нефти, вытесненной за счет противоточной капиллярной пропитки. Отметим, что после восьми суток проведения опытов произошло снижение темпов вытеснения нефти раствором $АФ_9$-6 с большей концентрацией. Относительный прирост коэффициента вытеснения нефти растворами $АФ_9$-6 выше чем растворами $АФ_9$-12, что дает основание полагать более целесообразным использование растворов $АФ_9$-6 для вытеснения тяжелых нефтей Мордово-Кармальского месторождения.

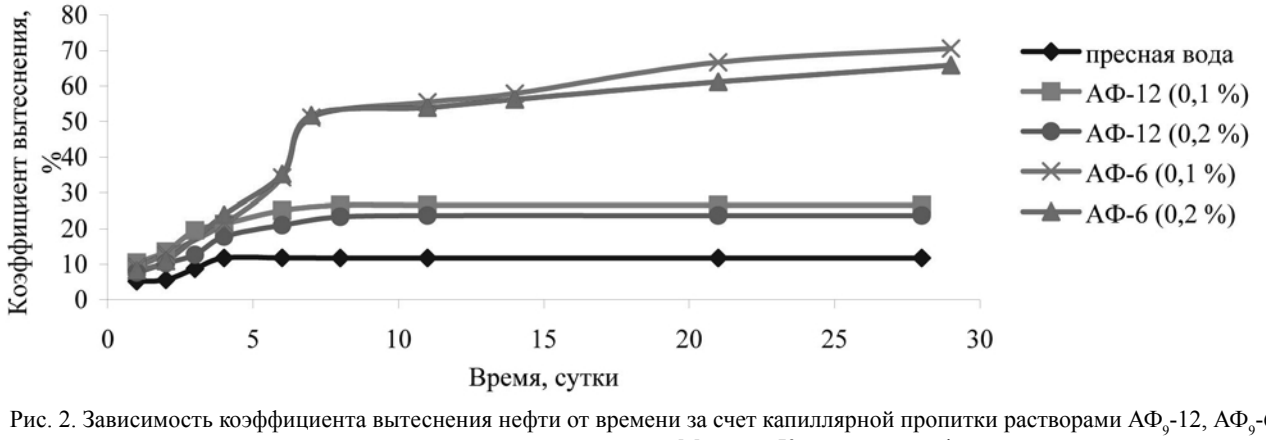


Рис. 2. Зависимость коэффициента вытеснения нефти от времени за счет капиллярной пропитки растворами $АФ_9$-12, $АФ_9$-6 и водой пористой среды, насыщенной Мордово-Кармальской нефтью.

Установлено также, что на эффективность противоточной капиллярной пропитки влияет количество связанной воды, присутствующей в пористой среде. В течение первых двух недель эксперимента скорость впитывания воды в пористую среду с содержанием связанной воды 19 % мас. гораздо выше чем скорость впитывания воды в среду, содержащую 3 % мас. связанной воды. Это объясняется тем, что первая пористая среда более гидрофилизирована и поэтому вода по поверхности каналов легко внедряется в нефтенасыщенную зону, а по центральной их части нефть

движется во встречном направлении (рис. 3). Во второй части эксперимента картина меняется на противоположную. Видимо, по мере вытеснения нефти из более нефтенасыщенной породы за счет капиллярной пропитки порода становится более гидрофильной и скорость впитывания воды в нее возрастает.

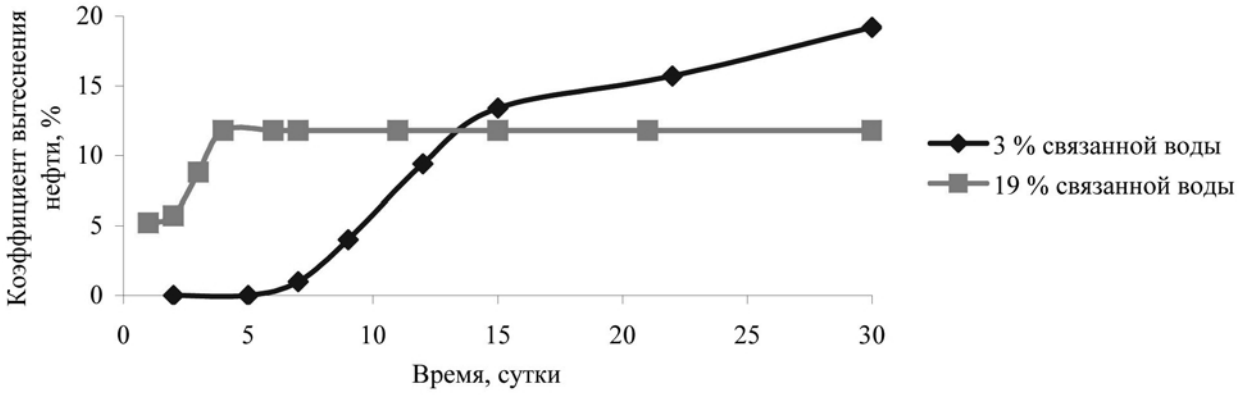


Рис. 3. Динамика пропитки слабоминерализованной водой пористой среды, насыщенной Мордово-Кармальской нефтью, содержащей разное количество связанной воды.

Исследовалось также влияние температуры проведения экспериментов и степени водонасыщенности коллектора к началу капиллярного впитывания с использованием высоковязких нефтей Ашальчинского месторождения. Противоточная капиллярная пропитка осуществлялась пресной водой (минерализация 5 г/л) и водными растворами НПАВ (концентрация массовой доли 0,1 %) из нефтенасыщенных и нефтеводонасыщенных пористых сред при разных температурных режимах. При этом температура проведения экспериментов менялась от комнатной (20–22 °С) до 80 °С.

При комнатной температуре высоковязкая нефть Ашальчинского месторождения не вытеснялась из пористой среды под действием капиллярных сил ни пресной водой, ни растворами НПАВ $АФ_9$-12 и $АФ_9$-6. По-видимому, это связано с адсорбцией активных компонентов нефти на поверхности пористой среды, которая с ростом температуры уменьшается. При температуре 80 °С (рис. 4) пресная вода активнее впитывается в нефтеводонасыщенную пористую среду с содержанием связанной воды 8,3 % мас., чем в нефтенасыщенную среду в течение 30 суток, а после процесс замедляется.

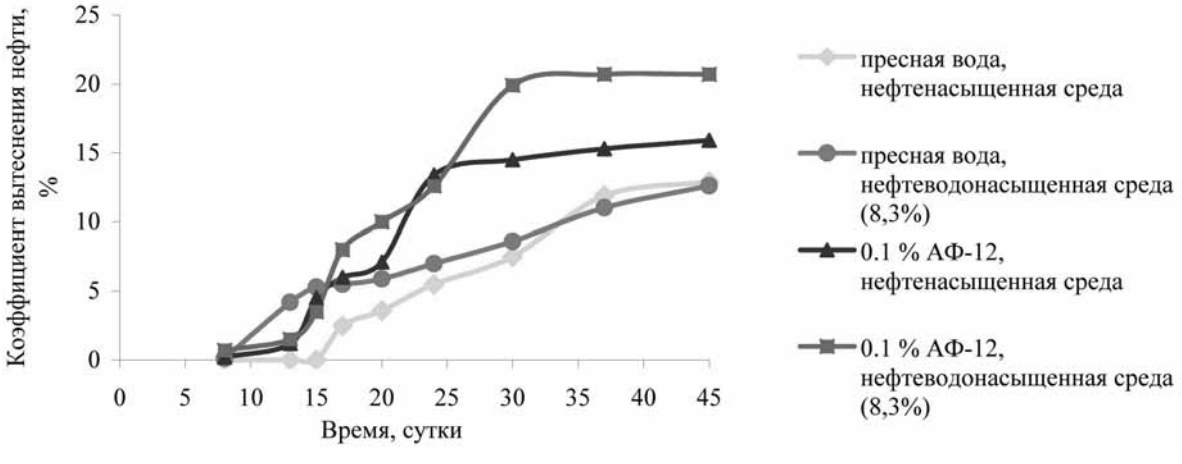


Рис. 4. Зависимость коэффициента вытеснения Ашальчинской нефти от типа вытесняющего агента и водонасыщенности пористой среды при температуре 80 °С

При температуре 80 °С Ашальчинская нефть не вытесняется из пористой среды за счет капиллярной пропитки раствором $АФ_9$-6 (рис. 5). Это объясняется тем, что температура помутнения растворов НПАВ $АФ_9$-6 около 50 °С. При температуре 80 °С указанный НПАВ выпадает в осадок и закупоривает поровые каналы и поэтому не происходит противоточного движения нефти и воды.

Такая же картина наблюдается и при термокапиллярной пропитке пористой среды, насыщенной нефтью Ашальчинского месторождения раствором $АФ_9$-12. Коэффициент вытеснения нефти за счет термокапиллярной пропитки раствором $АФ_9$-12 из гидрофилизированного пласта выше на 5,4 % к концу 30 суток (рис. 6).

Эффективность капиллярного вытеснения высоковязкой нефти раствором НПАВ $АФ_9$-12 по сравнению с пресной водой выше и в нефтенасыщенной пористой среде, и в пористой среде, содержащей связанную воду (рис. 7). Прирост коэффициента вытеснения нефти из нефтеводонасыщенной (содержание воды 8,3 %) среды раствором НПАВ относительно пресной воды к концу 45 суток равен 8,1 %, а из нефтенасыщенной среды – 3 %.

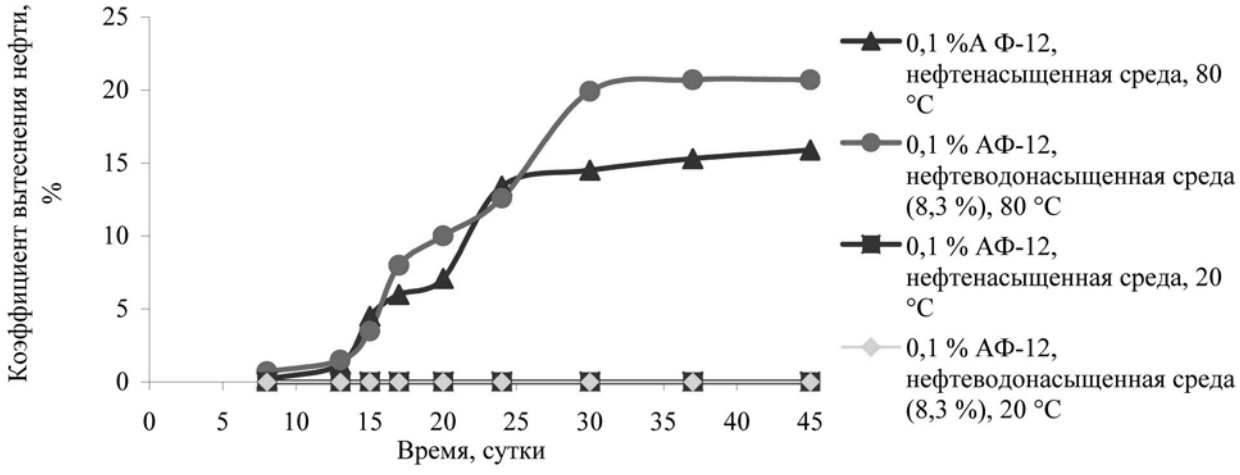


Рис. 5. Зависимость коэффициента вытеснения нефти Ашальчинского месторождения от типа вытесняющего агента и водонасыщенности пористой среды при температурах 80 ºС и 20 ºС .

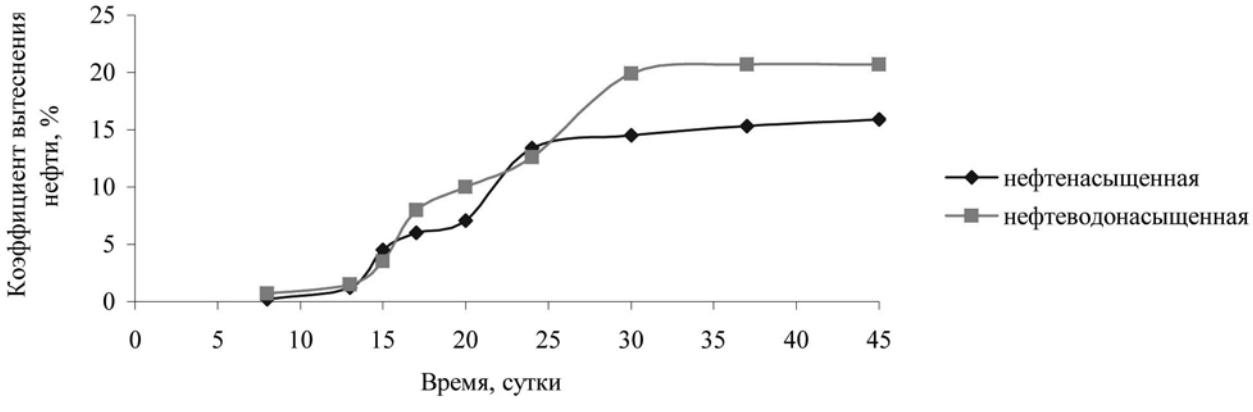
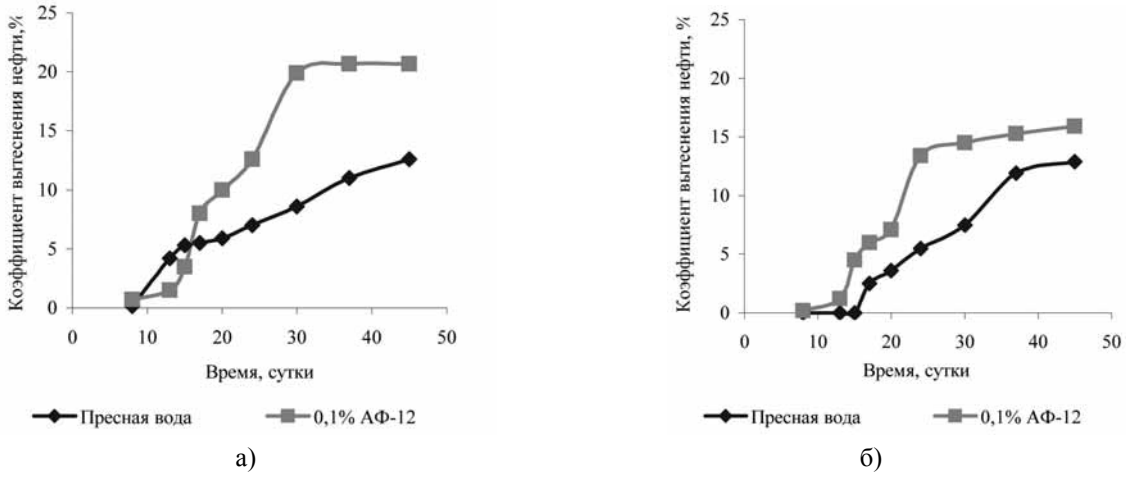


Рис. 6. Влияние содержания связанной воды на эффективность капиллярной пропитки раствором 0,1 % $АФ_9$-12 (Ашальчинское месторождение).



а) б)

Рис. 7. Эффективность капиллярной пропитки нефтеводонасыщенной (а) и нефтенасыщенной (б) пористой породы пресной водой и 0,1 % раствором $АФ_9$-12 (Ашальчинское месторождение).

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы.

1. Вытеснение высоковязких нефтей за счет противоточной капиллярной пропитки пресной водой происходит эффективнее из более водонасыщенных пористых сред.

2. Добавка в вытесняющую воду неионогенных поверхностно-активных веществ $АФ_9$-12 и $АФ_9$-6 ведет к существенному увеличению коэффициента вытеснения высоковязкой нефти (прирост для Мордово-Кармальской нефти составил от 11,9 % до 58,7 % в зависимости от типа НПАВ и наличия связанной воды, для более вязкой Ашальчинской нефти – от 3 % до 8,1 %).

3. С увеличением температуры проведения эксперимента от 20 °С до 80 °С наблюдается увеличение притока нефти при капиллярном вытеснении водой на 15,8 % и раствором $АФ_9$-12 – от 15,6 % до 20,7 %.

4. Более эффективным НПАВ для капиллярного вытеснения нефти Мордово-Кармальского месторождения является $АФ_9$-6 (прирост коэффициента вытеснения нефти $АФ_9$-6 составил 54,1–58,7 %, $АФ_9$-12 – 11,9–14,8 %) при комнатной температуре; для вытеснения более вязкой нефти Ашальчинского месторождения – $АФ_9$-12, причем при комнатной температуре нефть не вытесняется из пористой среды под действием капиллярных сил ни пресной водой, ни растворами НПАВ $АФ_9$-12 и $АФ_9$-6; а при температуре 80 °С не работает $АФ_9$-6.

Литература

1. *Уваров, С.Г., Глумов, И.Ф., Слесарева, В.В. и др.* [Текст] / С.Г.Уваров// Разработка новых методов стимуляции скважин и повышения нефтеотдачи на основе использования неионогенных ПАВ (НПАВ) АО «Нижнекамскнефтехим»: отчет. – Бугульма: ТатНИПИнефть 2000. – 83 с.

2. *Хисамов, Р.С. Опыт ОАО «Т*атнефть» в добыче высоковязких битуминозных нефтей [Текст] / Р.С. Хисамов // Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов : Материалы Международной научно-практической конференции 04-06 сентября. – Казань, 2007. – С. 17–21.

3. *Глумов, И.Ф., Гильманшин, А.Ф.* Временная инструкция по применению фотоколориметрии добываемых нефтей для решения геолого-промысловых задач [Текст] /. И.Ф. Глумов, А.Ф. Гильманшин. – Бугульма: ТатНИИ, – 1965. – 37 с.

РАЗРАБОТКА ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БЕНЗИНА ВИСБРЕКИНГА ОАО «ТАНЕКО»

Ш.Г. Рахимова, М.И. Амерханов, В.В. Шестернин, С.И. Ибатуллина
ТатНИПИнефть

По мере выхода мировой экономики из финансово-экономического кризиса и возобновления спроса на нефть, наметилась тенденция роста цен на нефть. Все большее влияние на рост мировых цен на нефть будет оказывать постепенное истощение запасов обычных нефтей. Высокие цены на нефть будут способствовать увеличению добычи нетрадиционных видов углеводородного сырья, таких как высоковязкие нефти, битумы и горючие сланцы.

В Республике Татарстан также одним из приоритетных направлений является вовлечение в разработку запасов высоковязких нефтей (ВВН).

Эти запасы сосредоточены на сравнительно небольшой глубине, порядка 70–350 м. В настоящее время ведется разработка высоковязкой нефти в основном на двух месторождениях: Мордовско-Кармальском и Ашальчинском. При этом используются новые высокоэффективные системы разработки с применением вертикальных и горизонтальных скважин. На сегодняшний день с использованием технологии парогравитационного дренажа на горизонтальных двухустьевых скважинах добыто около 50 тыс. тонн высоковязкой нефти.

Для повышения эффективности технологии паротеплового воздействия необходимо сократить затраты на производство пара, что можно сделать путем снижения объемов закачиваемого пара. С этой целью для решения поставленной задачи предлагается совместное применение теплового воздействия и углеводородных растворителей. На первом этапе осуществляется разогрев пласта закачкой теплоносителя, в качестве которого используют водяной пар, при этом нефть размягчается, становится подвижной. После этого производится закачка углеводородного растворителя совместно с паром. При воздействии на высоковязкие нефти углеводородными растворителями происходит полное смешение нефти и растворителя. Для того чтобы не снижать температуру закачиваемого пара закачкой холодного растворителя, предлагается растворитель предварительно подогреть за счет тепла добываемой продукции, поскольку при применении паротеплового воздействия на пласт часть сконденсированного теплоносителя извлекается в виде попутно добываемой воды повышенной температуры (не менее 90 °С). Такой теплообмен способствует увеличению эффективности паротеплового воздействия совместно с растворителем. На рис.1 приведена схема системы для совместной закачки теплоносителя и углеводородного растворителя, защищенная патентом РФ на полезную модель.

Схема включает нагнетательную *1* и добывающую *2* скважины, вскрывающие продуктивный пласт *3*. Скважины пробурены таким образом, что горизонтальная часть *4* нагнетательной скважины *1* находится над горизонтальной частью *5* добывающей скважины *2* в одной вертикальной плоскости на расстоянии не менее 5 м друг от друга, что исключает прорыв пара к добывающей скважине. Стационарный или передвижной парогенератор *6*, нагнетательный трубопровод пара *7*. Емкость для растворителя *8* может быть представлена автоцистерной. Дозирующая установка для подачи жидкого растворителя (УДР) *9*, состоящая из дозировочного насоса, расходомера и устройства для измерения давления (на чертеже не показаны), соединена с трубопроводом растворителя *10*, снабженным обратным клапаном *11* и теплообменником *12* с теплообменными трубками *13*, внутренняя полость *14* которого связана с выкидным

трубопроводом *15* добывающей скважины *2*. При этом растворитель, продвигаясь по выкидному трубопроводу *10*, попадает в теплообменник *12*, где он, проходя через теплообменные трубки *13*, нагревается за счет тепла добываемой продукции, поступающей во внутреннюю полость *14* теплообменника *12* с выкидного трубопровода *15* добывающей скважины *2*. Нагретый жидкий растворитель, поступающий в паропровод *7,* практически не снижает температуру закачиваемого пара и за счет теплообмена с паром при смешении сам перейдет в парообразное состояние гораздо быстрее, чем холодный растворитель.

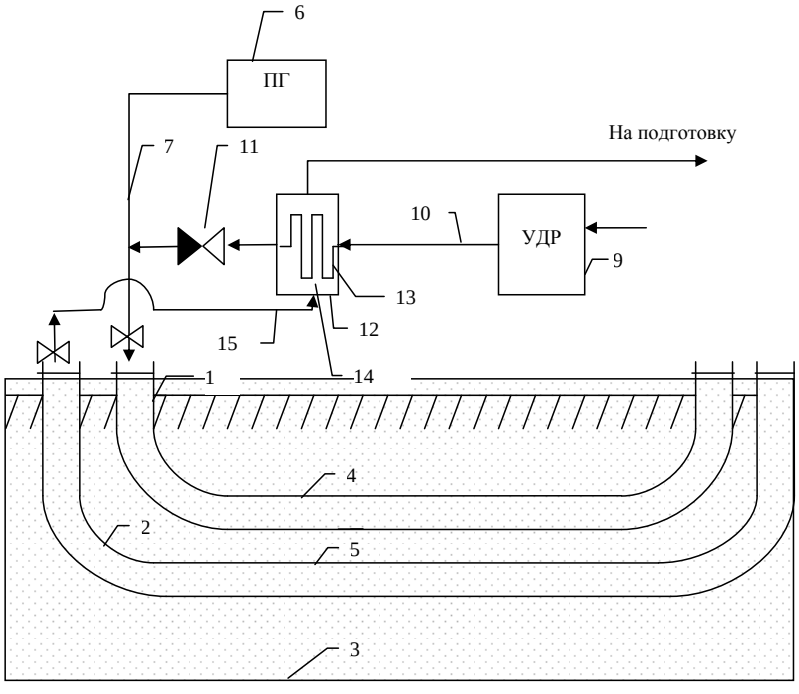


Рис.1. Схема системы для совместной закачки теплоносителя и углеводородного растворителя.

В связи с планированием ОАО «ТАНЕКО» с октября 2010 г. начать производство бензина висбрекинга (не прошедшего стадию гидроочистки) объемом до 90 тыс. тонн, предлагается использовать данную продукцию совместно с тепловым воздействием для разработки высоковязких нефтей Ашальчинского месторождения.

Проведены предварительные лабораторные исследования возможности использования бензина висбрекинга в технологических процессах, связанных с добычей нефти.

Определена растворяющая способность бензина висбрекинга методом экстракции высоковязкой нефти из битуминозного песчаника Ашальчинского месторождения. Растворяющая способность составляет 6,17% мас., для сравнения растворяющая способность толуола равна 11,65%. Низкая растворяющая способность БВ обусловлена тем, что бензин висбрекинга состоит в основном из парафиновых и олефиновых углеводородов, ароматических в нем содержится не более 18%. Наличие большого количества парафинов способствует выпадению асфальто-смолистых соединений нефти в осадок.

Для улучшения растворяющей способности бензина висбрекинга в него ввели растворитель абсорбент 50/370 в соотношении 1:1. Растворяющая способность смеси, состоящей из 50% бензина висбрекинга и 50% растворителя абсорбента 50/370, равна 11,84%.

При введении в высоковязкую нефть Ашальчинского месторождения растворителя бензина висбрекинга в количестве 5-20% по массе вязкость этой нефти снижается в 2-50 раз при пластовой температуре, равной 8°С.

Влияние на эффективность вытеснения нефти бензином висбрекинга и его смеси с абсорбентом 50/370 изучалось на основе физического моделирования процесса паротеплового воздействия совместно с растворителями. Средний коэффициент вытеснения нефти составил в первом случае 76,2%, во втором -79,5%.

Оценка экономического эффекта от применения технологии проведена в соответствии с основными требованиями нормативного документа «Положение по определению экономической эффективности внедрения результатов интеллектуальной деятельности» (РД 153-39.0-620-09), действующего в ОАО «Татнефть».

В качестве базы сравнения принята технология паротеплового воздействия, которая применяется на Ашальчинском месторождении ВВН.

Ожидается, что за срок проявления технологического эффекта (18 месяцев) в результате 1 скважино-обработки дополнительно может быть получено 1,5 тыс.т ВВН. При этом потребуется закачать 3,9 тыс. т пара, что примерно на 2 тыс. т меньше, чем при использовании технологии паротеплового воздействия, применяемой в настоящее время, и 50 т бензина висбрекинга.

Дополнительных инвестиций капитального характера для внедрения данной технологии не требуется.

Оценка экономического эффекта выполнена в ценах и налоговых условиях 2010 г. Цена реализации, принятая в расчетах, соответствует цене марки Urals 70 долл./барр. Эксплуатационные затраты, связанные с добычей нефти, равны прогнозным значениям на 2010 г., утвержденным для Ашальчинского месторождения ВВН. Так как в базовом и предлагаемом вариантах количество скважин одинаковое, в расчет включены только изменяющиеся статьи производственных затрат. Стоимость бензина висбрекинга принята на уровне себестоимости добычи нефти по ОАО «Татнефть». Так как предполагается, что технология будет применяться на месторождениях с ВВН, ставка НДПИ равна нулю.

Результаты расчетов технико-экономической эффективности применения МУН за срок проявления технологического эффекта в расчете на 1 скважино-операцию представлены в табл.1.

Из таблицы видно, что применение данной технологии позволит получить дополнительную прибыль в объеме 6516 тыс. руб. на каждую скважино-операцию.

В соответствии с проектным документом по освоению месторождений ВВН на территории Республики Татарстан потенциальный (максимальный) объем внедрения может составить 300 скважино-операций в год. Для этого потребуется около 15 тыс. т бензина висбрекинга в год. Прибыль в расчете на потенциальный (максимальный) объем внедрения составит более 2 млрд. руб. в год.

Таблица 1

Оценка технико-экономической эффективности применения МУН на 1 скважино-операцию

Показатели	Значения
Дополнительная добыча ВВН, т	1500
Объем закачки пара, т	3900
Цена нефти марки Urals, долл./барр	70
Цена Net Back, руб./т	6570
Выручка от реализации, тыс. руб.	9855
Затраты, связанные с добычей нефти и внедрением технологии, всего, тыс. руб.	3339
в т.ч.	
- вспомогательные материалы и электроэнергия	626
- производство и закачка пара	2332
- реагенты (бензин висбрекинга)	235
- закачка реагента	146
Прибыль от реализации продукции, тыс. руб./скв.-опер.	6516
Потенциальный объем внедрения, скв.-опер. /год	300
Потенциальный объем использования бензина висбрекинга, тыс.т /год	15
Прибыль в расчете на потенциальный объем внедрения, млн. руб./год	1955

Результаты, полученные в ходе проведенных исследований, и результаты расчетов технико-экономической эффективности применения данной технологии позволяют сделать вывод, что совместное применение теплового воздействия и бензина висбрекинга, не прошедшего стадию гидроочистки, является перспективным направлением повышения эффективности разработки залежей высоковязких нефтей.

О СОВЕРШЕНСТВОВАНИИ РАЗРАБОТКИ БЕРЕЗОВСКОЙ ПЛОЩАДИ

А.Р.Рахманов, Н.Ф.Гумаров, Б.Ф.Закиев, Б.Г.Ганиев

НГДУ «Альметьевнефть»

Одним из основных методов вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти является применение в качестве агента закачки высокоминерализованной пластовой воды. В НГДУ «Альметьевнефть» применение в качестве агента закачки высокоминерализованной воды имеет свое постоянное развитие, в том числе в ежегодных мероприятиях по реконструкции системы ППД. Наиболее же широко данный метод применяется на 3 блоке Березовской площади [1].

Согласно проведенному «Анализу разработки Березовской площади Ромашкинского месторождения» (с уточнением проектных показателей, ТатНИПИнефть, 2006) институтом сделан вывод, что реализованная система разработки горизонтов ДО-Д1 Березовской площади эффективна и проектные уровни добычи нефти выполняются. Однако для достижения в ближайшие годы стабилизации добычи нефти, имеется необходимость дальнейшего расширения и совершенствования закачки пластовой воды методом МСП, использования на части скважин

оборудования для ОРЗ и ОРЭ, бурения БС, дальнейшего применения методов ПНП, создания и применения геологических и гидродинамических постояннодействующих моделей, создания систем оперативного контроля состояния объектов разработки и отдельных скважин.

В целом, на фоне общих показателей разработки Березовской площади с высокими темпами отбора-6,4%, пластовым давлением – 150,7 атм, общей выработкой запасов – 89,5%, (при высоком достигнутом КИН- 0,485) и обводненности продукции – 80,6), для III блока (в связи с ухудшенными коллекторскими свойствами) характерно несколько пониженное пластовое давление -148,6 атм. и более низкий темп выработки запасов – 3,8 %. Доля остаточных извлекаемых запасов по блоку составляет 40% от общих по площади и основным эксплуатационным объектом является горизонт «До».

Достигнутое же за последние 10 лет значительное улучшение показателей разработки 3 блока связано [2] во многом с постепенным расширением и совершенствованием применения на данном объекте закачки пластовой воды.

Разбуривание блока, расположенного на северной части площади, происходило с юга на север и в целом по динамике технологических показателей и по ходу совершенствования системы заводнения можно выделить 4 основных этапа.

I этап. Первоначально (до 1977 г.) выработка запасов велась ограниченным количеством добывающих и нагнетательных скважин. Для поддержания пластового давления использовалась закачка пресной воды с разрезающего ряда, при этом соотношение закачки к отбору жидкости достигала в отдельные годы более 160%.

II этап. С 1977 по 1987 г. характеризуется активным разбуриванием блока (в среднем до 15 скважин в год).

Действующий фонд добывающих и нагнетательных скважин за период вырос до 147 и 34 соответственно, обводненность – до 73%.

Поддержание пластового давления осуществлялось закачкой пресной воды скважинами КНС № 131 и с разрезающего ряда КНС № 70 и КНС № 71. Интенсивное бурение и ввод новых добывающих скважин в разработку сопровождались высокими темпами компенсации растущих объемов отбора жидкости закачкой. Однако, существующая система ППД привела к значительному снижению пластовых давлений (участками до 135 атм.) с последующим значительным падением уровня добычи нефти.

III этап. Низкая эффективность существующей системы заводнения, а также близость водоносных горизонтов привела к решению по смене агента закачки на пластовую воду.

Начало его применения приходится на 1988 год. Внедрение метода межскважинной перекачки (МСП) обеспечивается добычей воды из водозаборных скважин (насосами ЭЦН) и закачкой пластовой воды непосредственно в нагнетательные скважины.

IV этап. Положительный опыт применения закачки пластовой воды, а так же удаленность основного фонда нагнетательных скважин от КНС и наличие водоносных пластов в нижних горизонтах предопределило реконструкцию всего КНС № 131.

Наряду с переводом под закачку пластовой воды существующих нагнетательных скважин в центральной части блока, шло расширение его применения за счет параллельного освоения дополнительных новых скважин.

С развитием системы заводнения соотношение действующих добывающих скважин к нагнетательным было доведено до 1,1.

По мере расширения применения доли закачки пластовой воды велись работы по созданию отдельных участков закачки, целью которых является поскважинное регулирование. Нашел применение метод переобвязки водозаборов между собой, что позволило соединить центральную часть блока в единую систему заводнения, а также выделить в отдельные – западную и восточную части блока. При выходе из строя одного из водозаборов объединенная схема позволяет обеспечить заводнением необходимый участок, в то же время они могут работать самостоятельно.

Реализация данной технологии наряду с проводимыми другими геолого-техническими мероприятиями позволила уменьшить обводненность продукции по блоку почти на 20%, обеспечить рост добычи нефти с 103 тыс.т (1993–1994 г.) до 195 тыс.т (2007–2008 г.) и увеличить темпы отбора более чем в 2 раза (рис.1).

Согласно сформировавшейся в настоящее время системе обвязки водозаборов и нагнетательных скважин для закачки пластовой воды на территории 3 блока можно выделить всего 11 участков.

Выделяемые участки в силу высокой неоднородности коллекторских свойств не являются гидродинамически и геологически обособленными телами. Можно отдельно выделить подучастки, характеризующиеся пониженными пластовыми давлениями; подучастки с активной гидродинамической связью между скважинами; подучастки на стыке ранее нами выделяемых участков (рис.2).

Среднесуточные объемы закачки по всем нагнетательным скважинам в последнее время стабилизированы на уровне 1900 $м^3$/сут; общий отбор жидкости в пластовых условиях – 1650 $м^3$/сут. Обеспеченность закачкой отборов жидкости по сравнению с предыдущими годами, когда она достигала до и более 130% оптимизирована в среднем до 115%. Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины – 23 $м^3$/сут, в т.ч. с приемистостью менее 15 $м^3$/сут – 20 нагнетательных скважин.

По блоку построена карта взаимовлияний эксплуатационных нагнетательных и добывающих скважин, согласно которой выделены участки с установленными взаимовлияниями, с частично установленными взаимовлияниями и участки, требующие уточнения влияния.

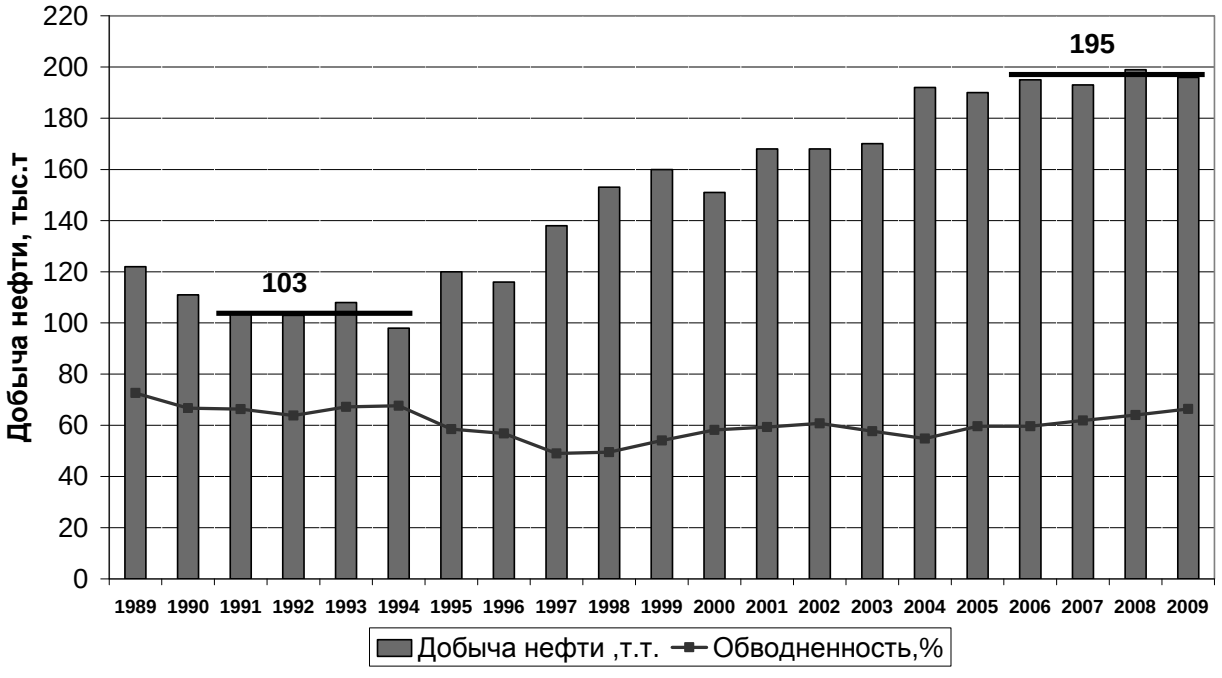


Рис.1. Динамика добычи нефти по 3 блоку Березовской площади.

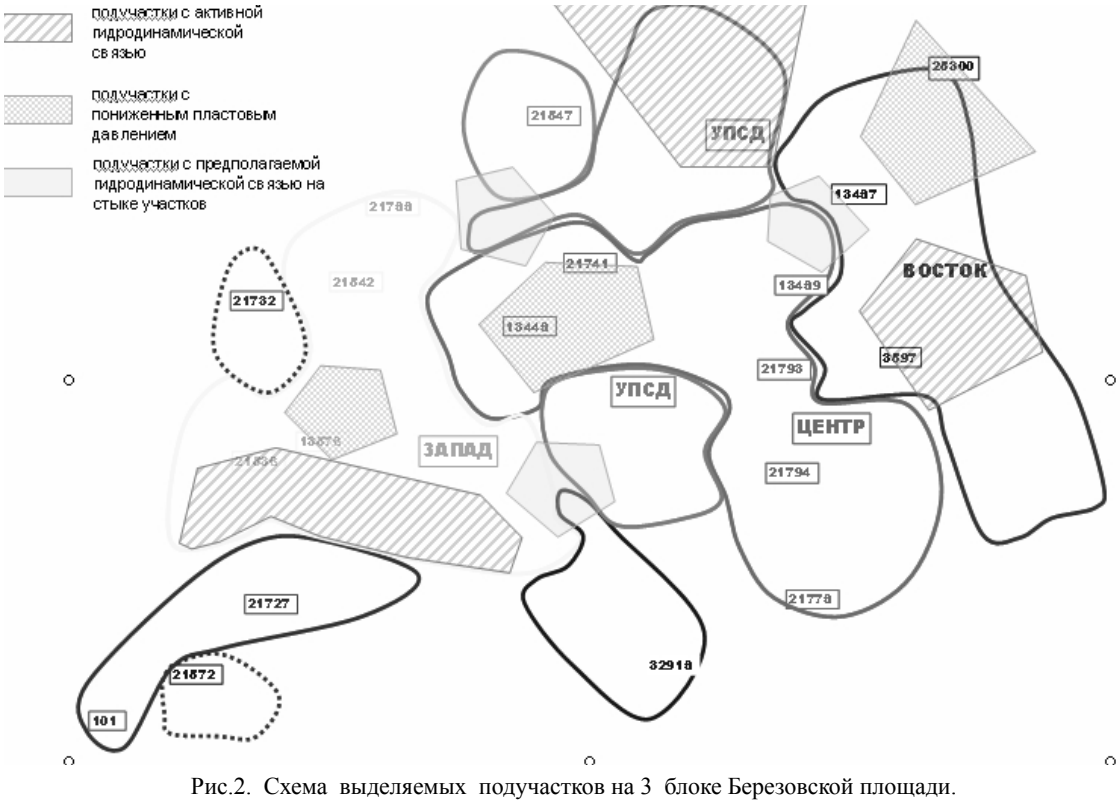


Рис.2. Схема выделяемых подучастков на 3 блоке Березовской площади.

На 3 блоке в течение последних лет проводился достаточно большой объем геолого-технических мероприятий. Объемы внедрения за 2000–2008 гг. и их эффективность в долях единиц, соответствующих доли скважин и объемов достигнутой дополнительной добычи нефти от НГДУ, приходящихся на данный блок вполне, сопоставимы с мероприятиями, проведенными в целом по НГДУ.

Одним из инструментов используемых для дальнейшего совершенствования процессов регулирования отборов и закачки является расширение применения современных средств автоматизации [3]. Дальнейшее развитие ведется в направлении интеллектуализации управления и интеграции автоматизированных систем различного назначения в целостную систему управления автоматизированным технологическим комплексом нефтегазодобычи.

Все добывающие скважины 3 блока Березовской площади оснащены интеллектуальными системами управления производства компании Lufkin Automation. Все нагнетательные скважины имеют индивидуальные КИПиА. Телеметрия интегрирована в единую систему с организацией базы данных основных контрольных параметров. Внедрение «интеллектуальных систем» направлено на повышение уровня технической и технологической дисциплины, получение достоверной и оперативной информации о дебите по каждой скважине, затратах энергии, состоянии скважинной насосной установки. Реализована возможность принятие решения об изменении параметров работы системы «пласт – скважина – насосная установка» по заданному критерию забойного давления, объему добычи пластовой жидкости.

Параллельно ведутся работы совместно с «ТатНИПИнефть» по построению геолого-гидродинамического модели 3 блока Березовской площади.

В последующем после адаптации гидродинамической модели (а это наиболее сложная задача в моделировании), должен быть задействован инструмент прогнозирования показателей эксплуатации отдельных участков при различных режимах закачки и отборов жидкости. При получении соответствующих результатов планируется проведение данных работ на 1 и 2 блоках Березовской площади.

Литература

1. *Ризванова М.С., Гумаров Н.Ф., Таипова В.А.* Использование в качестве вытесняющего агента высокоминерализованной пластовой воды на III блоке Березовской площади Ромашкинского месторождения. Сб. тр. науч.-практ. конф. «О перспективах стабилизации добычи нефти на поздней стадии разработки на примере Ромашкинского месторождения». – Альметьевск, 2007. – С 212–218.

2. *Гумаров Н.Ф, Ризванова М.С.* Результаты нефтевытеснения с использованием высокоминерализованной воды на Березовской площади Ромашкинского месторождения. Материалы международной науч.-практ. конф. «Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтедобывающих регионов». – Казань: Изд-во «Фән», 2008. – С.348–352.

3. *Ризванова М.С., Гумаров Н.Ф., Таипова В.А* Состояние разработки Березовской площади. Техника и технология разработки нефтяных месторождений. Сб. тр. науч.-практ. конф., посвященной 60-летию разработки Ромашкинского месторождения. –М.: ЗАО Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2008. – С. 124-127.

ВИХРЕВОЕ ОТДЕЛЕНИЕ СЕРОВОДОРОДА ИЗ ПОПУТНОГО ГАЗА ПРИ ЕГО УТИЛИЗАЦИИ

А.Н. Романчук, Н.Н. Романчук

ООО Татспецтехснаб

В настоящее время в Республике Татарстан по президентской программе для утилизации попутного нефтяного газа успешно применяют газопоршневые электростанции различных мощностей. К недостаткам данных электростанций можно отнести высокую восприимчивость газопоршневого двигателя к качеству подаваемого топлива, т.е. утилизируемого газа, который не всегда удается очистить до требуемых норм, что ведет к преждевременному выходу из строя двигателя и как следствие возрастанию материальных затрат и ресурсов.

Основным недостатком существующих методов очистки газа, например: адсорбционного, абсорбционного, хемосорбционного, каталитического окисления, — их капиталозатратность на этапе внедрения и, как следствие, большой срок окупаемости или же малая экономическая эффективность в условиях сравнительно небольших объемов газоочистки, достаточных для работы одной малой электростанции.

В данной работе предлагается возможность совместного применения вихревого эффекта (эффект Ранка) для отделения сероводорода и последующей его нейтрализации в дымовых газах газопоршневого двигателя проведением химической реакции $2H_2S+2NO=N_2+2H_2O+S_2$.

На данный момент рассматривается последовательное расположение вихревой и инжекционно-смесительной камер в блоке очистки. Схема предлагаемого процесса очистки представлена на рис.1. Газ, поступивший на утилизацию, после прохождения предварительных отстойников, направляется в вихревую камеру, в которой под действием вихревого эффекта газ разделяется на два разнонаправленных потока. Первый, свободный вихревой поток будет прилегать к внутренней стенке камеры, он обогащен тяжелыми компонентами поступившего газа: пропан-бутановыми фракциями, пентаном, гексаном, водой и сероводородом. Второй, вынужденный вихревой поток (очищенный) будет противоположным по направлению и течь в центре камеры, он преимущественно содержит метан и азот, – будущее топливо.

В газопоршневом двигателе происходят сложные физико-химические процессы преобразования топлива в механическую энергию. Результатом этих превращений, помимо механической энергии вращения, являются дымовые газы с температурой около 450 ^{0}C и примерным составом: H_2O, CO_2, NO и незначительной частью C, CO, H_2, O_2 и углеводородов. Завышенный коэффициент избытка кислорода, характерный для газопоршневых двигателей, необходим для успешного сгорания топлива без детонации, что способствует уменьшению образования углерода, монооксида углерода и водорода и повышению доли оксида азота в дымовых газах.

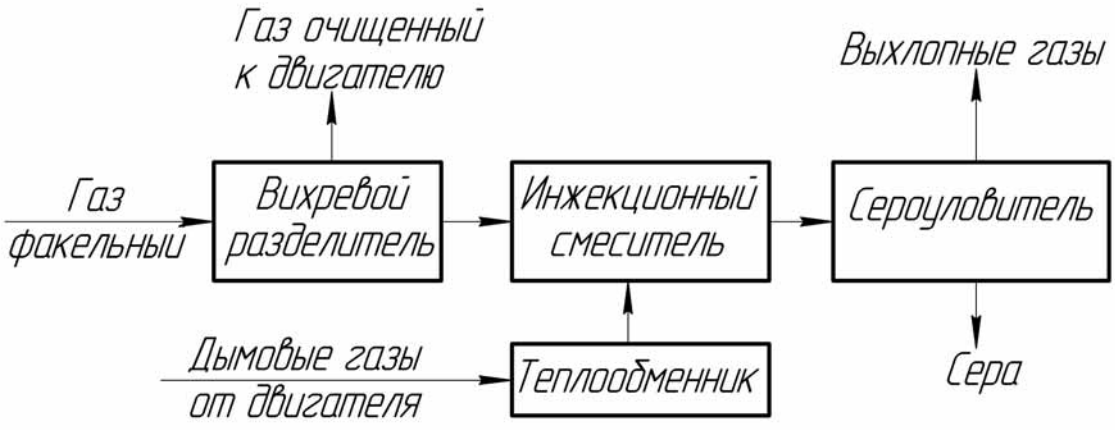


Рис.1. Принципиальная схема очистки попутного газа от сероводорода.

Дымовые газы, пройдя предварительную ступень охлаждения (на схеме не указана), остывают до 350 ^{0}C и направляются в инжекционный смеситель, где их энергия используется для подсоса газового потока, содержащего сероводород с последующем их смешиванием и проведением основной реакции - $2H_2S+2NO=N_2+2H_2O+S_2$. Далее смесь газов поступает в сероуловитель, где остывает ниже температуры 200 ^{0}C, происходит значительное замедление потока и сера осаждается в виде твердых хлопьевидных структур на дно, а выхлопные газы направляются в атмосферу.

Литература

1. *Суслов А.Д., Иванов С.В., Мурашкин А.В., Чижиков Ю.В*. Вихревые аппараты. – М.: Машиностроение, 1985. – 256 с.

2. *Швыдкий В.С., Ладыгичев М.Г*. Очистка газов. – М.: Теплоэнергетик, 2002. – 640 с.

ПРОБЛЕМЫ ПРАВОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Салиева Р.Н.
ИПЭН АН РТ

Специфика производственно-хозяйственной деятельности в сфере недропользования предопределяет целесообразность особого регулирования, направленного на установление специальных требований к субъектам предпринимательской деятельности.

Во-первых, эти особенности обусловлены тем, что предпринимательская деятельность связана с использованием природных ресурсов – недр, содержащих полезные ископаемые. При этом недра предоставляются государством (собственником недр) в пользование субъектам предпринимательской деятельности на основании специального разрешения - лицензии, в которой определяются целевое назначение участка недр и виды работ.

Во-вторых, порядок предоставления недр в пользование и порядок пользования недрами устанавливаются специальным законодательством. Основными нормативными правовыми актами являются законы «О недрах», «О драгоценных металлах и драгоценных камнях», «О газоснабжении», «О соглашениях о разделе продукции». К подзаконным нормативным актам, регламентирующим порядок предоставления недр в пользование, относятся:

- Постановление Верховного Совета Российской Федерации от 15 июля 1992 г. N 3314-1 «О порядке введения в действие Положения о порядке лицензирования пользования недрами»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 08 января 2009 г. № 4 «Об утверждении Положения о рассмотрении заявок на получение права пользования недрами для разведки и добычи полезных ископаемых или для геологического изучения недр, разведки и добычи полезных ископаемых, осуществляемых по совмещенной лицензии на предоставляемых в пользование без проведения конкурсов и аукционов участке недр федерального значения континентального шельфа Российской Федерации, участке недр федерального значения, расположенном на территории Российской Федерации и простирающемся на ее континентальный шельф, участке недр федерального значения, содержащем газ»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 27 ноября 2008 г. № 897 «Об утверждении Положения о рассмотрении заявок на получение права пользования недрами при установлении факта открытия месторождения полезных ископаемых на участке недр федерального значения или на участке недр, который отнесен к участкам недр федерального значения в результате открытия месторождения полезных ископаемых пользователем недр, проводившим работы по геологическому изучению недр такого участка за счет собственных средств для разведки и добычи полезных ископаемых открытого месторождения» и др.

Во многом права и обязанности субъектов предпринимательской деятельности при пользовании недрами определяются специальными нормативными правовыми актами и условиями лицензии, устанавливающими специальные правила ведения производственно-хозяйственной деятельности. При подаче заявки на выдачу лицензии хозяйствующие субъекты должны представить доказательства того, что обладают или будут обладать квалифицированными специалистами, необходимыми финансовыми и техническими средствами для эффективного и безопасного проведения работ в сфере недропользования (ст.14 Закона «О недрах»). Фактически содержание прав и обязанностей субъектов при осуществлении предпринимательской деятельности в сфере недропользования, момент возникновения и момент прекращения прав и обязанностей, специфика ответственности обусловлены полученным разрешением на проведение определенных работ в сфере недропользования и зависят от вида и содержания лицензии.

В-третьих, рисковый характер является отличительной чертой предпринимательской деятельности вообще, но риск во много раз увеличивается в сфере недропользования. Это наличие повышенных видов рисков – риски открытия месторождения и коммерческой ценности открытой залежи; исчерпаемость (ограниченность) запасов; постоянное изменение спроса на нефть, газ, продукты их переработки и постоянное изменение цен, транспортных тарифов, налогов; политические риски; инвестиционные риски и т.д. Специалисты отмечают, что « в ходе реализации проекта возможно наступление событий, связанных с потерей предприятием-недропользователем (инвестором) части своих ресурсов и имущества (прямой ущерб), недополучения доходов или появления дополнительных расходов (косвенный ущерб) в результате осуществления определенной производственной и финансовой деятельности. Вероятность наступления таких событий определяет степень предпринимательского (экономического) риска»[1].

Субъекты предпринимательства в сфере недропользования осуществляют специфичные виды работ в соответствии с целями, для которых предоставлен участок недр в пользование. В соответствии с законом недра предоставляются в пользование для :

1) регионального геологического изучения, включающего региональные геолого-геофизические работы, геологическую съемку, инженерно-геологические изыскания, научно-исследовательские, палеонтологические и другие работы, направленные на общее геологическое изучение недр, геологические работы по прогнозированию землетрясений и исследованию вулканической деятельности, созданию и ведению мониторинга состояния недр, контроль за режимом подземных вод, а также иные работы, проводимые без существенного нарушения целостности недр;

2) геологического изучения, включающего поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, а также геологического изучения и оценки пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;

3) разведки и добычи полезных ископаемых, в том числе использования отходов горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих производств;

4) строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;

5) образования особо охраняемых геологических объектов, имеющих научное, культурное, эстетическое, санитарно-оздоровительное и иное значение (научные и учебные полигоны, геологические заповедники, заказники, памятники природы, пещеры и другие подземные полости);

6) сбора минералогических, палеонтологических и других геологических коллекционных материалов.

Исходя из целей пользования недрами и видов работ по геологическому изучению недр, можно выделить следующие объединенные группы видов хозяйственной (предпринимательской) деятельности в сфере недропользования: 1)геологическое изучение недр; 2) разведка и добыча полезных ископаемых.

Правоприменительная практика свидетельствует о том, что важное практическое значение имеет формулировка видов осуществляемых субъектами предпринимательской деятельности работ в лицензии и в документах, прилагаемых к лицензии.

В ведомственных актах в определенной мере учитываются виды работ и регламентируются хозяйственные отношения в зависимости от этапов и стадий геологоразведочных работ. Причем этапы и стадии геологоразведочных работ определяются в зависимости от видов полезных ископаемых. Приказом МПР РФ от 07.02.2001 № 126 было утверждено «Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ»[2], в котором определено, что деление геологоразведочного процесса на этапы и стадии имеет целью установление рациональной последовательности выполнения различных видов работ и общих принципов оценки их результатов на единой методической основе для повышения эффективности использования недр. Совокупность взаимосвязанных, применяемых в определенной последовательности работ по изучению недр, обеспечивающих подготовку разведанных запасов нефти, газового конденсата и природного газа для промышленного освоения определяется как «геологоразведочный процесс». Геологоразведочные работы на нефть и газ в зависимости от стоящих перед ними задач, состояния изученности нефтегазоносности недр подразделяются на: региональный, поисково-оценочный, разведочный этапы с выделением в них стадий.

[1] Правовые и экономические проблемы рационального недропользования при геологическом изучении и освоении месторождений нефти и газа: Учебное пособие/ В.И.Карасев, А.Н.Кирсанов, Н.А. Останин и др. / Под ред. А.Н. Кирсанова. –Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. – С.171.

[2] Природно-ресурсные ведомости, 2001, № 21.

По твердым полезным ископаемым принято Распоряжение МПР РФ от 05.07.1999 № 83-р «Об утверждении Положения о порядке проведения геологоразведочных работ по этапам и стадиям (твердые полезные ископаемые)».[1]

Надо отметить, что перечень основных видов работ по геологическому изучению недр, участков недр, предоставленных для добычи полезных ископаемых, а также в целях, не связанных с их добычей, и лицензий на пользование недрами приведен в приложении 6 к Административному регламенту Федерального агентства по недропользованию по исполнению государственной функции по ведению государственного учета и обеспечению ведения государственного реестра работ, утвержденному Приказом МПР России от 8 октября 2007 г. № 261. К видам работ по геологическому изучению недр относятся: геолого-съемочные работы (ГСР); геолого-поисковые, разведочные работы (ГРР); гидрогеологические исследования (ГГИ); геофизические исследования (ГФИ); геохимические исследования (ГХИ); инженерно-геологические изыскания (ИГИ); эколого-геологические исследования (ЭГИ); мониторинг геологической среды (МОН); тематические, опытно-методические, научно-исследовательские работы (ТЕМ); картосоставительские и картоиздательские работы (ККР); геолого-экономические, технологические работы (ГЭР).[2]

Виды геолого-разведочных работ также перечислены в Общероссийском классификаторе видов экономической деятельности (ОК 029-2007 (КДЕС ред. 1.1). В частности, в классификаторе определено, что геолого-разведочные, геофизические и геохимические работы в области изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы включают: работы, предназначенные для сбора информации о структуре недр и местонахождении залежей полезных ископаемых и подземных вод; геологическую, гидрогеологическую и геоэкологическую съемку; открытые геолого-разведочные работы и горно-разведочные работы; гидрогеологические и инженерно-геологические работы; геофизические и геохимические работы; создание государственной сети опорных геолого- геофизических профилей параметрических и сверхглубоких скважин; отбор и обработку проб твердых полезных ископаемых; мониторинг геологической среды (наблюдение за состоянием подземных и поверхностных вод, экзогенных геологических процессов); лабораторные исследования полезных ископаемых и горных пород; камеральные работы. Эта группировка не включает разведочное бурение [3]. Перечисленные выше виды работ относятся к первой выделенной нами группе производственно-хозяйственной деятельности в сфере недропользования - геологическое изучение недр.

Выделение этапов и стадий геологоразведочных работ имеет важное практическое значение, т.к. во-первых, выделение этапов позволяет конкретизировать объем прав и обязанностей субъектов предпринимательской деятельности при предоставлении лицензии на право пользования недрами и осуществлять контроль за соблюдением условий лицензионного соглашения, а также определять предмет договоров, заключаемых при проведении геологоразведочных работ; во-вторых, предоставляет возможность оптимизации осуществляемой хозяйственной (предпринимательской) деятельности (определение содержания и технологического режима геологоразведочных работ; унификации работ и постадийно создаваемых конечных результатов; возможность оперативного учета и анализа геологической изученности для выбора обоснованных направлений поисковых, оценочных и разведочных работ).

Вместе с тем, как с теоретической точки зрения, так и законодательной существует проблема определения понятий «геологоразведочные работы», «геологоразведочный процесс», а также в целом проблема отнесения геологоразведочных работ на первоначальном этапе к предпринимательской деятельности в сфере пользования недрами.

Указанные выше виды деятельности не отражены в законе «О недрах». К сожалению, на уровне закона содержание понятий «геолого-разведочные работы» и «добыча полезных ископаемых» не раскрыты.

С неопределенностью терминов, на наш взгляд, связаны судебные споры. В частности, нередко возникают споры, связанные с отнесением к операциям по добыче полезных ископаемых проведение операций по доведению добытого полезного ископаемого до требований стандартов в отношении производимой недропользователем (субъектом предпринимательской деятельности в сфере недропользования) продукции.

В юридической литературе высказываются разные точки зрения по вопросу об определении содержания терминов «геолого-разведочные работы», «добыча полезных ископаемых».

В словаре «Термины и понятия отечественного недропользования» геологоразведочные работы определены как комплекс различных специальных геологических и других работ, которые производятся для обнаружения и подготовки к промышленному освоению месторождений полезных ископаемых. [4] А геологоразведочный процесс определен как процесс стадийного геологического изучения территорий с целью определения их потенциальной рудоносности, открытия, разведки, оценки и подготовки к эксплуатации месторождений полезных ископаемых.[5]

[1] Документ опубликован не был. СПС «Консультант Плюс».

[2] Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти, № 51, 17.12.2007.

[3] "Общероссийский классификатор видов экономической деятельности" ОК 029-2007 (КДЕС Ред. 1.1);(утв. Приказом Ростехрегулирования от 22.11.2007 № 329-ст) (ред. от 22.11.2007); (введен в действие 01.01.2008 на период до 01.01.2011 без отмены ОК 029-2001 (КДЕС Ред. 1). Документ опубликован не был.

[4] Термины и понятия отечественного недропользования (словарь-справочник)/ А.И.Кривцов, Б.И.Беневольский, В.М.Минаков, И.В.Морозов (Под ред. Б.А.Яцкевича)/ ЗАО «Геоинформмарк». – М.,2000. –С.24.

[2] Термины и понятия отечественного недропользования (словарь-справочник)/ А.И.Кривцов, Б.И.Беневольский, В.М.Минаков, И.В.Морозов (Под ред. Б.А.Яцкевича)/ ЗАО «Геоинформмарк». – М.,2000. – С.113.

Полагаем, что данное в словаре определение геологоразведочных работ в целях формирования единообразной правоприменительной практики целесообразно включить в Закон «О недрах», а также в Положение о лицензировании пользования недрами. Кроме того, на уровне закона также было бы целесообразно определить этапы и стадии геологоразведочных работ. А геологоразведочный процесс следовало бы прописать в соответствующем техническом регламенте согласно требованиям Закона «О техническом регулировании».

Необходимо также отметить, что в соответствии с действующим законом «О недрах» недра могут предоставляться в пользование одновременно для геологического изучения, разведки и добычи полезных ископаемых. При этом разведка и добыча полезных ископаемых, за исключением разведки и добычи полезных ископаемых на участке недр федерального значения, могут осуществляться как в процессе геологического изучения недр, так и после его завершения. К сожалению, содержание терминов «разведка» и «добыча» также не раскрывается.

Целесообразность определения в законодательстве понятия «гелогоразведочные и добычные работы» подтверждается историей вопроса и примерами правового регулирования геологического изучения недр, поиска и разведки месторождений нефти и газа в других государствах. Как показал анализ горного законодательства России, действовавшего до 1917года, в Уставе Горном Российской Империи было дано понятие горного промысла. Так, под горным промыслом понималось приискивание, добывание, плавление, вываривание и обрабатывание минеральных естественных произведений, находящихся на поверхности или в недрах земли, как-то:1)земель и камней, 2)металлов, 3) солей, 4)горючих веществ.[1] А в Горном Законе ФРГ от 13 августа 1980 года (BGBL.I.S.1310) в параграфе 4 даны основные определения понятий: разведка, региональная разведка, добыча, обогащение, предприниматель, право на добычу полезных ископаемых, горнодобывающее предприятие.[2]

В силу специфики требуют специального правового регулирования производственно-хозяйственные, предпринимательские отношения в нефтяной отрасли. Целесообразным представляется принятие специального закона «О регулировании нефтяной деятельности», в котором могут быть определены основные термины, понятия, в том числе - «геологоразведочный процесс», «поисковые работы», «добыча нефти» и др.

ВОЗМОЖНОСТИ ПОЛУЧЕНИЯ ВЯЖУЩИХ МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ ПЕРМСКИХ БИТУМОВ ПУТЕМ КОМПАУНДИРОВАНИЯ С ПРИРОДНЫМ АСФАЛЬТИТОМ И МИКРОВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Р.Ф.Сираев, Г.П.Каюкова, Д.И.Насыров, С.М.Петров

ИОФХ им. А.Е.Арбузова КазНЦ РАН, КГТУ им. С.М.Кирова

В последние годы во всем мире наблюдается снижение темпов прироста запасов легкой нефти и растет интерес к нетрадиционным источникам углеводородного сырья, среди которых на ведущее место выходят природные битумы и близкие к ним по физико-химическим характеристикам высоковязкие нефти [1–4]. В то же время увеличение доли тяжелых нефтей, вовлекаемых в добычу и переработку, приводит к росту объемов нефтяных остатков (мазутов и гудронов) в материальных потоках нефтеперерабатывающих заводов. Рациональная переработка нефтяных остатков направлена, прежде всего, на расширение сырьевой базы деструктивных термокаталитических процессов и на получение высококачественных битумных вяжущих материалов на их основе [4–8].

Татарстан располагает крупнейшим в России ресурсным потенциалом природных битумов. Разработанная «Программа развития ТЭК Республики Татарстан на период до 2020 года» ставит задачу формирования в стране полноценного конкурентоспособного нефтебитумного комплекса, ориентированного на рентабельную добычу природных битумов, а также обеспечение высокой глубины их переработки с выпуском востребованного сырья для химической и нефтехимической промышленности региона и Российской Федерации. Кроме того, предусматривается производство нефтепродуктов, имеющих значительный потенциал, сбыт, как на внутреннем, так и внешнем рынках.

Одним из перспективных направлений является получение дорожных битумов. В настоящее время разработано несколько способов получения битумов [4]:

- путем окисления кислородом воздуха различных нефтяных остатков (мазутов, гудронов, полугудронов, асфальтов процесса деасфальтизации, экстрактов селективной очистки масел, крекинг- остатков или их смесей) при температуре 180 – 300 °С ;
- компаундированием (смешением) различных нефтяных остатков с дистиллятами и с окисленными или остаточными битумами и введением в состав битумов различных добавок и модификаторов;
- на основе высокомолекулярных остатков природных битумов.

В последние годы появились работы, направленные на получение неокисленных битумов путем их компаундирования с природным асфальтитом, представляющим собой продукт природного окисления [8], а также

[1] *Штофъ А.*Горное право. Сравнительное изложеніе горныхъ законовъ, действующихъ въ Россіи и в главнейшихъ государствахъ Западной Европы/ С.-Петербургъ. Типография М.М.Стасюлевича, Вас.Остр.,5 лин.,28. – 1896.– С.13.

[2] *Клюкин Б.Д.* Горные отношения в странах Западной Европы и Америки. – М.: Городец-издат, 2000. – С.287–289.

исследования по изучению влияния микроволнового излучения на качество нефтяных остатков и природных битумов [9–11]. Несмотря на определенные перспективы данных технологий, вопросы относительно влияния этих процессов на качество вяжущих материалов еще не разработаны в полной мере.

Объектами исследования служили: остаток выше 420 °С (гудрон) вакуумной перегонки тяжелой нефти Ашальчинского месторождения, деасфальтенизат из этого остатка, полученный после осаждения асфальтенов в 40-кратном количестве петролейного эфира с температурой кипения 40-70 °С, а также битум из битуминозного песчаника Спиридоновского месторождения.

Исследованная нефть из пермских отложений Ашальчинского месторождения характеризуется плотностью 0,9770 г/см^3, содержанием серы – 4,67%. В ее компонентном составе на долю масел приходится 57,3%, содержание бензольных смол составляет 23,6%, смол спиртобензольных – 13,3%, асфальтенов – 5,3% .

Исследуемый в качестве компаунда битум, извлеченный экстракцией из битуминозных песчаников Спиридоновского месторождения, с плотностью 0,9981 г/см^3 и содержанием серы 2,43% из-за низкого содержания масел (8,7%) и высокого содержания асфальтенов (60,7%) относится к классу твердых асфальтитов. В его составе отсутствуют н-алканы, а содержание спирто-бензольных смол практически на порядок выше содержания смол бензольных.

Сравнительные исследования проведены по двум направлениям: во-первых, изучено влияние добавок асфальтита на состав и малокометрические свойства продуктов его компаундирования с деасфальтенизированным гудроном ашальчинской нефти. Во-вторых, исследовано влияние микроволнового воздействия (МВВ) на состав и свойства исходного гудрона. Опыты по компаундированию проводили при температуре 220 ºС в течение трех часов при постоянном перемешивании реакционной смеси [8]. Микроволновая обработка битуминозных пород проводилась в микроволновой печи с выходной мощностью 600 Вт и частотой 2,450 МГц. Навеску битума в специальном фарфоровом сосуде помещали в микроволновую печь и выдерживали в течение 20, 30 и 40 мин при соответствующих температурах: 170, 260 и 280 °С.

Исследования показали (табл. 1), что с увеличением содержания асфальтита с 10 до 30% в составе компаундированного гудрона происходит закономерное увеличение содержание асфальтенов с 1,98 до 20,1% при снижении содержания масел с 38,12 до 26,47%. Содержание спиртобензольных смол увеличивается. Значения показателей СБ/ССБ и Смолы/Асф. уменьшаются, за счет увеличения в компаундированных битумах содержания смол и асфальтенов. Бензольные смолы не претерпевают существенного отклонения от их содержания в деасфальтенизате.

Таблица 1

Компонентный состав компаундированных битумов

№ опыта	Продукт и условия опыта	Компонентный состав, масс. %					Отношения	
		УВ (масла)	СБ	ССБ	∑ смол	Асф.	СБ/ ССБ	Смолы/ Асф.
-	Деасфальтенизат ашальчинской нефти (остаток выше 420 °С)	38,12	38,61	21,29	59,90	1,98	1,81	30,25
-	Спиридоновский битум	8,70	3,30	27.30	30,60	60,70	0,09	0,50
1.1	Деасфальтизат + 10% асфальтита, t = 220°С	44,90	33,16	13,78	46,94	8,16	2,4	5,75
1.2	Деасфальтизат + 20% асфальтита, t = 220°С	34,85	33,84	19,19	53,03	12,12	1,76	4,37
1.3	Деасфальтизат + 30% асфальтита, t = 220°С	26,47	30,88	22,55	53,43	20,1	1,37	2,66

УВ – углеводороды; СБ – смолы бензольные;
ССБ – смолы спирто-бензольные; Асф. – асфальтены

По данным ИК Фурье спектроскопии (рис. 1), введение асфальтита, характеризующегося высоким содержанием кислородсодержащих соединений и функциональных групп, в деасфальтенизат остатка нефти приводит к увеличению степени его ароматичности (C_1=D_{1610} /D_{720}), окисленности (C_2= D_{1710} /D_{1465}) и снижению его степени алифатичности (C_4= D_{720}+D_{1380}/ D_{1610}).

Наиболее высоким уровнем алифатичности (показатель C_4) характеризуется исходный деасфальтизат, что говорит о высоком содержании в нем парафиновых структур. Чуть меньшее содержание парафиновых структур наблюдается в компаундированном образце битума опыта 1.1. Доля ароматики (показатель C_1) растет пропорционально с добавлением асфальтита и достигает своего максимального значения в образце с 20% содержанием асфальтита. Судя по данным компонентного состава и ИК-спектрам компаундированных битумов, при температуре 220 ºС, идет не

только механическое смешение гудрона с природным асфальтитом, но и химические взаимодействие, приводящее к увеличению термостабильности их состава и их твердости.

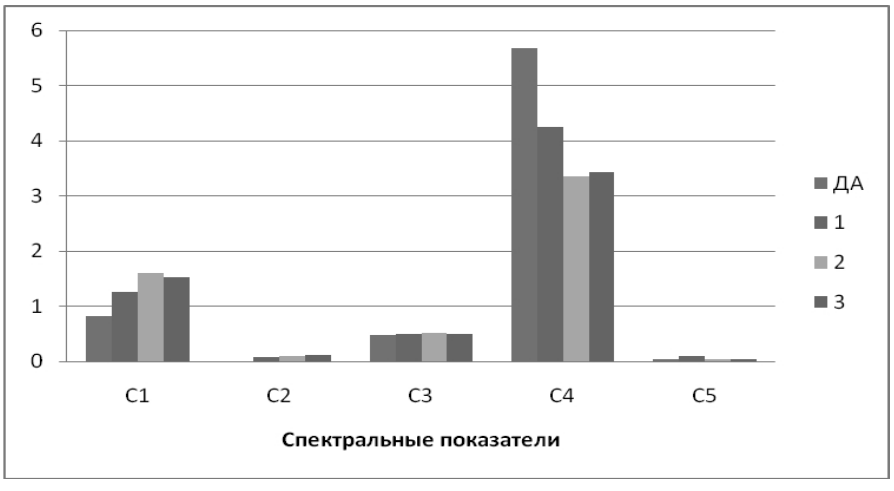


Рис. 1. Изменение спектральных показателей компаундированных битумов в зависимости от содержания асфальтита: *ДА – деасфальтизат остатка выше 420°С (гудрон) Ашальчинской нефти; 1 – опыт 1.1 (деасфальтизат + 10% асфальтита); 2 – опыт 1.2 (деасфальтизат + 20% асфальтита); 3 – опыт 1.3 (деасфальтизат + 30% асфальтита).*

Результаты элементного анализа битумов, полученных компаундированием с асфальтитом, также показали их отличительные особенности от количества вводимого асфальтита по содержанию углерода, водорода, азота, серы, фосфора, кремния, алюминия и железа, что находит свое отражение в значениях показателя ароматичности, представляющего собой отношение $H/C_{ат}$.

Микроволновое воздействие (табл. 2) приводит к повышению содержания масел в составе нефтяного битума. По сравнению с исходным образцом в опытах 2.1-2.3 увеличивается содержание масел: с 31,01 до 34,74%. Наиболее высокое содержание масел характерно для битума после микроволнового воздействия в течение 20 мин. С увеличением времени воздействия (20 и 30 мин) содержание масел несколько снижается. Содержание асфальтенов заметно увеличивается в опыте 2.2 до 14,9% и далее снижается до 9,6% (опыт 2.3). Возможно, это связано с деструкцией асфальтенов при достаточно высокой температуре опыта (280 ^{o}C). Можно отметить также заметное снижение спиртобензольных смол при микроволновой обработке в течение 30 мин. В других опытах изменения в содержании бензольных и спиртобензольных смол незначительно. Определенных закономерностей в изменении значений показателей данных СБ/ССБ и Смолы/Асф не наблюдается.

Таблица 2.

Компонентный состав гудрона нефти, после микроволновой обработки

№ опыта	Режимы микроволновой обработки	Компонентный состав, масс. %					Отношения	
		УВ (масла)	СБ	ССБ	∑ смол	Асф.	СБ/ ССБ	Смолы/ Асф.
	Гудрон нефти (остаток выше 420°С)	31,01	36,02	21,80	57,82	11,17	1,65	5,17
2.1	20 мин, t=170^{0}C	34,74	31,64	22,14	53,78	11,48	1,43	4,68
2.2	30 мин, t=260^{0}C	33,95	34,11	17,02	51,13	14,92	2,92	3,42
2.3	40 мин, t=280^{0}C	32,80	36,87	20,73	57,60	9,60	1,78	6,00

* УВ – углеводороды; СБ – смолы бензольные; ССБ – смолы спирто-бензольные; Асф. – асфальтены

Результаты ИК спектрального анализа показывают (рис. 2), что в ходе микроволнового воздействия в нефтяном битуме резко выросла алифатичность, которая с увеличением времени воздействия плавно уменьшилась, но осталась на уровне выше исходной, о чем свидетельствуют значения спектральных показателей.

Среди явных отличительных особенностей в изменении количественных характеристик состава нефтяного битума можно выделить снижение содержания в нем серы с увеличением времени микроволновой обработки образцов. Также растет доля водорода, что обусловливает рост соотношения $H/C_{ат}$ при длительности его микроволновой обработки. При дальнейшей обработке идет повышение содержания в битуме углерода.

Из малакометрических свойств были исследованы пенетрация и температура размягчения – важнейшие эксплуатационные показатели битумных материалов, характеризующие их текучесть и температуру размягчения

[4,5]. Последний показатель характеризует теплостойкость битумов и переход из упругопластического реологического состояния в вязкое, которое характеризуется отсутствием пространственной структурной сетки. Эта температура также рассматривается как верхняя граница температурного интервала работоспособности товарных битумов.

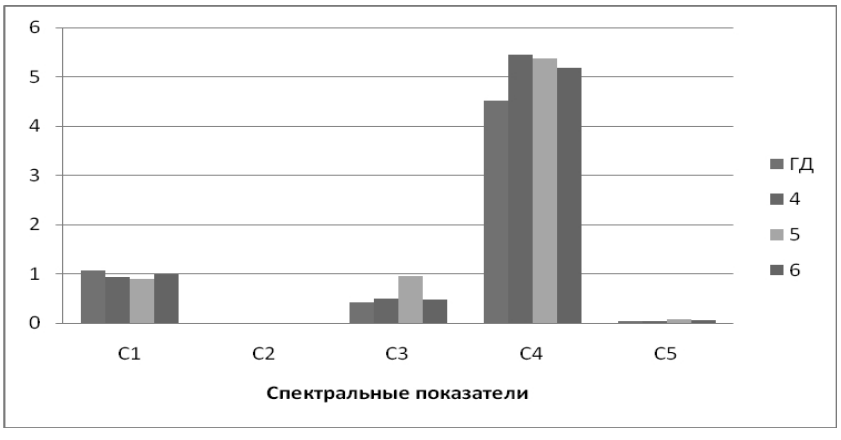


Рис. 2**.** Изменение спектральных показателей гудрона в зависимости от времени МВВ:
ГД - гудрон нефти (остаток выше 420°С); 4 – опыт 2.1 (20 мин. t 160 ^{0}С); 5 – опыт 2.2 (30 мин. t 160 ^{0}С); 6 - опыт 2.3 (40 мин, t 280 ^{0}С).

Введение асфальтита в деасфальтенизат гудрона приводит к снижению значений его пенетрации, вследствие увеличения твердости битума (рис. 3). Температура размягчения битума с увеличением содержания асфальтита также увеличивается (рис. 4), что свидетельствует об образовании пространственной структурной сетки битума.

Сравнение показало, что компаундированный битум с 10% асфальтита соответствует по пенетрации дорожному битуму марок БНД 130/200 и БН 130/200, но не соответствует этим маркам по температуре размягчения. Битум с 20% асфальтита соответствует и по пенетрации и по температуре размягчения дорожному битуму марок БНД 90/130 и БН 90/130. Образец битума с 30% асфальтита отвечает требованиям ГОСТа всем маркам дорожных битумов только по температуре размягчения.

Исходя из зависимости, представленной на рис. 5, можно видеть, при 20 мин микроволнового воздействия на гудрон показатель глубины проникания иглы резко повышается (129 мм), но при более длительном воздействии (30 и 40 мин) происходит его уменьшение до уровня пенетрации 112 и 110 мм, соответственно. Можно полагать, что небольшая потеря твердости битума (опыт 2.1) связана с образованием более легких углеводородов, о чем свидетельствует увеличение содержания масел. Повышение твердости битума в опыте 2.2 можно объяснить более высоким содержанием в нем асфальтенов и перестройкой и упрочнением межмолекулярных связей.

Кроме того, с увеличением температуры и длительности эксперимента возможна потеря новообразованных легких фракций. Соответственно этому изменяется и температура размягчения (рис. 6).

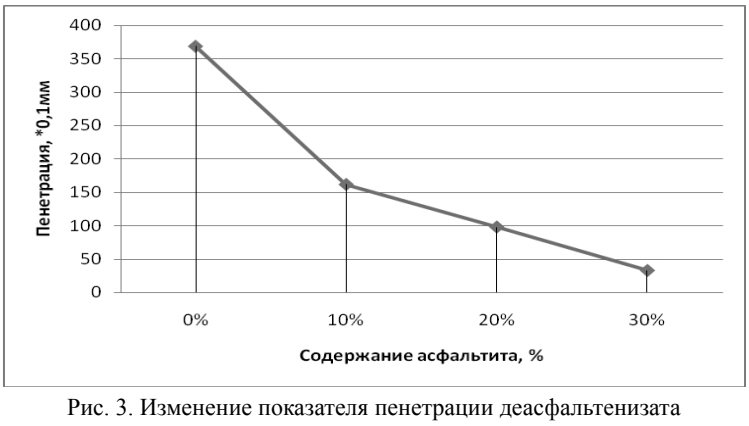


Рис. 3. Изменение показателя пенетрации деасфальтенизата гудрона в зависимости от содержания в нем асфальтита.

Сопоставительный анализ дает информацию о том, что исходный гудрон ашальчинской нефти соответствует по пенетрации и температуре размягчения битуму марки БН 90/130. Образец, прошедший 20 мин микроволновой обработки аналогичен по пенетрации битумам марок БНД 90/130 и БН 90/130. Битум после 30 мин микроволнового воздействия характеризуется наилучшими малокометрическими свойствами и соответствует дорожным битумам марок БНД 90/130 и БН 90/130. В результате длительной микроволновой обработки (40 мин) получены битумы, подходящие по пенетрации к битумам марки БНД 90/130, а по пенетрации и температуре размягчения битумам марки БН 90/130.

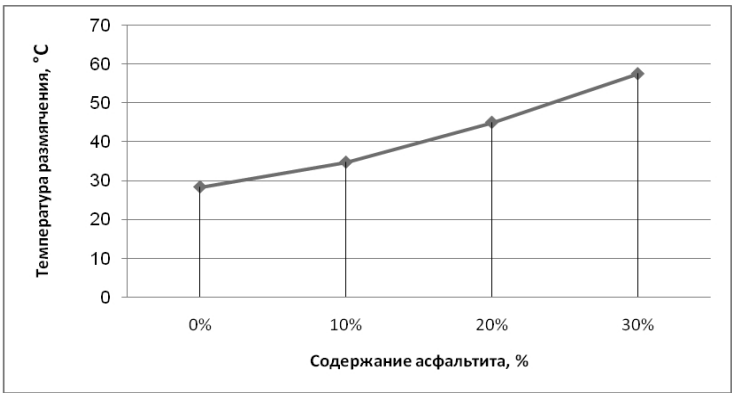


Рис. 4. Изменение температуры размягчения деасфальтенизата гудрона в зависимости от содержания в нем асфальтита.

Рис. 5. Изменение пенетрации гудрона из ашальчинской нефти в зависимости от времени МВВ.

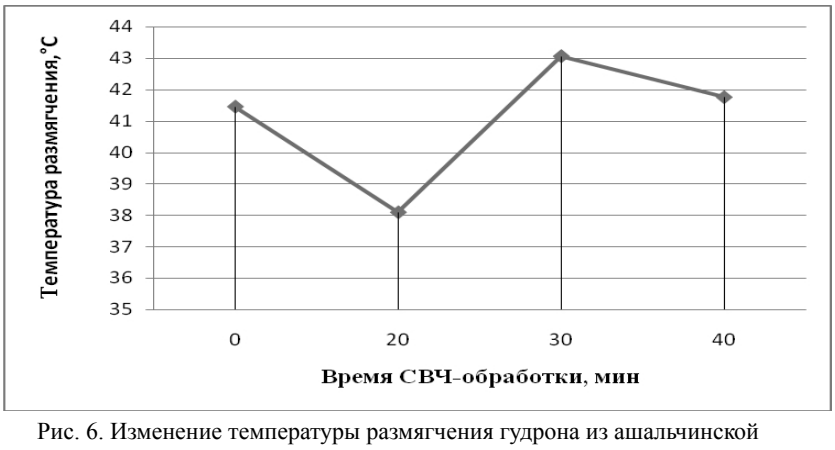


Рис. 6. Изменение температуры размягчения гудрона из ашальчинской нефти в зависимости от времени МВВ.

Таким образом, результаты проведенных исследований показали положительное влияние микроволнового воздействия на качество гудрона из тяжелой ашальчинской нефти, а также процессов компаундирования гудрона с природным асфальтитом, что подтверждает возможности получения качественных дорожных битумов на основе тяжелых нефтей и природных битумов из пермских отложений Татарстана.

Литература

1. *Поконова Ю.В*. Нефтяные битумы /Ю.В.Поконова. – СПб.: Синтез, 2005.- 154 с.

2. *Розенталь Д.А*. Битумы. Получение и способы модификации / Д.А. Розенталь, А.В. Березников, И.Н. Кудрявцева.– Л.: ЛТИ, 1979. – 80 с.

3. *Грудников И.Б.* Производство нефтяных битумов / И.Б. Грудников. – М.: Химия, 1983. – 192 с.

4. *Колбановская А.С.* Дорожные битумы / А.С. Колбановская, В.В. Михайлов.– М.: Транспорт, 1973. – 255 с.

5. *Ахметова Р.С.* Перспективы организации производства битумов высокого качества и возможности широкого использования остатков высокосернистых нефтей. Проблемы переработки высокосернистых нефтей. / Р.С. Ахметова.– М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1966. – 135 с.

6. Пути повышения качества окисленных битумов / А.Ф. Кемалов [и др.] // Тр. научно-практ. конф. «Тюменская нефть – вчера и сегодня, Тюмень, 1997 г.». Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1997. – № 6. – С. 165–168.

7. *Хойдберг А.Д.* Битумные материалы. Асфальтены, смолы, пеки / А.Д. Хойдберг. – М.: Химия, 1974. – 247 с.

8. Получение битумов различных марок компаундированием гудрона с природным асфальтитом / Д.А. Розенталь [и др.] // Нефтехимия. – 2007.–№ 4. – С. 6-7.

9. *Шавшукова С.Ю.* Интенсификация химических процессов воздействием микроволнового излучения: автореф. дис. канд. техн. наук / С.Ю. Шавшукова. – Уфа, 2003. – 24 с.

10. *Саяхов Ф.Л.* Применение электромагнитного воздействия при добыче высоковязких нефтей /Ф.Л.Саяхов, Р.У.Маганов, Л.А.Ковалева // Нефть и газ. – 1998. – № 1. – С. 35–39.

11. *Якупов А.А.* Интенсификация процесса термического пиролиза углеводородов с использованием микроволнового излучения /А.А.Якупов, А.М.Екимова, А.Ш.Зиятдинов и [др.] //Нефтепереработка и нефтехимия. – 2008. – № 6. – С. 22–24.

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ КОЛЛЕКТОРА КОР ВЫВЕТРИВАНИЯ ТАТАРСКОГО СВОДА

Л.М. Ситдикова., Е.Ю. Сидорова

Казанский федеральный университет

Наличие погребенной коры выветривания кристаллического фундамента в пределах Волго-Уральской антеклизы было установлено при исследовании керна первых, вскрывших его скважин. Глубокое бурение в пределах восточной части Русской платформы позволило вести непосредственное изучение состава и геологических особенностей кристаллического фундамента. Древние коры выветривания – это специфическая геологическая формация, сформированная в верхнепротерозойское – нижнепалеозойское время, локализованная на границе кристаллического фундамента и осадочного чехла.

Коры выветривания могут являться источником формирования различных месторождений полезных ископаемых, таких как бурые железняки, магнезит, марганец, бокситы, каолины, апатиты, никелевые руды и др. Кроме того, формации кор выветривания могут являться местом аккумуляции нефти и газа, что связано с их коллекторско-фильтрационными и емкостными свойствами.

Промышленная нефтегазоносность кор выветривания установлена в пределах Северо-Американской, Африканской, Восточно-Европейской древних платформ, Западно-Сибирской провинции, на шельфе Вьетнама и других регионах. Погребенные коры выветривания являются одним из перспективных объектов поисков залежей нефти в кристаллическом фундаменте Южно-Татарского свода и древних платформ [3].

Примером нефтегазоносности коры выветривания кристаллических пород фундамента являются месторождения Западной Сибири, где породы кор выветривания совместно с неизмененными породами кристаллического фундамента и перекрывающими их отложениями осадочного чехла являются единым резервуаром для нефтегазовых скоплений [2].

Данные изучения материалов по скважинам показывают, что в пределах Татарского свода кора выветривания имеет повсеместное распространение. Мощность профиля коры выветривания на возвышенных участках фундамента составляет около 1–2 м и обычно не превышает 5 м, а на его пониженных участках и на склонах выступов она иногда достигает 20–25 м. Это связано с тем, что в сводовых частях поднятий коры выветривания интенсивно размывались и до размыва, очевидно, имели большую мощность. В основном верхние горизонты коры выветривания оказались смытыми, и на довольно слабо измененных породах фундамента залегают терригенные отложения девона, а местами – рифея [4, 6].

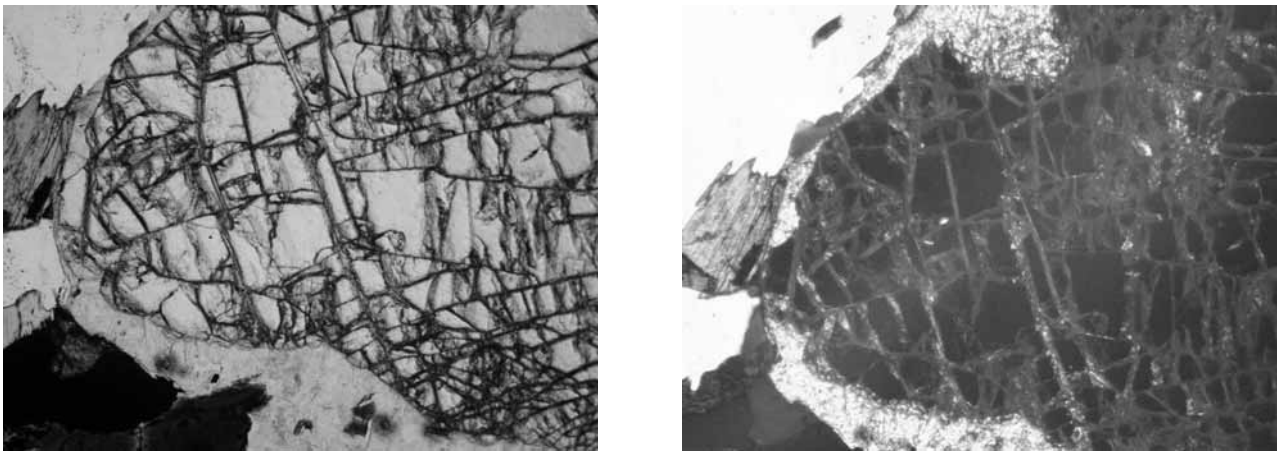
По данным Лапинской Т.А. [4], в большинстве случаев коры выветривания фундамента отличаются хорошо выраженной вертикальной зональностью, что говорит об их хорошей проработанности и длительности формирования. В них довольно часто различается стадийность процессов выветривания, что позволяет выделить зоны, характеризующиеся определенной степенью разложения первичных пород и определенным минеральным составом.

Используя классификации Гинзбурга И.И. и Никитина К.К. [1, 5], можно выделить следующие зоны погребенных кор выветривания фундамента (снизу вверх): дезинтеграции (по классификации Никитина К.К. -– просачивания), цементации, гидратации и выщелачивания, окисления (или наложенных процессов) и зона вторичной гидратации.

Эти зоны отражают различную степень измененности пород. Все вышеперечисленные зоны в профилях кор выветривания присутствуют не всегда, что связано с различной физико-климатической обстановкой формирования разновозрастных кор выветривания и интенсивностью их последующей эрозии.

Отдельные зоны кор выветривания Татарского свода являются пористой формацией и могут быть потенциальными коллекторами углеводородов. По данным исследований, наибольшими значениями коллекторских свойств характеризуются зона дезинтеграции – коллектора трещинного и микро трещинного типа и зона выщелачивания – коллектора трещинно-порового, канального типа [7, 8].

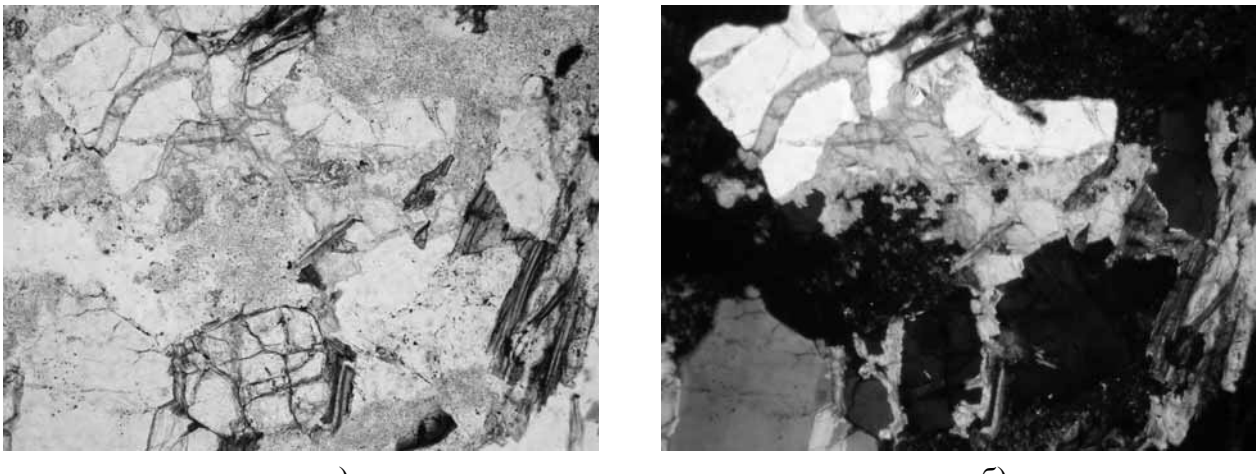
В пределах зоны дезинтеграции наблюдаются лишь начальные стадии выветривания. Гипергенные процессы развиты главным образом вдоль микротрещинок, пересекающих кристаллические породы (рис. 1). В этой зоне сохраняются первичные минералы кристаллических пород и продукты их глубинной переработки в условиях низкотемпературного регрессивного метаморфизма (хлорит, серицит, альбит, бастит, серпентин) и вместе с тем появляются гипергенные минералы (гидробиотит, гидрохлорит, гидрослюды, гидроокислы железа, каолинит).



а) б)

Рис 1. Биотит-гранатовый гнейс. Изменение граната по трещинам дробления. Акташская площадь. Скв. 21, обр. 131, инт. 1714,7-1720,4 м. Ув. 80х а) николи || б) николи + .

Образуются гипергенные сидерит и кальцит (рис. 2). Структуры кристаллических пород также в значительной мере сохраняются. Начинаются процессы хлоритизации, гидрослюдизации.



а) б)

Рис. 2. Микроклиновый гнейс, сильно измененный. Крупный кристалл микроклина с ориентированными выделениями биотита в корродированной хлорит-гидрослюдистой массе. Участок карбонатизации. Елабужская площадь. Скв. 5, обр. 7, инт. 1629,0 м. Ув. 80х а) николи || б) николи +.

Зона дезинтеграции характеризуется наличием реликтовых зерен породообразующих минералов (плагиоклазы, пироксены) среди глинистой (гидрослюдисто-каолинитовой, каолинитовой) массы (рис. 3). Важно отметить появление пустотно-порового пространства, выполненного глинистым веществом (рис. 4).

Зона гидратации и выщелачивания сложена гипергенными минералами, среди которых преобладают гидрослюды, слабо выветрелые гидрохлориты и гидробиотит. Поверхностные воды в этой зоне обладали большей агрессивностью и поэтому, происходило интенсивное выщелачивание и гидратация минералов. В нижних горизонтах зоны еще содержится большое количество реликтовых минералов кристаллических пород. В верхней части зоны количество их заметно снижается. Слюды - биотит, мусковит, серицит, а также хлорит гидратируются и выщелачиваются, переходят

в гидробиотит, гидрохлорит, гидромусковит и гидрослюды. Происходит дальнейшая гидратация и выщелачивание гидрослюд с последующим гидролизом и образованием каолинита. Значительно изменяется структура пород, широко развиваются тонкозернистые, глинистые продукты выветривания, в которых располагаются реликтовые зерна, сохраняющие свою первоначальную ориентировку.

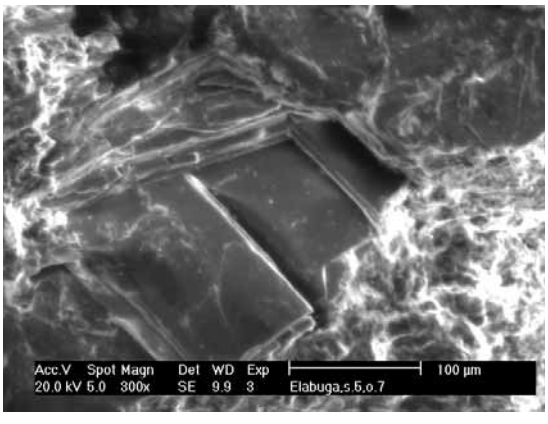


Рис. 3. Породообразующие минералы в каолинитовой массе. Елабужская площадь. Скв. 5, обр. 7, инт. 1629,0 м. Ув. 300х.

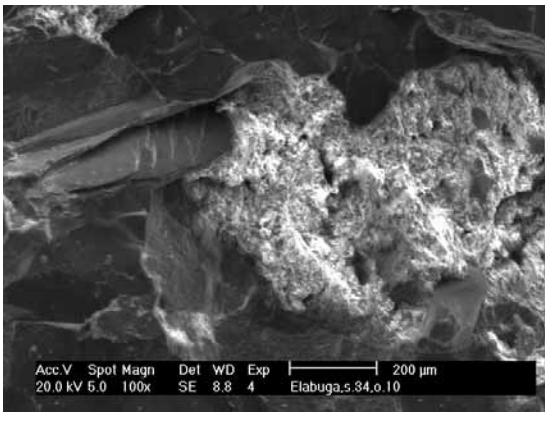


Рис. 4. Поровое пространство, выполненное каолинитом. Елабужская площадь. Скв. 34, обр.10, инт. 1732,9 м. Ув.100х.

Зерна кварца, даже сильно корродированные при выветривании, в течение длительного времени сохраняют каркас породы, обеспечивая хоть и небольшую межзерновую пористость. Появление в процессе выветривания новообразованных гидрослюды и каолинита способствует формированию микротрещинной емкости.

Данные рентгенофазовых исследований свидетельствуют о развитии трех основных типов глинистых минералов в породах кор выветривания Татарского свода: хлорита, гидрослюд, каолинита (рис. 5). В корах выветривания фундамента Татарского свода каолинит является преобладающим компонентом глинистого вещества. Необходимо отметить, что в верхней части профиля кор выветривания ряда скважин изученных площадей Татарского свода увеличивается процентное содержание каолинита по сравнению с хлоритом и гидрослюдой [9].

На основе изучения соотношений основных стабильных и метастабильных минеральных фаз: каолинита, гидрослюды и хлорита, выделяются следующие парагенетические ассоциации глинистых минералов коры выветривания фундамента Татарского свода: каолинитовая, гидрослюдисто-каолинитовая, хлорит-гидрослюдисто-каолинитовая. Развита также сложная ассоциация смешанослойных фаз – смешанослойная слюда-смектит с соотношением слоев 70:30, образованная за счет более поздних наложенных гидротермальных низкотемпературных процессов (рис. 6). По результатам изучения смены ассоциаций глинистых минералов по разрезам скважин можно сделать вывод о зональном строении кор выветривания фундамента Татарского свода [7, 9].

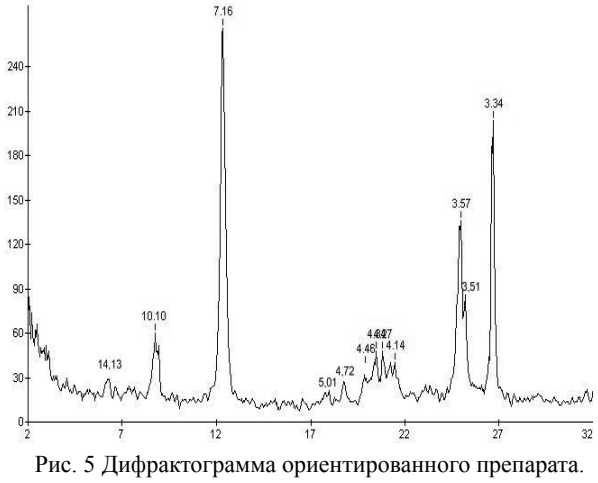


Рис. 5 Дифрактограмма ориентированного препарата. Воздушно-сухой. Хлорит-гидрослюдисто-каолинитовая ассоциация.
Акташская площадь. Скв. 21, обр. 5, инт. 1705,5-1707,7 м.

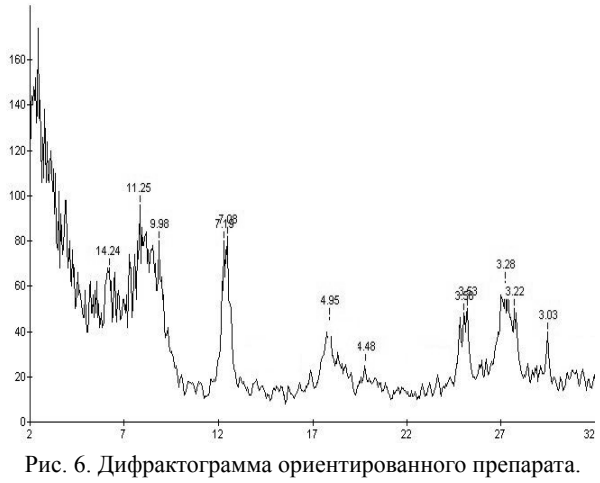


Рис. 6. Дифрактограмма ориентированного препарата. Воздушно-сухой. Хлорит-каолинит-смешанослойная ассоциация. Лениногорская площадь. Скв. 3543, обр. 7, инт. 1768,5-1774 м.

Большинство изученных разрезов, в общем, укладывается в один главный профиль выветривания – каолинитовый, конечным продуктом которого является каолинит.

К корам выветривания приурочена также рудная минерализация, представленная в основном пиритом и гидроокислами железа, также установлено развитие тонкодисперсного золота в породах кор выветривания отдельных скважин.

Изучение условий локализации кор выветривания в пределах фундамента Татарстана, изучение их структурных особенностей и емкостных свойств [7, 8, 9], свидетельствует, что коры выветривания этого региона необходимо рассматривать как специфический потенциальный нефтегазоносный объект. Вследствие изменения породообразующих минералов, формирования глинистых минералов, увеличивается пустотно-поровое пространство пород, повышаются фильтрационно-емкостные характеристики пород, которые могут являться потенциальными коллекторскими зонами больших глубин.

В заключение следует отметить, что коры выветривания кристаллического фундамента в пределах Татарского свода вскрыты большинством глубоких скважин, но при этом изучены достаточно слабо. Крайне важно преодолеть недостаток внимания к исследованиям формаций кор выветривания Татарского свода прошлых лет, так как они могут на сегодняшний день являть потенциальными коллекторскими зонами больших глубин.

Литература

1. Гинзбург И.И. Типы древних кор выветривания, формы их проявления и классификация./Сб.: «Кора выветривания», выпуск 6. – М.: Изд-во Академии наук СССР, 1963. – 320 с.

2. Журавлев Е.Г. Нефтегазоносность фундамента древних и молодых платформ./ Статья в сб.: «Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов». – М.: Издательство РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. – 87–88 с.

3. Лапинская Т.А., Попова Л.П. Коллектора кор выветривания фундамента древних платформ./Статья в сб.: «Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов». – М.: Издательство РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. – 265–266 с.

4. Лапинская Т.А., Журавлев Е.Г. Погребенная кора выветривания фундамента Волго-Уральской газонефтеносной провинции и ее геологическое значение. – М.: «Недра», 1967. – 174 с.

5. Никитин К.К. Классификация кор выветривания и связанные с ними месторождения полезных ископаемых. Сборник «Кора выветривания», выпуск 10. – М.: Издательство Академии наук СССР, 1968. – 312 с.

6. Ситдиков Б.С. Петрография и строение кристаллического фундамента Татарской АССР. – Казань: Изд-во КГУ, 1968. – 436 с.

7. Ситдикова Л.М. Потенциальные коллекторские зоны глубоких горизонтов Татарского свода./Сб.: «Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений». Том 2 «Стратиграфия, общая геология, региональный прогноз». – С. Петербург: Изд-во ВНИГРИ, 1999. – С.296-297.

8. Ситдикова Л.М. Минералого-геохимическая инверсия профиля погребенных кор выветривания зоны Камских разломов Республики Татарстан./Сб.: «Геология и современность». – Казань: Изд-во КГУ, 1999. – С.123–124.

9. Ситдикова Л.М. Коровая формация фундамента древних платформ – перспективный объект на поиски месторождений углеводородного сырья./Сб.: «Всероссийского съезда геологов и научно-практической конференции «Геологическая служба и минерально-сырьевая база России на пороге XXI века» (3-7 октября 2000 г.). – С.-Петербург, 2000.

ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО ДАННЫМ ГРАВИМЕТРИЧЕСКИХ СЪЕМОК

З.М.Слепак

Казанский федеральный университет

Достоверность прогнозирования особенностей геологического строения нефтяных месторождений по гравиметрическим данным в значительной степени зависит от масштабов и погрешностей гравиметрических съемок. Геологическая интерпретация гравитационных аномалий с целью их выявления впервые стала проводиться в 50-х годах минувшего столетия по данным площадных мелкомасштабных съемок (1:200 000, 1:100 000). Результаты интерпретации таких данных показали, что для решения задач нефтяной геологии необходимо повышение точности гравиметрических измерений. Начиная с 60-х годов стали проводиться крупномасштабные профильно-площадные съемки (1:50 000, 1:25 000) и высокоточные гравиметрические наблюдения вдоль отдельных профилей. Они позволили на порядок повысить достоверность измерений аномалий силы тяжести. Но, к сожалению, и это мало изменило ситуацию, поскольку теория интерпретации потенциальных полей в эти годы лишь начинала развиваться и разрабатываемые новые способы решения прямых и обратных задач гравиразведки, создаваемые в научных организациях, в производственных подразделениях не использовались. Геологическая интерпретация результатов съемок сводилась лишь к качественному истолкованию трансформированных полей и так называемым «прямым поискам» нефтяных месторождений, которые до сих пор, приняв новые формы компьютерной обработки, применяются в производственных подразделениях. Опробование таких результатов данными бурения, полученных

устаревшими, физико-геологически необоснованными способами, показало низкую эффективность гравиразведки и способствовало дискредитации метода.

В то же время, появление новых данных о геологическом строении земной коры, изучение ее плотностных особенностей и применение современных компьютерных технологий обработки и интерпретации гравитационного поля открыло новые возможности для повышения эффективности гравиразведки при изучении геологического строения нефтяных месторождений [1,2].

Детальное исследование плотностных неоднородностей земной коры позволило автору выявить основные закономерные особенности их изменчивости в пределах осадочного чехла и кристаллического фундамента. Они заключаются в следующем.

1. В пределах нефтяных месторождений на участках локальных структурных форм закономерно проявляется разуплотнение (уплотнение) пород, которое может прослеживаться по всему разрезу осадочного чехла и продолжаться в кристаллическом фундаменте. 2. Изменчивость плотностей с глубиной в осадочном чехле и фундаменте проявляется по-разному и на отдельных участках плотность может возрастать, уменьшаться или сохранять относительное постоянство. 3. В пределах границ между литолого-фациальными комплексами и пачками пород постоянства аномальных изменений плотностей часто не наблюдается, а в ряде случаев такие изменения могут полностью отсутствовать. 4. Блоковое строение кристаллического фундамента, наличие зон разломов, разуплотнения и уплотнения пород проявляется в земной коре латеральной изменчивостью плотностей. Установление этих особенностей изменчивости плотностей в земной коре позволило констатировать, что их латеральная изменчивость, закономерно проявляемая на участках локальных структурных форм осадочного чехла и в блоковом строении кристаллического фундамента, должна создавать основные аномалиеобразующие массы, отображающиеся наиболее интенсивными локальными изменениями гравитационного поля. Отсюда становится очевидным, что при изучении геологического строения нефтяных месторождений гравиразведка должна быть нацелена на выявление и интерпретацию аномалий, создаваемых латеральной изменчивостью плотностей в осадочном чехле и в кристаллическом основании.

Известно, что в гравитационном поле отображается притяжение различных масс в земной коре, зависящее только от одного физического параметра пород – плотности. Это, в отличие от других геофизических методов, позволяет получать однозначные решения прямых задач для физико-геологических моделей любой сложности и способствует более надежному решению обратных задач с оценкой их достоверности.

Решение прямых задач с целью определения возможного гравитационного влияния, создаваемого плотностными неоднородностями на участках нефтяных месторождений, позволило установить, что 90% из всех составляющих приходится на долю латеральной изменчивости плотностей, а влияние других факторов (плотностных границ, нефтяных залежей и др.) составляет лишь 10% и оно практически сливается с фоновой составляющей поля. Это послужило обоснованием для разработки методики решения обратных задач, нацеленных на выявление аномальных изменения гравитационного поля, обусловливаемых латеральной изменчивостью плотностей, и рассматривать модель земной коры, как двухслойную, состоящую из осадочного чехла и кристаллического основания. Интерпретация первого верхнего слоя позволила изучать особенности геологического строения нефтяных месторождений на участках локальных структурных форм и осуществлять их прогнозирование, второго слоя – выявлять блоковое строение кристаллического фундамента, зоны разломов и разуплотнения пород [1,2].

Проведение целенаправленных высокоточных гравиметрических измерений на участках изученных бурением структурных форм различного типа в пределах Волго-Уральского региона позволило установить, что интенсивность локальных аномалий, создаваемых латеральной изменчивостью плотностей на участках структурных форм, на порядок превосходит локальные изменения поля, обусловленные плотностными границами и нефтяными залежами. Она уверенно проявляется в гравитационном поле, может характеризоваться интенсивностью до 1 – 2 миллигал и является основным поисковым признаком наличия структур и нефтяных месторождений на глубине. Локальные минимумы силы тяжести подобной интенсивности, создаваемые латеральным разуплотнением пород, прослеживаются на участках структурных поднятий различных морфолого-генетических типов [2].

На основе установления закономерных особенностей изменчивости плотностей в осадочном чехле и кристаллическом фундаменте, решения прямых задач и создания оптимальной двухслойной модели земной коры автором разработана эффективная методика решения обратных задач, позволяющая изучать особенности геологического строения нефтяных месторождений - методика гравитационного моделирования. Она основана на слоисто-зональной модели земной коры и заключается в создании плотностных моделей геологических сред непосредственно по аномалиям Буге без предварительного исключения региональной составляющей поля, при котором создаются значительные погрешности. В отличие от других методов, методика гравитационного моделирования позволяет решать обратные задачи на количественном уровне - осуществлять построение интерпретационных моделей с характеристиками латеральной изменчивости плотностей, отражающих особенности геологического строения нефтяных месторождений: локальных структурных форм, зон разгрузки подземных вод и разуплотнения пород над разломами фундамента и пр. Важное значение для изучения геологического строения нефтяных месторождений представляют результаты гравитационного моделирования вдоль региональных профилей, позволяющие изучать блоковую структуру консолидированной земной коры, отображаемую на глубинных разрезах.

Методика гравитационного моделирования характеризуется высокой эффективностью при обработке гравиметрических данных в двухмерном варианте. Трехмерное решение обратной задачи требует проведения дорогостоящих площадных высокоточных гравиметрических съемок по регулярной сети пунктов измерений, стоимость которых приближается к затратам на проведение сейсморазведки 3Д-методом. Значительно увеличивается и время на обработку данных. При этом, как показала практика, одновременно возрастает и неоднозначность решения обратной задачи, поскольку на карте аномалий Буге, построенной по изоаномалам равных значений силы тяжести, поле становится более сглаженным. В отличие от карт, в гравитационном поле, построенном непосредственно по высокоточным гравиметрическим измерениям вдоль отдельных профилей, его локальные особенности, связанные с объектами поисков, отображаются более четко (рис.1). С учетом этой особенности более четкого отображения в гравитационном поле латеральной изменчивости плотностей на участках локальных структурных форм осадочного чехла была разработана методика гравитационного моделирования и решении обратных задач по результатам высокоточных измерений вдоль профилей. Она успешно применяется при изучении геологического строения нефтяных месторождений на различных этапах геологоразведочных работ и позволяет решать конкретные задачи.

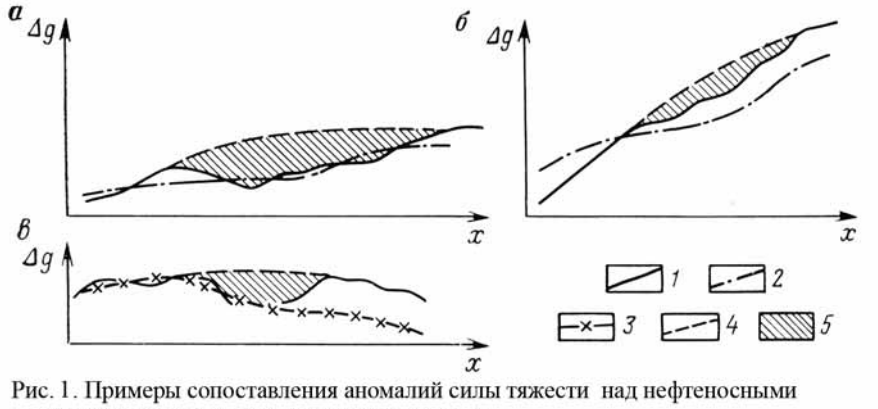


Рис. 1. Примеры сопоставления аномалий силы тяжести над нефтеносными структурами при съемках различной точности

Структуры: *а* — Ямашинская, *б* — Герасимовская, *в* — Крым-Сарайская; кривые силы тяжести: *1* — по высокоточным гравиметрическим измерениям, *2* — по данным измерений с точностью $0{,}2 \cdot 10^{-5}$ м/с², *3* — по данным измерений с точностью $0{,}4 \cdot 10^{-5}$ м/с²; *4* — региональный фон; *5* — локальный минимум, выявленный по высокоточным гравиметрическим измерениям

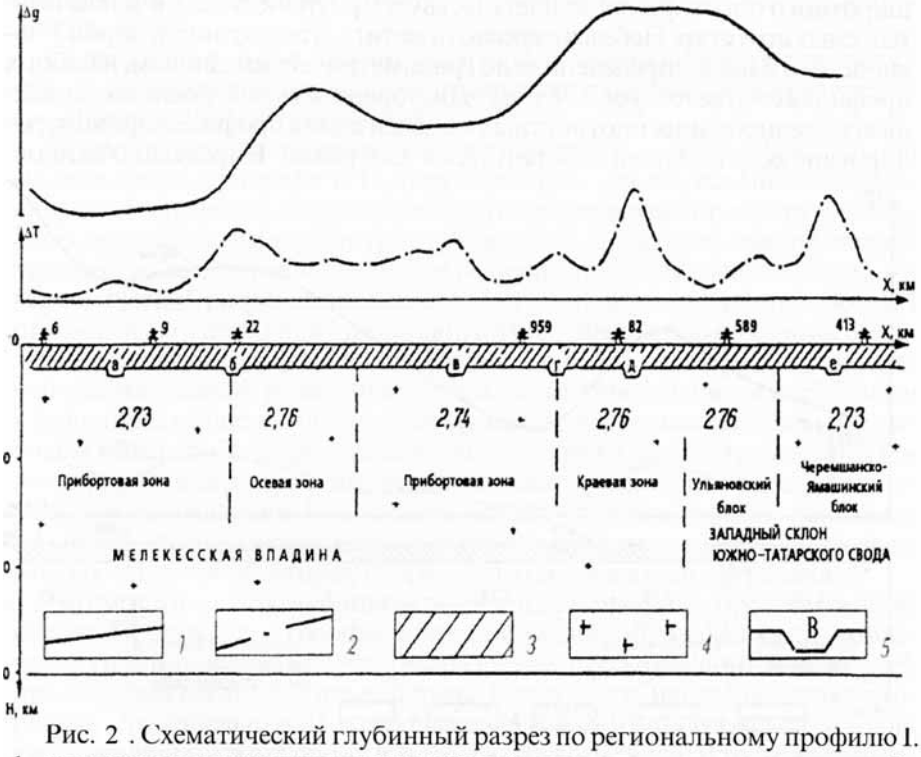


Рис. 2 . Схематический глубинный разрез по региональному профилю 1.
1 – аномалии силы тяжести в редукции Буге; 2 – аномалия геомагнитного поля; 3 – осадочный чехол; 4 – консолидированная кора; 5 – прогибы по поверхности фундамента: а – Большеполянский, б – Алькеевский, в – Степноозерский, г – Краснополянский, д – Киязлинский, е – Амировский

На начальном и поисковом этапах осуществляется построение плотностных моделей и глубинных разрезов земной коры вдоль региональных профилей по результатам решения обратных задач и использования априорной геологической информации. Решается задача изучения строения и структуры консолидированной земной коры, выделения блоков кристаллического фундамента и разделяющих их разломов, к которым в вышележащем осадочном комплексе могут быть приурочены локальные структурные формы. Выделяются участки для постановки детальных геофизических работ и прогнозирования возможных скоплений углеводородов. На схематическом глубинном разрезе вдоль регионального профиля, пересекающего Мелекесскую впадину и западный склон Южно-Татарского свода в широтном направлении (рис.2), значения средней плотности Ульяновского блока (2.76 г/см^3) практически совпадают со средними значениями (2.77 г/см^3), полученными по керну из 4-х глубоких скважин [2].

На поисковом и разведочном этапах по данным профильных высокоточных гравиметрических измерений осуществляется прогнозирование структурных форм в осадочном комплексе, перспективных на скопление углеводородов. Выявляются локальные аномалии определенных типов, присущие структурным формам, и по результатам решения обратных задач осуществляется построение физико-геологических моделей с отображением латеральной изменчивости плотностей, достоверность которой может быть проконтролирована по определениям плотностей по керну и промыслово-геофизическим данным (рис.3).

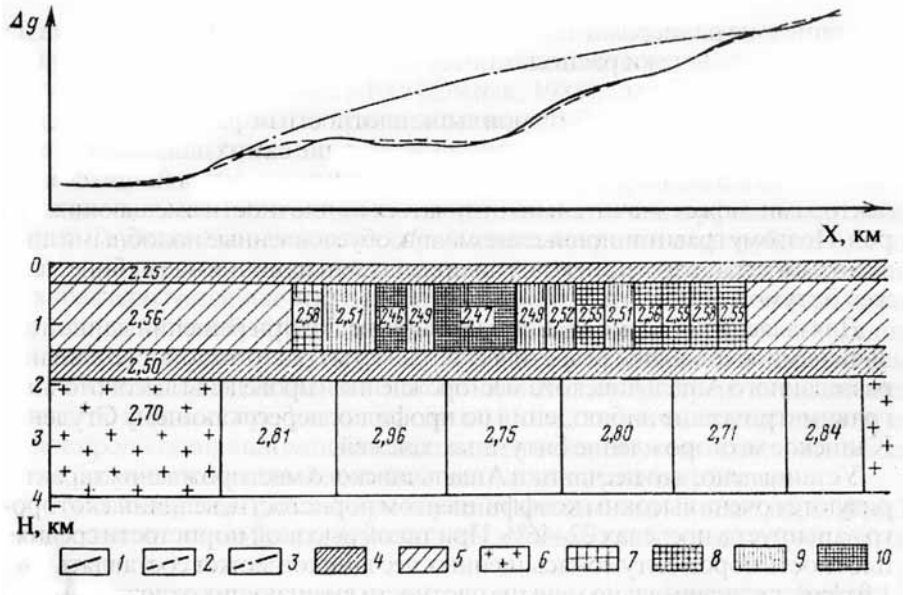


Рис. 3 . Физико-геологическая интерпретационная модель разреза по профилю скважин 231–140. 1 – наблюденная аномалия силы тяжести; 2 – теоретическая (подобранная) аномалия; 3 – региональный фон локального минимума; породы: 4 – терригенные, 5 – карбонатные, 6 – кристаллического фундамента; 7 – с пористостью 4–6%, 8 – с пористостью 6–8%, 9 – с пористостью 8–10%, 10 – с пористостью более 10% (цифры на модели – значения плотности, г/см^3)

Таким образом, проведенные исследования позволили установить, что аномальное гравитационное поле в исследуемом регионе в основном создается латеральной изменчивостью плотностей, закономерно проявляющейся в блоковом строении консолидированной земной коры и на участках локальных структурных форм в осадочном комплексе. Гравитационное влияние плотностных поверхностей и нефтегазовых залежей слабо отражается в локальной изменчивости поля и практически сливается с его фоновой составляющей, обусловленной глубоко залегающими массами. Поэтому гравиметрический метод позволяет изучать особенности геологического строения нефтяных месторождений лишь на основе выявления латеральной изменчивости плотностей в земной коре. Он является структурным методом, основанным на выявлении гравитационного влияния, создаваемого латеральной изменчивостью плотностей на участках локальных структурных форм, с которыми могут быть связаны скопления нефти и газа. Для их успешного прогнозирования необходима целенаправленная постановка высокоточных гравиметрических профильно-площадных и профильных измерений, позволяющих выявлять локальные аномальные изменения поля определенных типов, и осуществлять на основе решения обратных задач построение плотностных моделей объектов поисков.

В отличие от методики гравитационного моделирования, позволяющей решать обратные задачи на количественном уровне, изучение геологического строения нефтяных месторождений по крупномасштабным гравиметрическим картам возможно лишь на качественном уровне и требует дополнительного проведения профильных высокоточных гравиметрических измерений на прогнозируемых перспективных участках.

Литература

1. *Слепак З.М.* Применение гравиразведки при поисках нефтеперспективных структур. – М.: Недра, 1989. – 200 с.

2. *Слепак З.М.* Плотностные особенности осадочных толщ и их использование при интерпретации гравитационных аномалий // Физика Земли. – 1999. – №3. – С. 45–51.

3. *Слепак З.М.* Гравиразведка в нефтяной геологии. – Казань.: Изд-во Казанского университета, 2005. – 222 с.

ФИЗИЧЕСКОЕ И МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ МНОГОФАЗНОГО ДВИЖЕНИЯ ФЛЮИДОВ В КОЛЛЕКТОРАХ НЕФТИ

О.С. Сотников, К.М. Мусин

ТатНИПИнефть

Знание законов движения флюидов в емкостном пространстве пород-коллекторов позволяет эффективно регулировать процессы разработки месторождения, прогнозировать объемы добываемых жидкостей, а также определять зоны скопления остаточных запасов нефти. В настоящее время одним из основных инструментов изучения процессов совместного движения флюидов в породах-коллекторах являются лабораторные эксперименты по моделированию вытеснения нефти в образцах керна. При помощи данных экспериментов можно смоделировать самые разнообразные процессы разработки месторождений и одновременно определить наиболее важные параметры, которые в дальнейшем могут быть использованы при подсчете запасов, создании гидродинамических моделей месторождений и для принятия решений об эффективности той или иной технологии воздействия на пласты. Одними из важнейших параметров, получаемых в результате экспериментов по вытеснению нефти являются коэффициент вытеснения, остаточная нефтенасыщенность и функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в зависимости от насыщенности флюидами.

В настоящее время методы экспериментального изучения процессов многофазного движения флюидов в породах-коллекторах переживают стремительное развитие. Существует современное оборудование с высокой точностью измерений и возможностью моделировать пластовые условия. Такой установкой является AFS-300 производства фирмы Core Laboratories (США). Для обработки результатов экспериментов широко используются методы математического моделирования, которые реализованы в современных специализированных программных пакетах (например, «Sendra» компании «Weatherford Consultants AG»).

Наиболее современным подходом к получению данных об ОФП является метод, впервые предложенный американскими учеными Арчером и Вонгом, который заключается в следующем. По результатам эксперимента получают экспериментальные данные, которые чаще всего включают в себя давление и объемы вытесняемых из образцов керна флюидов. Создается специализированная гидродинамическая модель, представляющая образец керна и в которой численно моделируется процесс проведения эксперимента. Затем путем изменения различных параметров модели, таких как ОФП, капиллярное давление и т.д., данные моделирования адаптируются к экспериментальным данным. Обычно адаптация производится автоматически при помощи специальных программ, реализующих алгоритмы, основанные на методе наименьших квадратов. Процесс расчета останавливается, как только достигается наименьшая ошибка между результатами численного моделирования и экспериментальными данными. В результате процесса адаптации получают ОФП, капиллярное давление и другие параметры, которые наилучшим образом соответствуют полученным экспериментальным данным.

Нами была создана компьютерная программа, включающая специализированную гидродинамическую модель и модуль адаптации. Данная программа использовалась для обработки данных экспериментов по вытеснению нефти водой на образцах керна, отобранных из продуктивных отложений месторождений Республики Татарстан. Во время экспериментов соблюдалось подобие по пластовому, горному давлению и температуре. Всего было сделано 65 определений функций ОФП.

При обработке экспериментальных данных ОФП определялись в виде экспоненциальных функций, заданных следующим образом:

$$k_{rw} = k_{rw}^0 \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{\varepsilon_w} \qquad k_{ro} = k_{ro}^0 \left(\frac{1 - S_{or} - S_w}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{\varepsilon_o}, \tag{1}$$

где k_{rw} – ОФП по воде, д.ед.; k_{ro} – ОФП по нефти, д.ед.; S_w – значение водонасыщенности, д.ед.; S_{wi} – величина связанной водонасыщенности, д.ед.; S_{or} – величина остаточной нефтенасыщенности, д.ед.; $k_{rw}{}^0$ – значение ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности, д.ед.; $k_{ro}{}^0$ – значение ОФП по нефти при связанной водонасыщенности, д.ед.; ε_w, ε_o – показатели экспонент.

На основе определенных данных впервые установлены зависимости параметров ε_w и ε_o функций ОФП от комплексной величины, учитывающей свойства пород и пластовых флюидов. Эти зависимости имеют следующий вид:

Для терригенных коллекторов:

$$\lg(\varepsilon_o) = -0{,}0616 \cdot \lg(\chi) + 0{,}2234 \quad (2а)$$

$$\lg(\varepsilon_w) = -0{,}1029 \cdot \lg(\chi) + 0{,}4098 \quad (2б)$$

Для карбонатных коллекторов:

$$\lg(\varepsilon_o) = 0{,}0552 \cdot \lg(\chi) + 0{,}3117 \quad (3а)$$

$$\lg(\varepsilon_w) = -0{,}2011 \cdot \lg(\chi) + 0{,}352 \quad (3б)$$

где $\chi = k/(\varphi \cdot \mu_o)$ – комплексный параметр; k – коэффициент проницаемости коллектора по газу, 10^{-3} мкм^2; φ – коэффициент пористости, %; μ_o – величина динамической вязкости нефти, мПа·с.

Используя заранее известные значения связанной водонасыщенности и остаточной нефтенасыщенности для определенного типа пород, а также показатели экспонент, вычисленные по формулам (2) и (3), можно при помощи формулы (1) получить приблизительные данные об ОФП. Эти функции могут быть применены на начальных этапах создания гидродинамической модели месторождения, когда достоверная информация о свойствах продуктивных пород еще недоступна.

Однако не все эксперименты по вытеснению нефти могут быть обработаны при помощи указанной методики. В случае, если емкостное пространство породы имеет развитую систему трещин или осложнено кавернами, то при помощи предложенной методики невозможно адаптировать численную модель к экспериментальным данным. Причиной этому являются допущения, сделанные при формулировке математической модели. Так, порода-коллектор, состоящая из пор, поровых каналов и твердого скелета, представляется как непрерывный континуум, каждой точке которого присваиваются определенные свойства (пористость, проницаемость и т.д.). Таким образом, различные типы пород – поровые и трещиноватые, моделируются одинаково. Единственное, что может их отличать – это различие в свойствах. При этом очевидно, что микропроцессы, происходящие в поровых и трещиноватых колллекторах существенно отличаются друг от друга. В этом, вероятнее всего, кроется причина неработоспособности вышеописанного метода.

Для расчета ОФП сложнопостроенных трещиноватых коллекторов нами был предложен метод, основанный на численном микромоделировании вытеснения нефти водой. Микромодель трещиноватого коллектора представляет собой сеть каналов (трещин). Одни из них ориентированы вдоль направления течения жидкостей, другие – перпендикулярно движению жидкостей. Параметры системы, такие как плотность распределения трещин, их разветвленность и т.д. задаются с помощью функций распределения. В системе трещин при помощи численных методов моделируется вытеснение нефти водой. При этом производится расчет средней насыщенности модели, фазовых проницаемостей по флюидам, объемов вытесненных флюидов и перепадов давлений в системе. Эти данные можно сравнивать с результатами экспериментов и проводить адаптацию модели. Таким образом, смысл расчета ОФП также заключается в адаптации модели к экспериментальным данным. Однако в данном случае вместо общепринятой математической модели совместного многофазного движения флюидов используется микромодель, в которой можно смоделировать самую разнообразную структуру трещиноватого коллектора.

Нами создавалась программа, реализующая численную модель трещиноватого коллектора [1]. С использованием данной программы был обработан эксперимент по вытеснению нефти водой из образца карбонатной породы с наличием макротрещины. Результаты адаптации модели к экспериментальным данным и функции ОФП приведены на рис. 1.

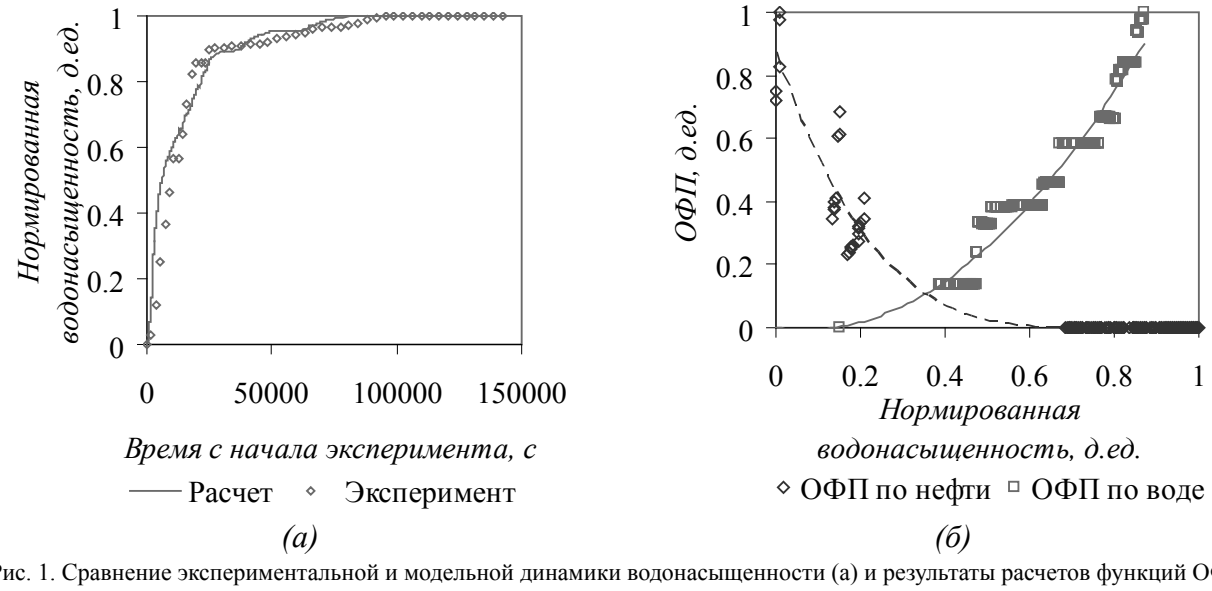


Рис. 1. Сравнение экспериментальной и модельной динамики водонасыщенности (а) и результаты расчетов функций ОФП (б).

Данные об ОФП, полученные при помощи этого метода, могут быть использованы при создании гидродинамических моделей месторождений, состоящих из трещиноватых коллекторов.

В последнее время активно вводятся в разработку месторождения высоковязких нефтей (ВВН) и природных битумов. Для эффективной выработки запасов таких месторождений необходимо применение тепловых методов увеличения нефтеотдачи. Возникает необходимость в моделировании процессов теплового воздействия на пласт, что, в свою очередь, подразумевает потребность в функциях ОФП для этих моделей. Функции ОФП, необходимые в качестве исходных данных для тепловых моделей, имеют дополнительную особенность – они должны определяться в зависимости от температуры.

При необходимости определения ОФП для разных температур должна проводиться целая серия экспериментов – по одному для каждого значения температуры, что делает определение ОФП для разных температур очень трудоемким и продолжительным, так как длительность серии экспериментов складывается из количества времени, которое занимает проведение всех экспериментов и подготовительных операций.

Для сокращения длительности эксперимента по определению ОФП при разных температурах был предложен следующий метод физического моделирования [2]. Опыт начинается при заданной начальной температуре. При этой температуре через образец исследуемой пористой среды прокачивается необходимое количество вытесняющего агента. После этого процесс останавливается, температура эксперимента повышается, и процесс закачки восстанавливается. Такое ступенчатое повышение температуры повторяется необходимое количество раз до достижения требуемой максимальной температуры. Также предложена методика расчета функций ОФП по результатам вытеснения со ступенчатым повышением температуры.

Этот метод опробован на эксперименте с моделью из несцементированного песчаника Ашальчинского месторождения. Результаты определения кривых ОФП в системе «ВВН-вода» приведены на рис. 2.

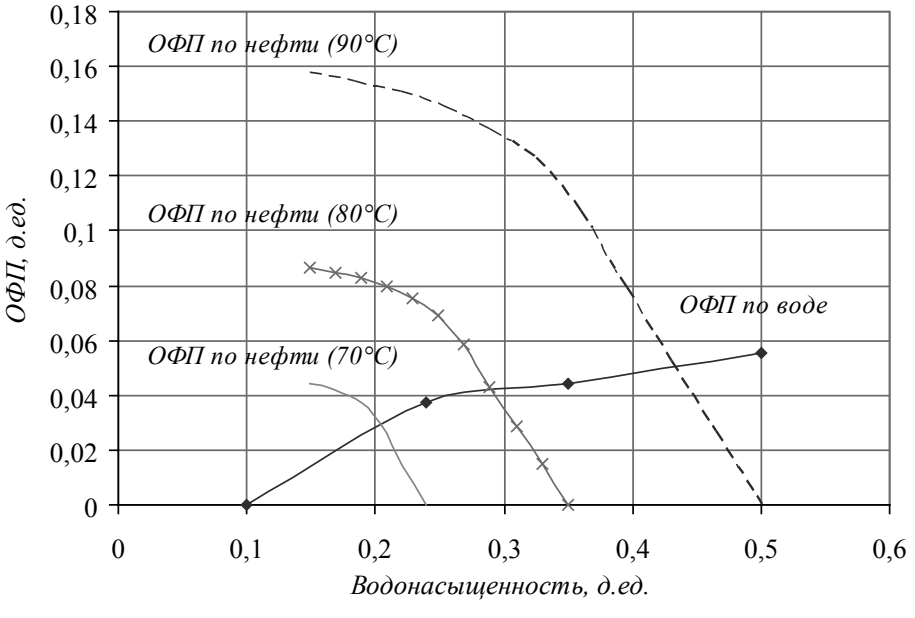


Рис. 2. Функции ОФП для разных температур.

В результате проведенных расчетов и с использованием данных других исследователей построены зависимости ОФП по воде и нефти в концевых точках и остаточной нефтенасыщенности от температуры (рис. 3).

Таким образом, величина остаточной нефтенасыщенности с ростом температуры снижается от 75% при 70 °С до примерно 10% при 200 °С. Результаты проведенных экспериментов и расчетов могут быть использованы при моделировании тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей на территории РТ, а также для оценки эффективности теплового воздействия на пласт.

Отдельным вопросом стоит проблема применения зависимостей ОФП от насыщенности при создании гидродинамических моделей месторождений. Часто складывается ситуация, когда сильная неоднородность коллектора ведет к построению гидродинамической модели с очень большим количеством ячеек. Расчет такой модели имеющимися вычислительными мощностями зачастую невозможен. Поэтому прибегают к укрупнению ячеек модели (upscaling), когда несколько ячеек модели объединяются в одну. При этом свойства объединяемых ячеек, включая и зависимости ОФП от насыщенности, должны быть также усреднены. Многие из существующих методов расчета усредненных или модифицированных ОФП основаны на гидродинамическом моделировании и сложны в применении. В связи с этим нами был предложен метод расчета модифицированных ОФП для одного из наиболее практически важных случаев неоднородности – слоисто-неоднородного пласта, представленного чередованием двух типов коллекторов. Получены зависимости для расчета модифицированных ОФП [3]. Проверка предложенного

метода на простых гидродинамических моделях показала, что метод обладает высокой точностью в случае, когда коллекторы в разрезе пласта отличаются по проницаемости в два раза.

В заключение следует отметить, что необходимо продолжить совершенствование экспериментальных методов моделирования разнообразных процессов разработки месторождений углеводородов. При этом следует продолжить внедрение современных математических методов для обработки результатов экспериментов, что позволит получать дополнительные данные о характере моделируемого процесса.

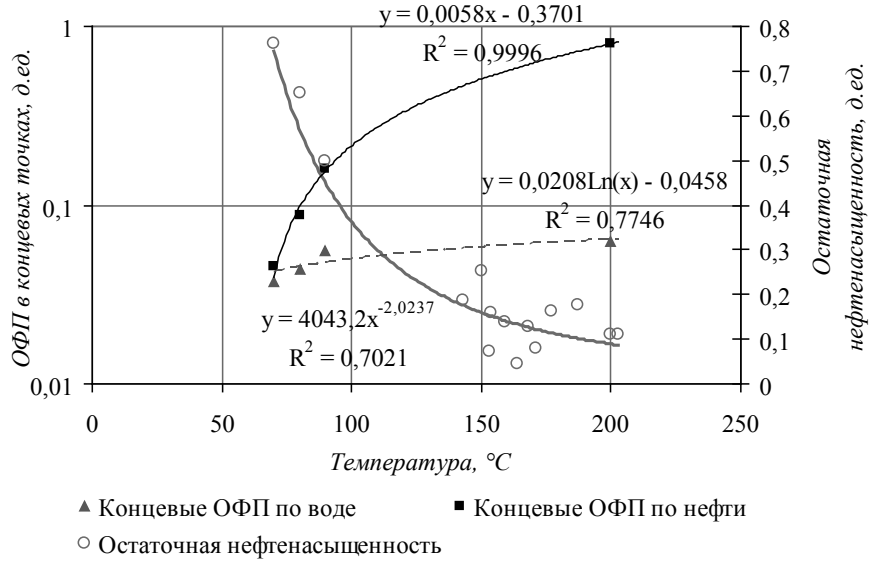


Рис. 3. Зависимости остаточной нефтенасыщенности и ОФП по воде и нефти в концевых точках от температуры

Литература

1. *Сотников О.С., Мусин К.М.* Расчет фильтрационно-емкостных свойств микротрещиноватого коллектора с использованием сеточных моделей [Текст] // Известия вузов. Нефть и газ. – 2009. – №5. – С. 49–56.

2. *Мусин К.М., Сотников О.С.* Учет температурной зависимости фазовых проницаемостей при моделировании тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей [Текст] // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №7. – С. 8–11.

3. *Мусин К.М., Сотников О.С.* Моделирование слоисто-неоднородного песчано-глинистого коллектора с использованием модифицированных относительных фазовых проницаемостей [Текст] / Мусин К.М., Сотников О.С. // Нефтепромысловое дело. – 2008. – №9. – С. 11–15.

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИЙ ООО УК «ШЕШМАОЙЛ»

Р.Ш. Тахаутдинов, В.И. Малыхин, А.А. Шарифуллин, Э.Г. Шакиров, М.Р. Якубов[1]

Управляющая компания «Шешмаойл»

[1]Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова, Казань

Для основных добывающих предприятий УК «Шешмаойл» особенности состава добываемых нефтей (пониженное содержание легких фракций наряду с повышенным содержанием асфальтенов и смол) предопределяют неизбежность их повышенной вязкости (табл. 1). Главные проблемы связаны со структурой запасов, которые характеризуются как трудноизвлекаемые, что объективно приводит к повышению затрат на добычу и подготовку единицы продукции. Месторождения характеризуются как малоэффективные, для которых кроме высокой вязкости нефти присутствует весь набор проблемных факторов - низкое начальное пластовое давление, маломощность продуктивных горизонтов, высокая доля карбонатных коллекторов, сложное геологическое строение залежей (эрозионные врезы и мелкие залежи). Соответственно в зависимости от осознания уровня возможности устранения или минимизации влияния вышеперечисленных негативных факторов можно рассчитывать на успешность повышения рентабельности производственных процессов на различных уровнях.

В первую очередь, необходимо определить основные мероприятия, к числу которых в подобных случаях традиционно относятся: сохранение потенциальной продуктивности горизонтов при вскрытии, поддержание пластового давления, совершенствование методов ОПЗ и ПНП (особенно в карбонатных коллекторах), мониторинг скважин с совместной эксплуатацией в процессе разработки, а также до и после применения методов ОПЗ и ПНП.

Таблица 1

Свойства и компонентный состав нефтей по основным продуктивным горизонтам в карбонатных отложениях Северного и Летнего месторождений

№ скв., продуктивные горизонты	Плотность, г/см^3	Вязкость, мм^2/с	Содержание, мас. %				
			фракции до 200°С	масла (углеводороды)	смолы	асфальтены	парафины
3240 верейский	0,9009	154	10,3	61,3	22,2	4,3	1,9
3436 башкирский	0,9278	423	9,3	50,6	27,6	11,8	0,7
3552 турнейский	0,9176	324	9,7	48,5	29,8	8,6	3,4

Не вдаваясь в детализацию процессов бурения, можно констатировать негативное воздействие обычных глинистых буровых растворов на состояние призабойной зоны скважины. Поскольку пласты зачастую и так являются малопродуктивными, необходим отказ от глины с использованием альтернативных составляющих компонентов растворов для вскрытия, позволяющих сохранить хотя бы начальный уровень проницаемости. В данном направлении проведен анализ имеющейся информации и дополнительные экспериментальные исследования, в результате чего разработан и опробован композиционный состав «Нафта-Униглисойл», являющийся основой безглинистых буровых растворов. Компоненты в составе химреагента «Нафта-Униглисойл» проявляют высокую смазывающую способность, обеспечивают поглощение воды, что позволяет существенно уменьшить ее адсорбцию на глинистых частицах, а также обеспечивают оптимальные реологические характеристики бурового ратсвора.

Предварительную оценку эффективности применения буровых растворов на основе «Нафта-Униглисойл» при вскрытии продуктивного пласта Краснооктябрьского месторождения произвели на основании сопоставления дебитов скважин пробуренных на глинистом буровом растворе (МФБР), расположенных на тех же кустовых площадках, эксплуатирующие общие горизонты и выбранных в качестве базовых для предварительной оценки применения технологии.

Скважины №№ 9732, 9734 пробурены с применением СПБР и вскрыты на продуктивные отложения тульско-бобриковского горизонта нижнего карбона, скважина №9736 (базовая) пробурена на МФБР в однотипных горно-геологических условиях. Средний дебит скважин по нефти пробуренных с применением «Нафта-Униглисойл» составляет 6,1 т/с, что в 5,9 раза превышает дебит по базовой 1,03 т/сут.

Скважины № 9735, № 9743 пробурены с применением «Нафта-Униглисойл» и вскрыты на отложения верейского и башкирского горизонта среднего карбона, скважина № 9742 (базовая) пробурена на МФБР в однотипных горно-геологических условиях. Средний дебит скважин по нефти пробуренных применением «Нафта-Униглисойл» составляет 3,9 т/сут, что почти в 2,5 раза превышает дебит по базовой 1,6 т/сут.

Снижение вязкости нефтей асфальто-смолистого типа может быть достигнуто нагревом или добавлением легких (или менее вязких) углеводородных фракций (растворителей). Очевидно, что пока можно говорить только о нагреве и (или) добавлении растворителей только на уровне призабойной зоны, ствола скважины и системы нефтесбора. В данном направлении разработан композиционный углеводородный растворитель с добавлением ПАВ, позволяющий эффективно снижать вязкость нефти (табл. 2) и растворять асфальтено-смолистые отложения. Растворитель зарегистрирован под маркой «КУ АСПО» и используется в технологиях ОПЗ.

Таблица 2

Вязкость нефтей Аделяковского месторождения в смеси с КУ АСПО

№ скв.	Вязкость нефти без растворителя, мм^2/с	Вязкость с объемной долей растворителя 10%, мм^2/с
8605	439,0	94,4
8607	615,8	147,8
8633	197,0	51,7

Особый случай повышенной вязкости продукции связан с эмульсеобразованием. Для нефтей с вязкостью 100–200 сСт в случае водонефтяной эмульсии с 30-70% содержанием воды вязкость может составлять 1000–5000 сСт. Для решения данной проблемы подобрана композиция на основе ионогенных и неионогенных ПАВ, которая эффективно разрушает высоковязкие эмульсии, что позволяет существенно улучшить работу глубинно-насосного оборудования и снизить давление в системе нефтесбора. Использование реагента не требует специального технологического оборудования и универсально для любых типов насосов. После широкомасштабного внедрения новой композиции ПАВ, которая дозируется непосредственно на забой, практически прекратились проблемы с остановкой скважин из-за отказа насосного оборудования, а в некоторых случаях зафиксировано существенное увеличение продуктивности.

Для интенсификации добычи нефти на скважинах, эксплуатирующих карбонатные коллекторы, разработан новый метод, по которому композиционный растворитель «КУ АСПО» предварительно смешивается с кислотным составом и в виде эмульсии закачивается в пласт, аналогично использованию нефтекислотных эмульсий (технологии Шешма-1, Шешма-2 и Шешма-3). Главным преимуществом нового углеводородно-кислотного состава является возможность регулирования вязкости получаемой эмульсии, что позволяет повысить охват воздействием и глубину проникновения реагента в пласт, а также увеличение степени очистки поверхности породы от асфальто-смолистых отложений, что облегчает доступ кислоты для реагирования. Результаты скважинообработок представлены в табл. 3 и 4.

Таблица 3

Результаты применения технологии ОПЗ «Шешма-1, 2» на добывающем фонде скважин

№ п/п	Показатели	Результаты
1	Количество обработок, скв	186
2	Средний дебит дебит по нефти до проведения, т/сут	1,4
3	Средний дебит дебит по нефти после проведения, т/сут	3,3
4	Средний суточный прирост по нефти, т/сут	1,8
5	Увеличение дебита по нефти, в среднем, %	127,9

Таблица 4

Результаты применения технологии ОПЗ «Шешма-3»

№ п/п	Показатели	Результаты
1	Количество обработок, скв	32
2	Средний дебит по нефти до проведения, т/сут	1,9
3	Средний дебит по нефти после проведения, т/сут	3,3
4	Средний суточный прирост по нефти, т/сут	1,4
5	Увеличение дебита по нефти, в среднем, %	74,9

Наиболее сложным объектом разработки являются трещиновато-пористые карбонатные коллекторы с высоковязкой нефтью, к числу которых относятся и карбонатные пласты среднего (верей-башкир) и нижнего (турней) кар-бона большинства месторождений Татарстана. Разработка таких залежей во многих случаях характеризуется низкими темпами отбора нефти и невысокими значениями коэффициента извлечения нефти. Это связано со сложностью геологического строения, низкими коллекторскими характеристиками пластов и повышенной вязкостью нефти.

Особенность карбонатных коллекторов состоит в том, что основная часть нефти содержится в порах блоков, а перенос жидкости происходит по трещинам. Извлечение продукции из карбонатов сопряжено с определенными трудностями, обусловленными низким гидродинамическим коэффициентом связи коллектора со скважиной.

Одним из основных направлений повышения степени выработки запасов нефти в карбонатных коллекторах является проведение солянокислотных обработок (СКО). Анализ результатов различных вариантов СКО для месторождений Волго-Уральского региона показывает, что их успешность не превышает 50% и наиболее эффективными оказываются только первая-вторая обработки. Основными причинами низкой эффективности СКО являются:

- проникновение и реагирование кислоты преимущественно в наиболее проницаемые интервалы с повышенной водонасыщенностью;
- низкая скорость реакции кислоты в нефтенасыщенных интервалах, в результате чего основное количество кислоты нейтрализуется в водонасыщенных прослоях;
- воздействие кислоты происходит в основном на трещины, не затрагивая матрицу карбонатного пласта.

Для повышения эффективности воздействия СКО на нефтенасыщенные интервалы карбонатных коллекторов применяют комбинирование солянокислотного и физического воздействия, либо введение в кислотный состав поверхностно-активных веществ (ПАВ), загустителей, и углеводородных компонентов. Все эти способы позволяют в различной степени повысить эффективность СКО за счет улучшения проникновения кислоты к породе, которая в нефтенасыщенных интервалах экранирована прочной «бронирующей» гидрофобной пленкой нефтяных высокомолекулярных компонентов – смол и асфальтенов, которые в наибольшей степени представлены в высоковязких нефтях. Физическое воздействие (термо, виброударное и др.), добавка ПАВ и углеводородов в той или иной степени позволяет снизить межфазное натяжение и тем самым разрушить бронирующие слои и обеспечить проникновение кислоты к породе. Загустители (полимеры, соли алюминия и др.) позволяют значительно повысить вязкость кислотного состава и снизить скорость реагирования в высокопроницаемых водонасыщенных интервалах, тем самым повышается проникновение кислоты вглубь пласта.

Создание простой, высокоэффективной технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти из карбонатных пластов требует разработки составов, удовлетворяющих следующим условиям:

- состав должен обладать способностью обрабатывать низкопроницаемые нефтенасыщенные интервалы;
- состав должен максимально глубоко проникать в призабойную зону пласта;
- состав не должен вызывать повторного выпадения осадков после реакции кислоты с породой;
- компоненты состава должны быть недороги и доступны.

Вышеперечисленные принципы были использованы при разработке нового способа и кислотного состава для интенсификации добычи высоковязкой нефти с повышенным содержанием асфальтено-смолистых отложений (табл. 1) из карбонатных коллекторов (технология Шешма-ГРП).

За основу метода физического воздействия на пласт был выбран гидроразрыв, как наиболее эффективное средство для увеличения проницаемости и создания новых каналов фильтрации нефти. В качестве кислотных компонентов использовалась смесь органических кислот с различной скоростью реагирования с карбонатными минералами. Для создания гомогенной углеводородно-кислотной эмульсии с устойчивостью в пределах 12-24ч использовался специально разработанный композиционный эмульгатор на основе ионогенных ПАВ, которые также эффективно снижают поверхностное натяжение асфальто-смолистых «бронирующих» пленок на породе. Особым свойством разработанного углеводородно-кислотного состава является его невысокая вязкость, по сравнению, например, с нефте-солянокислотной эмульсией, что позволяет использовать такой состав в низкопроницаемых карбонатных коллекторах.

Таким образом, новая комбинированная технология кислотного гидроразрыва (КГРП) может использоваться для малообводненного фонда скважин, для которых отмечается низкий дебит при достаточно высокой потенциальной продуктивности. За период 2005-2009 г.г. проведены мероприятия по технологии КГРП на более 58 низкодебитных скважин различных месторождений. В некоторых случаях достигнуто увеличение суточных дебитов по нефти в 3-5 раз по сравнению с аналогичными скважинами после традиционных СКО. Наибольшая эффективность отмечается при использовании на скважинах, вводимых из бурения. Основные условия для проведения технологии КГРП: дебиты добывающих скважин до обработки должны составлять не менее 0,5 $м^3$/сут по жидкости, а обводненность продукции не более 30 %. Обработки также можно проводить и в нагнетательных скважинах с «нулевой» приемистостью при давлениях нагнетания допустимых для эксплуатационной колонны данной скважины. Немаловажным фактором в технологии КГРП является отсутствие таких негативных факторов, как образование устойчивой нефтекислотной эмульсии и сульфида железа, отрицательно влияющих на последующие процессы подготовки нефти.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЙ ЩЕЛЕВОЙ ПЕРФОРАЦИИ В СТАРОМ ФОНДЕ СКВАЖИН

Т.В.Трифонов

ООО «ТНГК-Развитие»

Значительные запасы нефти Татарстана приурочены к карбонатным и терригенным коллекторам нижнего карбона. Поэтому эксплуатационное бурение скважин ориентировано именно на эти коллекторы.

На месторождениях ООО «ТНГК-Развитие» карбонатные коллекторы турнейского яруса нижнего карбона представлены пористо-проницаемыми известняками и доломитами с трещинно-поровым типом пористости. За счет микротрещиноватости пористо-проницаемые прослои гидродинамически связаны между собой, образуя единый нефтяной резервуар. Суммарная нефтенасыщенная толщина изменяется от 3,8м до 16,0м. Коэффициент песчанистости составляет 0,33д.ед. Проницаемость равна 0,027мкм².

Терригенные коллектора бобриковского горизонта нижнего карбона представлены аргиллито-алевролитовыми породами, песчаниками, углисто-глинистыми сланцами. Имеются линзовидные тела, изолированные друг от друга. Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта колеблется от 1,8 м до 32,4 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,77 д.ед. Проницаемость равна 1,129 мкм². Пористость 0,254 д.ед.

Получение при вторичном вскрытии притока нефти с дебитом, соответствующим коллекторским свойствам этих продуктивных пластов, является важнейшей задачей.

На сегодняшний день широко применяемые традиционные перфораторы, кумулятивные и сверлящие ПС-112 не всегда обеспечивают совершенную гидродинамическую связь продуктивного пласта со скважиной. Кумулятивная перфорация сопровождается фугасностью, которая отрицательно влияет на целостность цементного камня за колонной, что способствует преждевременному обводнению продукции. Сверлящие перфораторы вскрывают пласт точечно, без ударного воздействия на эксплуатационную колонну, и обеспечивают отверстия большого диаметра с чистой кромкой. Малая глубина проникновения отверстия при уменьшении диаметра эксплуатационной колонны, приводящая к увеличению толщины цементного камня, ограничивает область эффективного применения перфораторов ПС-112.

Результаты проведенных ГМЩП на скважинах ООО «ТНГК-Развитие» в 2007 – 2010 г.г.

№ п/п	№ скв.	ГТМ	Тип коллектора	Дата пуска скв. после ГТМ	Дебит жидкости до ГТМ, т/сут	Дебит нефти до ГТМ, т/сут	Обвод. до ГТМ, %	Дебит жидкости после ГТМ, т/сут	Дебит нефти после ГТМ, т/сут	Обвод. после ГТМ, %	Прирост добычи нефти, т/сут.
1	**3**	ГМЩП	терригенный	15.08.07	0	0	0	2,4	0,8	65	0,8
2	**99**	ГМЩП. КОС.	карбонатный	07.08.07	3,5	0,4	90	8,5	4,6	45	4,2
3	**32**	ГМЩП. Пуск из консервации.	терригенный	14.11.07	0	0	0	1,9	1,4	24	1,4
4	**7**	РИР. ГМЩП	терригенный	17.11.07	21,8	0,9	96	12,8	4,5	65	3,6
5	**18г**	ГМЩП.	терригенный	22.12.07	3	1,8	36	8	5,0	36	3,2
6	**44**	Приобщение. ГМЩП	терригенный	03.09.08	2,5	2,2	11	4	3,6	10	1,4
7	**17**	ГМЩП. КОС.	карбонатный	29.03.08	0,5	0,4	7	1,0	0,9	10	0,5
8	**16**	ГМЩП. КОС	карбонатный	09.03.10	0,9	0,8	7	3,9	3,5	10	2,7

На гидродинамическую связь продуктивного пласта со скважиной влияет и среда, в которой происходит пер-форация. Использование различных глинистых или солевых растворов, создает значительно худшую гидродинамическую связь с пластом. Поэтому не размеры перфорационных каналов, а технология вторичного вскрытия пласта определяет качество сообщения пласта со скважиной.

В связи с этим важной задачей является внедрение в производство оборудования обеспечивающего перфорацию, максимально реализующую потенциальные возможности продуктивного пласта, без ударного воздействия на эксплуатационную колонну.

Одним из перспективных направлений при решении этой задачи является технология вторичного вскрытия пласта с применением гидромеханического щелевого перфоратора (ГМЩП) (рис.1). Перфорация ГМЩП может быть выполнена на нефти, с проведением химической обработки призабойной зоны пласта без подъема перфоратора. Это позволяет сократить затраты и время на спускоподъемные операции. Технология заключается в том, что перфоратор, спущенный на НКТ, в заданном интервале эксплуатационной колонны роликами раскатывает вертикальную щель шириной 10-12 мм, после чего разрушает цементное кольцо и с помощью гидромониторной насадки размывает горную породу, создавая каверну. При этом растет вероятность того, что в работу включается как поровая, так и трещинная составляющая пласта. Данный метод позволяет исключить ударное воздействие на эксплуатационную колонну (рис.2) и цементный камень вне интервала перфорации, позволяет селективно вскрывать продуктивные пропластки, не нарушая перемычек между ними.

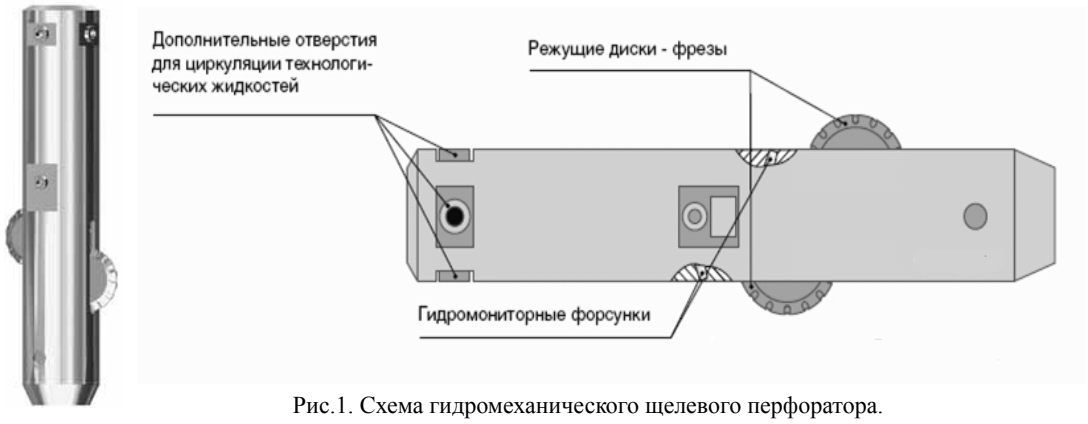
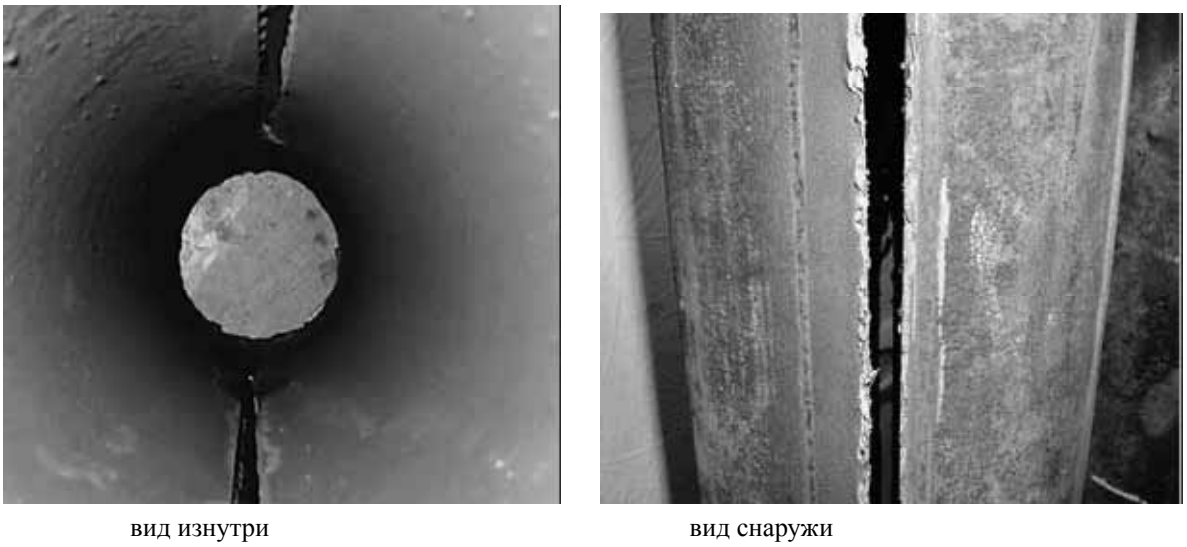


Рис.1. Схема гидромеханического щелевого перфоратора.



вид изнутри вид снаружи

Рис.2. Эксплуатационная колонна, разрезанная по технологии ГМЩП.

На рис.3 показан один из вариантов технологии вторичного вскрытия продуктивного пласта. На месторождениях ООО «ТНГК-Развитие» повторную перфорацию данным методом провели в интервале залегания продуктивных отложений турнейского яруса в скважине № 99 Сунчелеевского месторождения нефти. Изучение геологического разреза скважины проводилось путем отбора керна, испытанием в процессе бурения с помощью комплекса испытательных инструментов (КИИ-146) и интерпретацией комплекса геофизических исследований скважин (ГИС).

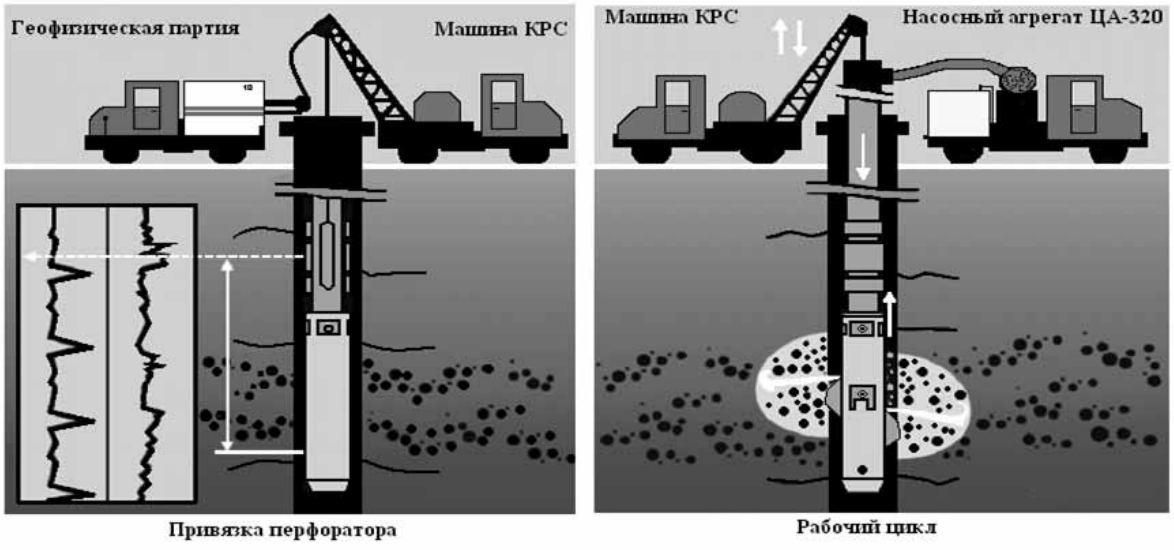


Рис.3. Вариант технологии с применением ГМЩП для вторичного вскрытия продуктивного пласта.

По результатам заключения ГИС (рис.4) карбонатные пласты турнейского яруса в интервале 1293,8-1327,4 м характеризуются как коллекторы нефтенасыщенные, в интервале 1330-1331,0 м как карбонаты с остаточным нефтенасыщением, а с глубины 1331,0 м как карбонаты водонасыщенные.

При освоении эксплуатационную колонну перфорировали в интервале 1293,8-1313 м 190 отверстиями ПК-105 и провели ОПЗ соляной кислотой. Результат свабирования составил 3,6 м³/сут. нефти с уровня 1190 м. В 2007 г. перед проведением ОПЗ дебит скважины составлял по жидкости – 3,5 м³/сут, по нефти – 0,4 т/сут, при Нд=980 м.

В 2007 г. на скважину №99 встала бригада КРС с целью ОПЗ (повторной перфорацией) интервала 1301-1311 м с помощью ГМЩП. Перфорация сопровождалась закачкой в призабойную зону пласта соляной кислоты с последующим свабированием через ГМЩП. Следует отметить, что реперфорация происходила на нефти. Результат свабирования составил 8,5 т/сут жидкости и 4,6 т/сут нефти с уровня 700 м. Прирост нефти по скважине от проведенной ГМЩП составил 4,2 т/сут и эффект продолжается и по сей день.

В терригенных коллекторах повторную перфорацию данным методом провели в интервале залегания продуктивных отложений бобриковского горизонта в скважине №7 Западно-Бурейкинского месторождения нефти, изучение геологического разреза которой проводилось путем интерпретации промыслово-геофизического материала.

При освоении эксплуатационную колонну перфорировали в интервале 1375,4-1379,6 м 50-ю отверстиями ПК-105. Результат свабирования составил 4 м³/с нефти с уровня 750 м (рис.5). Скважина была введена в эксплуатацию с дебитом жидкости 9 м³/с, с обводненностью продукции 10%. На 2007 год дебит жидкости составил 21,8 т/сут, а обводненность 96%.

В этом же году на скважину встала бригада КРС с целью проведения ГИС (РГД). По результатам заключения ГИС отмечалась заколонная циркуляция в интервале 1379–1390 м. Приемистость составила 247 м³/с при Р=90 атм. После чего провели изоляционную заливку с помощью технологии ВУС с закреплением цементом. Результат свабирования составил 4,8 м³ воды с пленкой нефти с глубины 870 м.

Далее произвели повторную перфорацию интервала 1375,4-1377,9 м с помощью ГМЩП. Перфорация проводилась на нефти с последующим свабированием через ГМЩП. Результат свабирования составил 9,8 м³ воды с нефтью с уровня 710 м. Скважина была пущена в эксплуатацию с дебитом жидкости 12,8 т/сут, с обводненностью 65%. Прирост нефти по скважине от проведенной ГМЩП составил 3,6 т/сут.

За 2007–2008 г. на месторождениях ООО «ТНГК-Развитие» выполнено 7 скважино-операций по повторной перфорации в старом фонде скважин с применением гидромеханической щелевой перфорации. Во всех случаях как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах нижнего карбона получена технологическая эффективность, представленная в таблице.

Выводы

В карбонатных коллекторах турнейского яруса нижнего карбона, которые характеризуются трещиноватостью, увеличение дебитов нефти по скважинам обусловлено тем, что технология ГМЩП многократно увеличивает вероятность совмещения вскрытых щелей с направлением естественной трещиноватости пластов. Кроме того, применение соляно-кислотной обработки при перфорации в карбонатных коллекторах также значительно влияет на дебит нефти.

В высокопроницаемых терригенных коллекторах увеличение дебитов нефти объясняется тем, что при перфорации формируется каверна большого диаметра (до 1 метра), превышающая по размерам зону кольматации.

Месторождение Сунчелеевское
Площадь Сунчелеевская
Скважина 99

Масштаб: 1/200

Альтитуда ротора	90.80 м		Уд.вес раствора	1.16	г/см3
Забой	1357 м		Вязкость	28	сек
Диаметр скважины	216 мм		Водоотдача	6 см3/30 мин	
Башмак кондуктора	387 м		Уд.сопротивление	0.6	омм
Диаметр кондуктора	245 мм		Удлинение 5.89	на глубине	1230 м

ГК, НГК		КВ	БК	ИК	КС, ПС
Тип прибора	ДРСТ-3	СКП	К-1	КАС	К-1
Скорость, м/час	400	2500	2500	2500	2500
Пост.времени	3				
1м кр/час	1170 имп/мин				
1усл.ед.	9420 имп/мин				
К =	0.15				

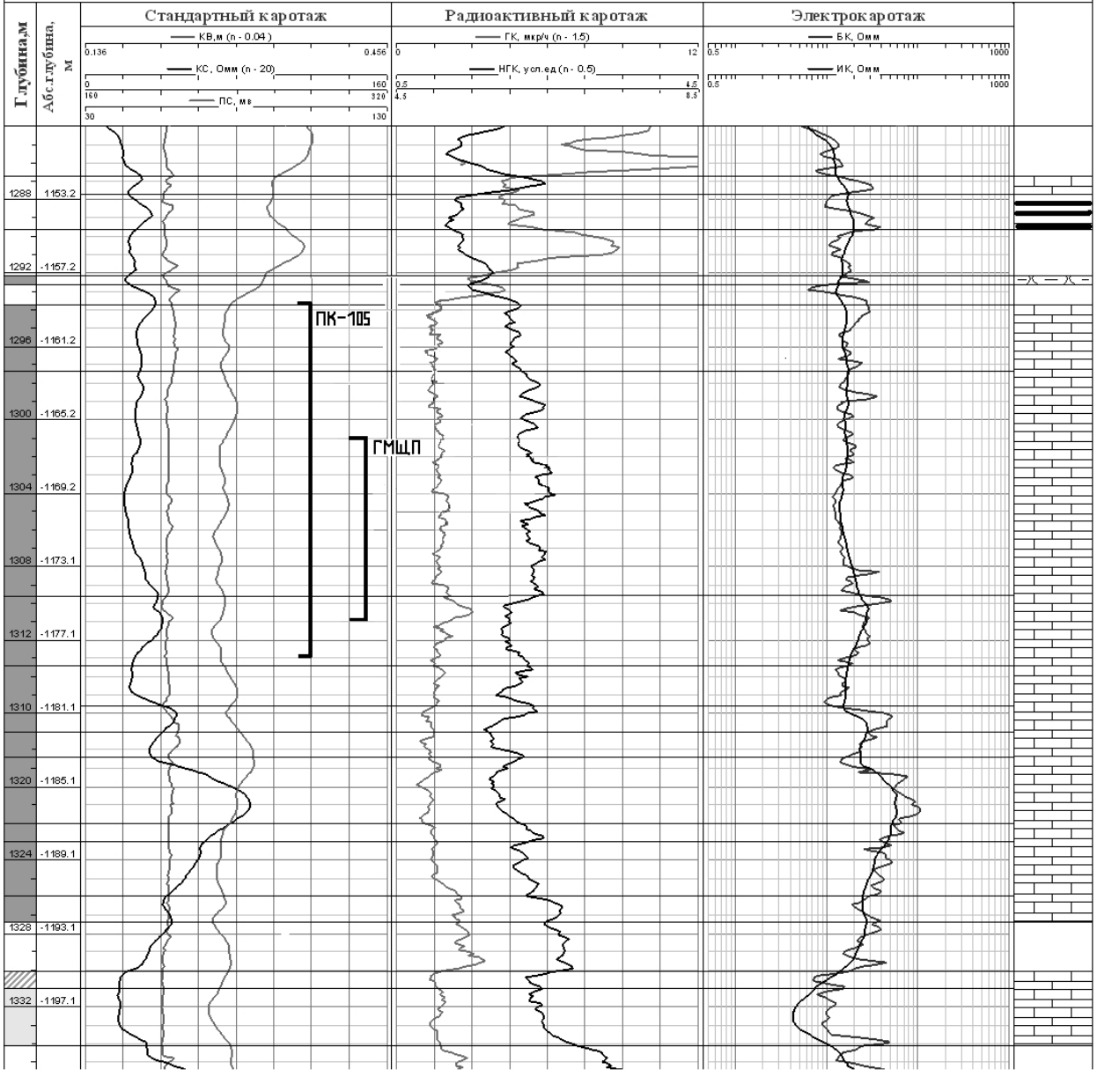


Рис.4. Выкопировка из материалов ГИС

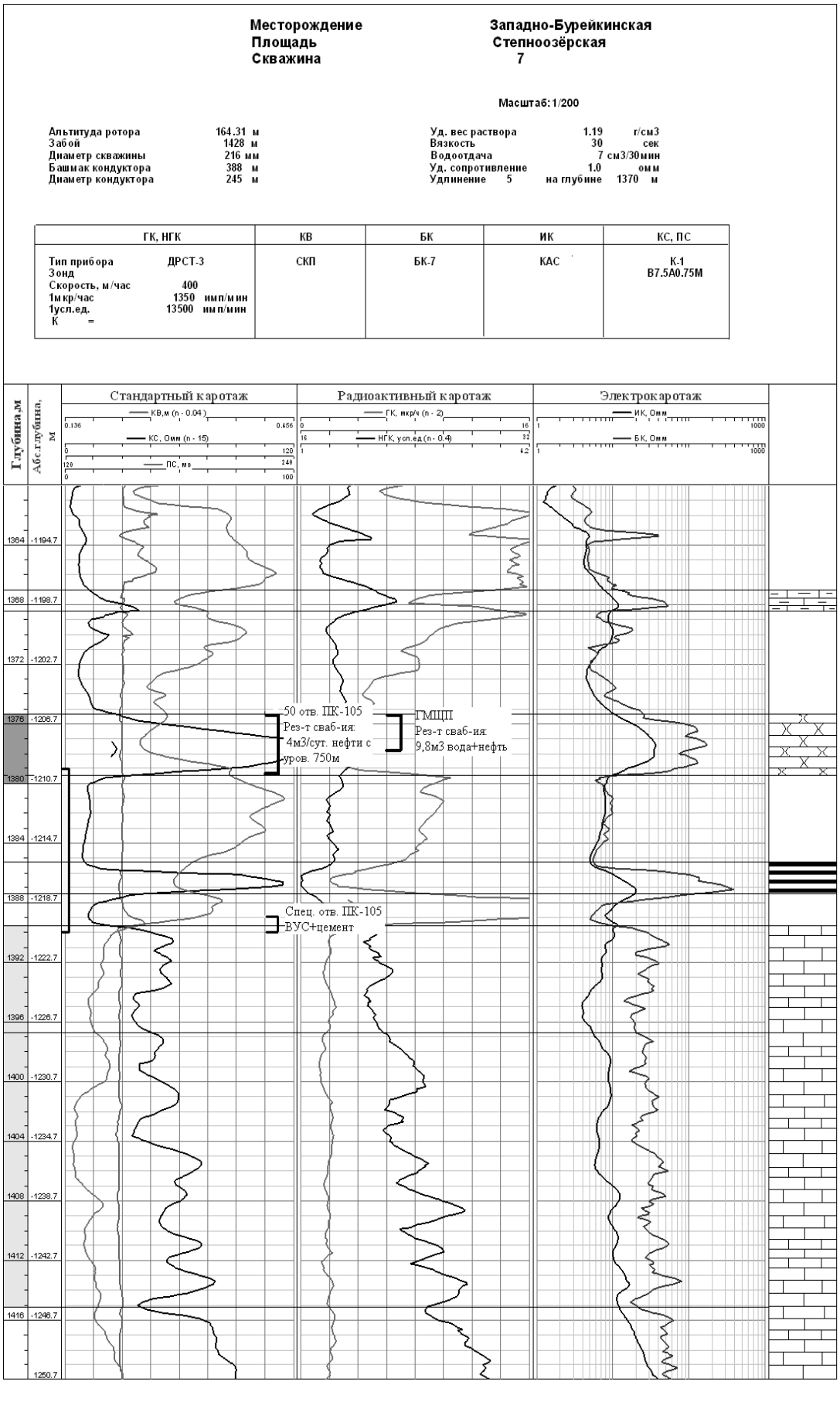


Рис.5. Выкопировка из материалов ГИС.

Положительным моментом следует считать возможность вскрытия терригенных пластов на нефти и других агентах.

Привлекает также и отсутствие фугасности данного метода. Она отрицательно влияет на перфорацию скважин после ремонтно-изоляционных работ (РИР), при приобщении, возвратах на другие горизонты, вскрытии скважин с близкорасположенными зонами ВНК.

Технология ГМЩП успешно зарекомендовала себя на месторождениях ООО «ТНГК-Развитие». По добывающим скважинам, где была применена данная технология, увеличилась нефтяная составляющая в общем балансе извлекаемой жидкости.

В настоящее время на рынке России имеется большой выбор сервисных компаний, оказывающих услуги по различным видам перфорации, в том числе и гидромеханической щелевой.

Литература

1. Технологическая схема разработки Сунчелеевского месторождения нефти.

2. Технологическая схема разработки Западно-Бурейкинского месторождения нефти.

3. *Ишкаев Р.К., Габдуллин Р.Г.* Новые способы вторичного вскрытия пластов и конструкций забоев скважин. Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 1998. – 212 с.

4. Технологический регламент на проведение двухсторонней гидромеханической щелевой перфорации. – Пермь, 2007.

ВЫДЕЛЕНИЕ ЛИНИЙ ПЕРЕГИБА (ГЛИНИЗАЦИИ) КЛИНОФОРМ С ЦЕЛЬЮ КАРТИРОВАНИЯ СТРУКТУРНО-ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ЛОВУШЕК В ОТЛОЖЕНИЯХ ТЕРРИГЕННОГО ДЕВОНА НА ПРИМЕРЕ ТУМУТУКСКОЙ ПЛОЩАДИ

Г.С. Умарова, С.А. Куликов

ТГРУ ОАО «Татнефть», НПЦ «Нейросейсм»

В настоящее время поиск неантиклинальных, структурно-литологических и комбинированных ловушек и залежей в Республике Татарстан является актуальным, так как фонд традиционных структурных объектов в значительной степени исчерпан. Решение этой задачи основано на идее клиноформенного строения отложений терригенного девона наиболее перспективных в Татарстане. Рассмотрение геологического строения данных отложений с этих позиций определяет принципиально новые подходы к картированию нетрадиционных залежей нефти.

Однако, если большинством исследователей признается сигмоидный, клиноформенный характер строения неокомского продуктивного комплекса в Западной Сибири, то возможность аналогичного подхода к отложениям терригенного девона Татарстана пока никем специально не рассматривалась. Дело в том, что толщина этих отложений невелика, а расположенная над ними толща высокоскоростных карбонатных пород затрудняет выделение (при средней глубине обработки сейсмических данных) отражений от несогласно залегающих границ, приуроченных к клиноформам. Размеры же литологических неоднородностей в последних соизмеримы с длиной сейсмической волны.

Нефтеносность Тумутукской площади связана в основном с девонским карбонатно-терригенным комплексом и пачкой терригенных пород нижнего карбона. Отложения терригенного девона (ниже электрорепера «аяксы») формировались в прибрежно-морских условиях и незначительные колебания уровня бассейна существенно сказывались на условиях осадконакопления. В этих условиях и формировались клиноформы. Зоны перегиба клиноформ представляют собой области выклинивания или глинизации песчаников в ундаформенной части клиноформ и являются литологическим экраном и отображаются на временных сейсмических разрезах прекращением прослеживания фаз или наклоном смежных фаз. При удачном сочетании структурных планов здесь возможно образование структурно-литологических залежей нефти. Таким образом, выше линии перегиба клиноформ расположены песчаные нефтеперспективные образования (скв. 27, 29), а область ниже линии глинизации и на линии перегиба клиноформ не перспективна (скв. 49, 42). Доказательством существования клиноформ в терригенных отложениях девона служит, во-первых, современные представления о формировании осадков (закон Головкинского-Вольтера), во-вторых, на наиболее тщательно обработанных временных сейсмических разрезах можно увидеть в этой части подошвенные несогласия в виде косого налегания, и, в-третьих, выклинивание отдельных элементарных циклитов от скважины к скважине [1]. Понятие «клиноформа» неразрывно связано с понятием «циклит». На рис. 1 представлена схема корреляции элементарных циклитов в отложениях девона по материалам каротажа в скв. 127, 40055, 40056 на Чалпинской площади, которая расположена в непосредственной близости от площади исследований.

Выделение циклитов базируется на следующих правилах [2]:

1. Направленности изменения существенных вещественно-структурных свойств слоев в вертикальном разрезе;
2. Непрерывности изменения этих свойств;
3. Характере границ между слоями.

Пользуясь описанными выше правилами, любой геологический разрез можно расчленить на элементарные циклиты («кирпичики»), которые могут группироваться в слоевые системы более высокого ранга [3]. Все циклиты по направленности можно объединить в две группы с однонаправленным и разнонаправленным изменением направленного свойства.

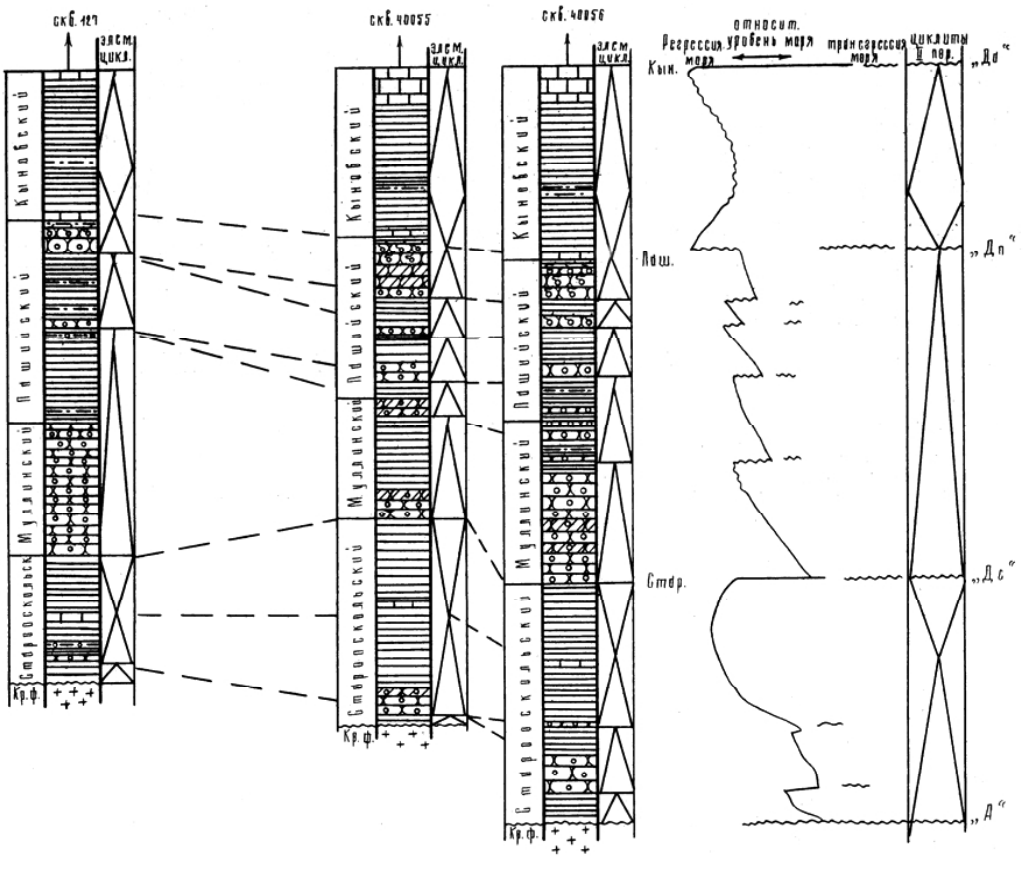
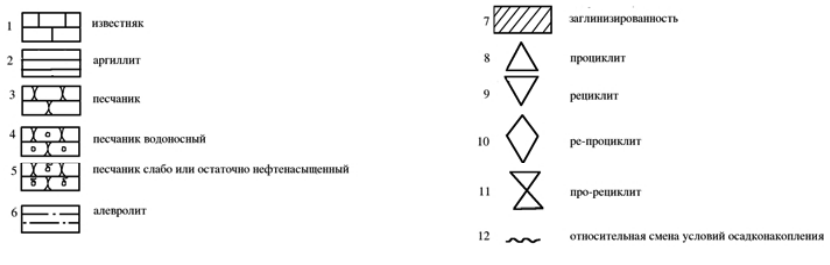


Рис. 1. Схема корреляции элементарных циклитов девонских отложений Чалпинской площади.

Условные обозначения:



В каждой из групп можно выделить по два типа группировок. Прогиклиты, у которых грубость зерна уменьшается вверх по разрезу от слоя к слою, и рециклиты, у которых грубость зерна уменьшается вниз по разрезу. Таким образом, при наступлении моря на сушу сначала формируются мелководные осадки (крупнозернистые гравий, песок). При дальнейшей трансгрессии в этом месте начинают откладываться глубоководные осадки (глины, известняки), в результате чего формируется прогрессивная часть циклита – прогиклит. При отступлении моря происходит все наоборот. Сначала формировались глубоководные осадки, затем море отступало и становилось более мелким, где начинали откладываться песок и гравий, в этом случае формировалась регрессивная часть циклита–рециклит (рис. 2).

По данным исследований, трансгрессия моря в период формирования отложений терригенного девона происходила с востока на запад. В этом случае линии перегиба (глинизации) клиноформ распространяются преимущественно с севера на юг. Однако следует учитывать влияние палеорусел древних рек, заливов и т.п. В этих случаях линии перегиба клиноформ могут быть извилисты [1,4]. Основная сложность в реализации данного подхода заключается в точном выделении линий перегиба (глинизации) клиноформ на сейсмических разрезах и идентификации их к одноименным клиноформам. Для этого необходимо не только высокое качество обработки данных сейсморазведки, но и привлечение методов ритмостратиграфии, основанных на анализе данных ГИС и др.

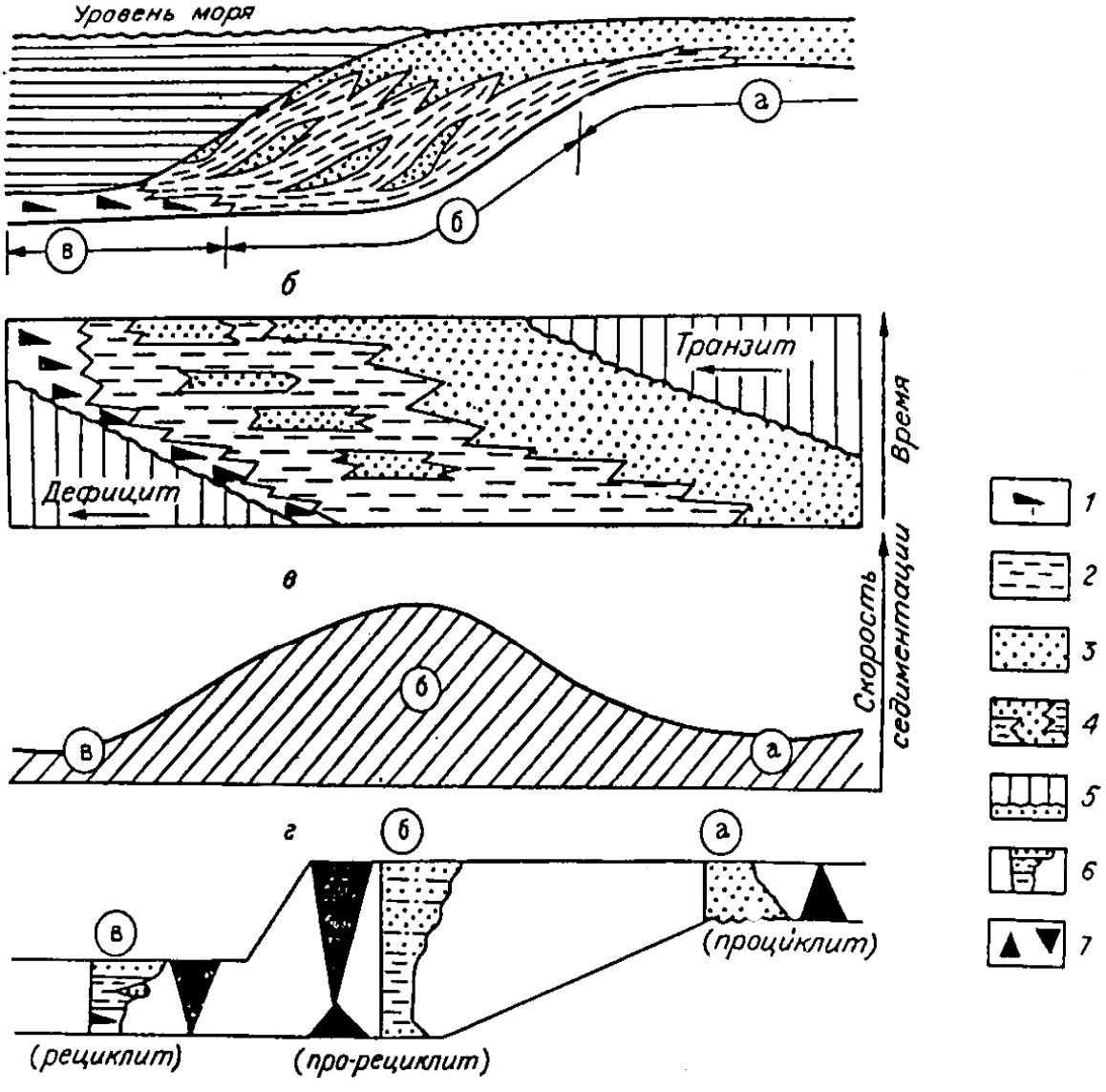


рис. 2. Схема строения циклита, формирующегося в относительно глубоководном бассейне
в условиях трансгрессивно-регрессивного режима седиментации.

а - палеогеологический разрез; б - хронопрофиль; в - кривая скоростей седиментации; г - сх конвергенции структуры циклитов.
1 - битуминозные глины; 2 - глины; 3 - песчаники; 4 - фациальные замещения; 5 - перерывы; 6 - литологическая колонка; 7 - символы циклитов
а - в (в кружках) - типы разрезов: а - транзиентный, б - перфектный. в - дефициентный.

Задачей данной работы является автоматизированное выделение зон перегиба (глинизации) посредством пакета Promax. Для этого использовался атрибут «Event dip within horizons» (Наклон волны в пределах горизонтов), который вычитает доминирующий наклон от трассы к трассе в пределах сейсмической последовательности из наклона горизонтов, ограничивающих последовательность. Это устраняет любые наклоны волн, возникшие при сдвигах отложений в более позднее время по отношению к времени данных отложений.

Исходным материалом для выделения зон перегиба послужили временные мигрированные сейсмические разрезы, по которым были отслежены отражающие горизонты Д, приуроченный к кровле старооскольского горизонта и горизонт А, приуроченный к кровле кристаллического фундамента.

Для расчета использовался модуль «Sequence Attribute Analysis», где был выбран интересующий нас атрибут «Event dip within horizons» («Наклон волны в пределах горизонтов»), и в качестве основы для анализа временных окон принят параметр «Time above and below», который определяет окно заданными временами выше и ниже горизонта. Интервал между трассами задали равным 50, то есть интервалу CDP. Получив нужный атрибут (рис. 3) по всем сейсмическим профилям, данные были экспортированы в пакет GMT (комплекс программ Generik Mapping

Tools), где была построена карта (рис. 4), с нанесенными точками максимумов по всем профилям, а также на карту вынесены предполагаемые зоны перегибов клиноформ, выделенные предыдущими работами.

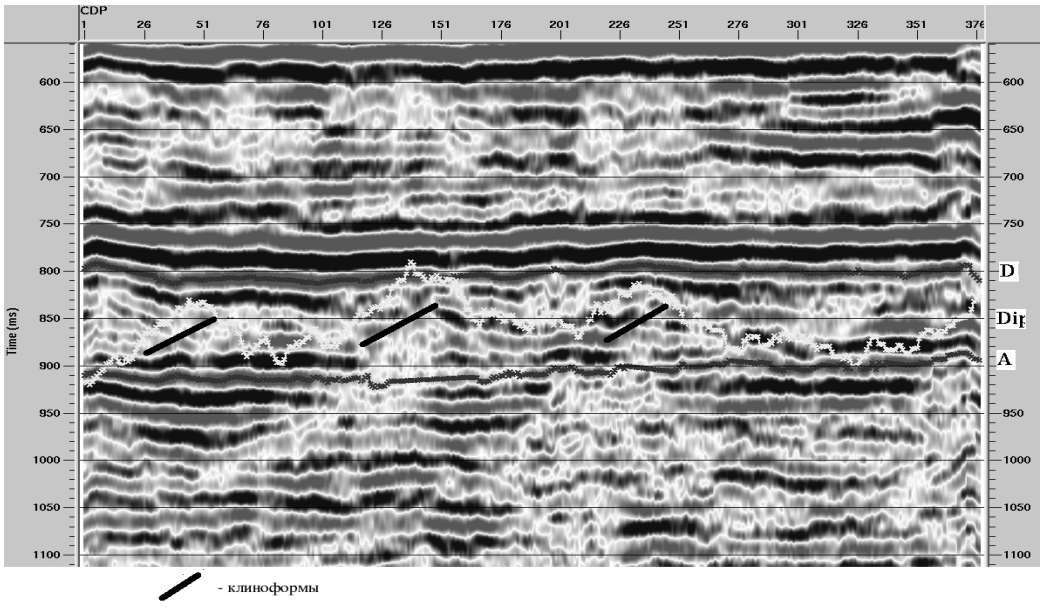


Рис. 3. Фрагмент сейсмического разреза после миграции (Sum_Mig) по пр. 208211 с нанесенным атрибутом «Event dip within horizons».

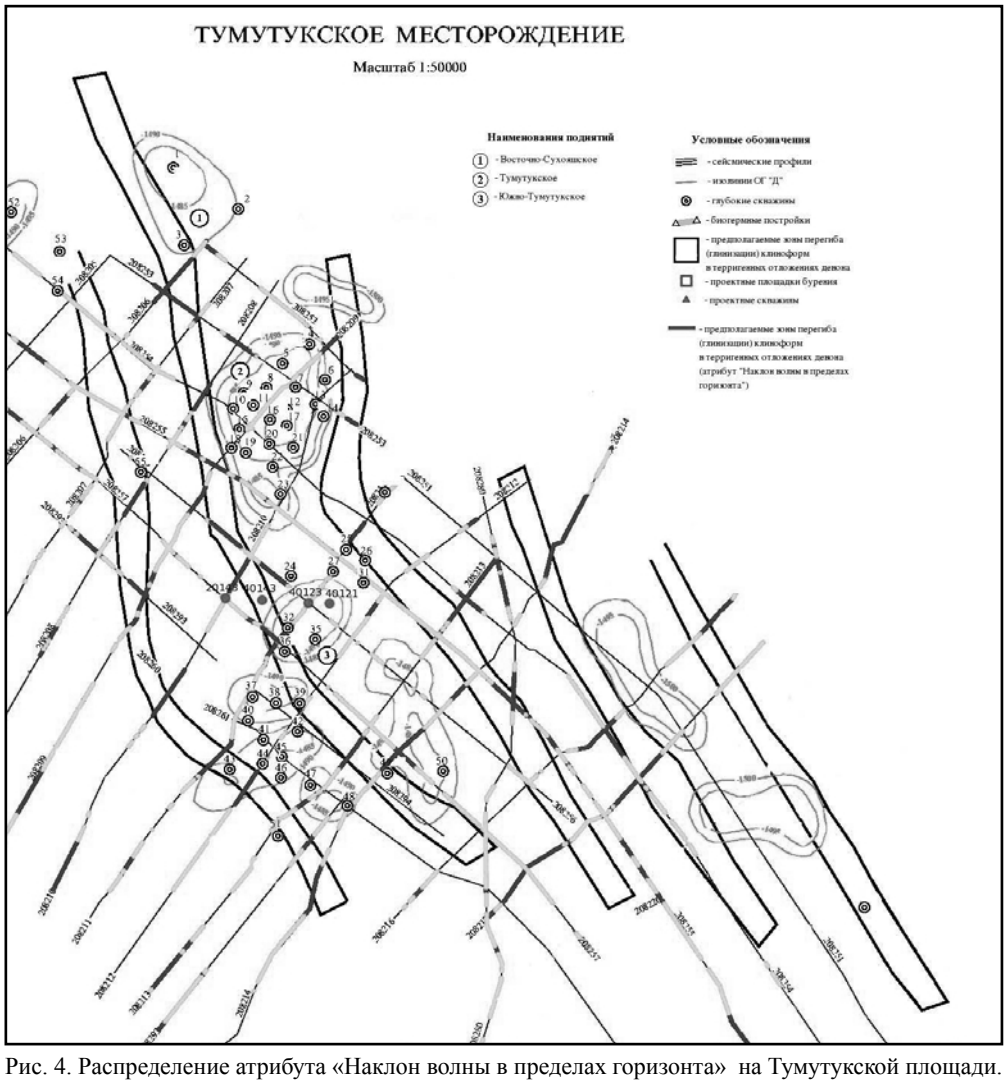


Рис. 4. Распределение атрибута «Наклон волны в пределах горизонта» на Тумутукской площади.

В результате проделанной работы были уточнены области перегиба клиноформ. Подтверждено, что при удачном сочетании структурных планов выше линии глинизации возможно образование структурно-литологических залежей нефти, а также, что скважины, попадающие в зону глинизации и ниже, неперспективны, это доказали и ранее пробуренные на площади скважины, не давшие притока нефти.

Таким образом, клиноформенное строение отложений терригенного девона является благоприятным фактором для формирования структурно-литологических ловушек. Прослеживание циклитов в зоне глинизации и выклинивания коллектора позволит прогнозировать участки наиболее вероятного распространения изолированных песчаных линз (баров, береговых валов и т.д.) - ловушек литологических залежей нефти.

Признание клиноформенного характера строения отложений терригенного девона позволит по-новому подойти к поисково-разведочным работам в Татарстане, повысить прирост запасов нефти за счет картирования структурно-литологических ловушек и избежать ошибок при заложении разведочных скважин.

В январе 2010 г. пробурена скв. 40143, попавшая на выделенную предыдущими работами линию глинизации, в результате чего оказалась «пустой». А скважины 20143, 40123 и 40121, находящиеся выше линии перегиба клиноформы и в ундаформенной ее части, дали приток нефти. Этим самым подтверждается необходимость в выделении линий глинизации, дабы избежать бурения неперспективных скважин.

Литература

1. *Куликов С.А*. Комплексная обработка и интерпретация материалов сейсморазведки и глубокого бурения с целью выделения нефтепоисковых объектов по объединению «Татнефть» на 1995-1996 гг. – Казань, Отчет, фонды ТГРУ, 1995, 97 с.

2. *Кунин Н.Я., Кучерук Е.В*. Сейсмостратиграфия в решении проблем поиска и разведки месторождений нефти и газа. – М., ВИНИТИ АН СССР, 1984. – Вып. №13.

3. *Муслимов Р.Х., Куликов С.А., Кринари Г.А*. Сейсмостратиграфический анализ терригенных отложений девона в Татарстане в связи с поиском и разведкой сложнопостроенных залежей нефти. – М.: «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений», 1996, Вып. 7. – 12-17 с.

4. *Куликов С.А*. Комплексная обработка и интерпретация материалов сейсморазведки и глубокого бурения с целью выделения нефтепоисковых объектов на территории Татарстана на 1995–1996 гг. – Казань, Отчет, фонды ТГРУ, 1996, 80 с.

ВОСПРОИЗВОДСТВО МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В СТАРЫХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНАХ

Б.В.Успенский *(КФУ)*, **М.Я Боровский** *(ЗАО НПО «Репер»)*, **С.И.Петров** *(КФУ)*

Расширенное воспроизводство сырьевой базы тяжелых нефтей и природных битумов Республики Татарстан базируется на следующих основных положениях:

1.Выбор первоочередных направлений посково-разведочных работ.

2.Применение новейших методов и технологий, обусловливающих подготовку перспективных земель и объектов на этапах поисков, разведки и разработки с минимальными затратами средств и времени.

3.Оптимизация отдельных стадий геологоразведочного процесса.

1. Наращивание ресурсной базы углеводородного сырья за счет верхней части геологического разреза осадочного чехла – фундаментальное положение для старых нефтедобывающих регионов. В Республике Татарстан это направление связано с изучением и обобщением общегеологических материалов, характеризующих особенности локализации и закономерности размещения месторождений природных битумов и тяжелых нефтей. Важнейшим аспектом служат целенаправленные геологоразведочные работы по воспроизводству сырьевой базы природных битумов и выявления территорий, перспективных на установление новых месторождений.

• Резервом наращивания ресурсов (запасов) битумов верхнепермского терригенно-карбонатного битуминозного комплекса являются территории Северо-Татарского свода, южной оконечности Казанско-Кировского прогиба, западного борта Мелекесской впадины, восточного борта Токмовского свода; нижнепермского карбонатного – склоны Южно-Татарского свода, восточный борт Мелекесской впадины.

Анализ имеющегося геолого-геофизического материала свидетельствует о значительных перспективах нефтебитуминозности указанных территорий и предполагает соответствующую последовательность поисково-разведочных работ:

Потенциальный резерв добычи нефти и природных битумов – в первую очередь, нижнепермские карбонатные отложения юго-восточной части Татарстана, ввиду их региональной нефтегазобитумонасыщенности. Наличие нефтепроявлений в нижнепермских отложениях освоенных месторождений глубоких горизонтов существенно повышает интерес к этой части разреза. Проведенная в последние годы разведка наиболее перспективных участков на крайнем юго-востоке Татарстана и сопредельных землях Башкортостана позволяет вновь поднять вопрос о

значимости залежей нефти в карбонатных коллекторах нижней перми, как возможного объекта эксплуатации. На юго-восточном склоне Южно-Татарского свода из сакмаро-артинских карбонатов получены промышленные притоки нефти относительно невысокой вязкости (Николашкинский участок Урустамакского нефтяного месторождения). Глубина залегания нефтенасыщенных пород сравнительно небольшая и изменяется от 250 до 500 м.

На ряде участков западного склона Южно-Татарского свода и восточного борта Мелекесской впадины карбонатные породы нижнепермского отдела содержат жидкие нефти, вязкость которых близка к таковой в разрабатываемых пластах среднего и нижнего карбона [И.М.Акишев, 1987]. На указанной территории уже выявлены десятки мелких и средних месторождений нефти, преимущественно с нефтеносностью в каменноугольных отложениях. Многие малые нефтяные компании, наряду с ОАО «Татнефть» осуществляют доразведку и разработку нефтеперспектвных объектов. Продолжает создаваться мощная нефтегазодобывающая инфраструктура. Земли восточного борта Мелекесской впадины, западного склона Южно-Татарского свода также можно отнести к первоочередным направлениям поисково-разведочных работ на высоковязкие нефти и природные битумы.

Прогнозирование нефтебитуминозности нижнепермского комплекса базируется на геологических предпосылках. Плановое соответствие (полное или частичное) с залежами карбона и девона и близость физико-химических свойств пермских и каменноугольных нефтей – определяющее в выборе первоочередных объектов освоения (нижнепермские карбонатные толщи Южно-Татарского свода), так как позволяет осуществить проведение части мероприятий по разведке залежей нижнепермской нефти за счет эксплуатационного бурения на нижележащие горизонты. Первая стадия – систематизации всех имеющихся геолого-геофизических материалов, вторая – определение первоочередных объектов и постановка детальных геолого-геофизических работ.

Малые глубины залегания продуктивных пластов, развитая инфраструктура нефтедобычи из нижезалегающих отложений девона и карбона значительно снижают стоимость геологоразведочных работ.

• Следующее направление поисково-разведочных работ на природные битумы – земли Северо-Татарского свода. Обнаружение битумосодержащих пород в Заволжье Татарстана резко сократило бы дефицит и транспортные перевозки дорожно-строительных материалов, в том числе и при обеспечении последними такого крупного промышленного центра, как г. Казань. Реальным были бы и гидрогеологические предпосылки выявления месторождений сероводородных вод.

Наиболее благоприятные площади для поиска полезных ископаемых – зоны развития “раздувов” песчаников шешминского горизонта. Большинство обнаруженных битумопроявлений расположено на юге исследуемой территории в зоне, примыкающей к полям битумопроявлений бассейна р. Шешмы. Предполагается (И.М.Акишев, 1983; Р.Х.Муслимов и др., 2000), зона развития залежей природных битумов, в первую очередь в уфимских отложениях, также перспективна, как и в Закамской части Татарстана. Необходимо уделить внимание природным резервуарам казанского и нижнепермского возраста. Особый интерес вызывает средняя (терригенная) часть казанского яруса. С наиболее опесчаненным разрезом катергинской свиты связаны скопления битумов центральной части Закамья Республики Татарстан.

Прогнозная оценка на природные битумы площадей Северо-Татарского свода предполагает обобщение и анализ всех имеющихся здесь геолого-геофизических материалов. При выделении по данным структурного бурения зон максимальных мощностей пород-коллекторов уфимского и казанского ярусов для выбора первоочередных объектов под детальные работы планируется эти зоны рассечь рядом региональных геофизических профилей.

Выявление залежей природных битумов в терригенных отложениях верхней перми представляется особенно важным, так как в Татарстане имеется опыт разработки скоплений углеводородов, приуроченных к песчаным коллекторам.

• Перспективна территория сочленения Мелекесской впадины, южной оконечности Казанско-Кировского прогиба и восточного склона Токмовского свода. Ввиду неглубокого залегания продуктивных пластов (выходят на поверхность в бассейне р. Улема) существенно комплексное использование битуминозных и вскрышных пород в качестве сырья для дорожного строительства и других строительных материалов. Дефицит республики по строительным материалам составляет до 300-400 млн. штук красного кирпича; извести и гипса 400 тыс. т; щебня только для асфальтобетона 423,4 тыс. $м^3$; цемента до 2 млн. т и до 100 тыс. т битума в год (Б.В. Успенский, Р.Г. Газизуллин, 1994). Татарстан располагает минерально-сырьевыми ресурсами для полного покрытия нужд в дорожно-строительных материалах. Практический интерес представляет Сюкеевское скопление битуминозных доломитов. Запасы месторождения позволяют организовать горно-перерабатывающий комплекс по выпуску красного кирпича, черепицы, керамических плиток, цемента, гипса и гипсоматериалов, битуминозных доломитов для дорожного строительства при битумонасыщенности 1 – 4 мас.%, для изготовления железорудных окатышей, а также для получения синтетической нефти при битумонасыщенности более 6 мас.%. Геологические запасы битуминозных пород более 750 млн. $м^3$, природных битумов около 40 млн. т.

При разработке месторождений битумосодержащих пород открытым способом достигается полное использование не только битуминозных доломитов, но и вскрышных пород, применяющихся для производства разнообразных строительных материалов, что позволяет значительно снизить себестоимость выпускаемой продукции. **При комплексном освоении стоимость извлеченного битума (синтетической нефти) из битуминозных пород конкурентоспособна стоимости традиционных нефтей.**

II. *Технология геофизических исследований* обеспечивает возможность снижения объемов капиталоемких видов затрат (параметрическое, структурное, специальное бурение) на различных этапах и стадиях геологоразведочных работ на нетрадиционные источники углеводородного сырья.

Опыт экспериментальных геофизических наблюдений на эталонных объектах показывает (М.Я. Боровский, 2001) наличие аномальных геофизических эффектов над залежами сверхвязких нефтей (природных битумов). Это свидетельствует о возможности картирования скоплений интересующих полезных ископаемых. Наиболее четко отображение особенностей строения месторождений сверхвязких нефтей находит в аномальных полях вызванной поляризации (ВП) и зондирования становлением поля в ближней зоне (ЗСБ).

Революционные изменения в электронной базе и приборной технике, совершенствование и появление новых способов интерпретации обусловливают актуальность широкого внедрения в геологоразведочный процесс наукоемких наиболее информативных геофизических технологий. К числу последних относится разработанная в последние годы высокоразрешающая электроразведка, которая включает применение набора методов:

- зондирование становлением электромагнитного поля в ближней зоне с использованием вторичного сейсмоэлектрического эффекта ЗСБ-ВСЭБ (изучение структурного плана целевого горизонта, выделение неоднородностей геологического разреза);
- метод вызванной поляризации ВП (надежное определение контура нефтебитумоносности в плане);
- зондирование становлением поля в ближней зоне, с использованием эффекта индукционно-вызванной поляризации ЗСБ-ИВП (выделение залежей углеводородов с привязкой по глубине.

Прогнозирование нефтебитуминозности верхней части геологического разреза платформенных территорий на базе специализированных геофизических и геохимических методов осуществляется на региональном, поисковом и разведочном этапах геологоразведочного процесса.

Согласно целевой ориентации на региональном этапе производится выявление возможных зон битумонакопления путем заложения ряда региональных геофизических профилей. Технологический комплекс обусловливает постановку электроразведочных работ с шагом измерений по профилю 500м.

Поисковый этап геофизических исследований предполагает картирование и подготовку потенциально продуктивных локальных структур (ловушек) к поисковому бурению. Это полное опоискование земель с детальностью обеспечивающей выявление всех экономически рентабельных объектов и исключающей неоднократный возврат на одни и те же площади. При поисковом прогнозировании полевые геофизические работы проводятся комплексом методов высокоразрешаюшей электроразведки в площадном варианте: шаг измерений по профилю 100 м, расстояние между профилями 100–150–200 м.

На разведочном этапе геофизические методы применяются при составлении проектов и технологических схем промышленной разработки битумных месторождений. Целесообразен комплекс полевой геофизики, включающий высокоточную гравиразведку и электроразведку методом сопротивлений. Такой набор геофизических методов позволяет выделять зоны развития неогеновых долин, сопряженных с тектонически ослабленными зонами, и участки обводнения залежей. Для выделения тектонически ослабленных в пределах битумных месторождений необходимо проведение целенаправленных гравиметрических съемок с соотношением расстояний между точками измерений к профилям 1:2-3 (50х100–150 м).

III. На поисковом и разведочном этапах освоения месторождений высоковязких нефтей и природных битумов сохраняется потребность оптимального (минимального количества) размещения скважин при сохранении поставленных задач: на поисковом этапе не пропустить месторождения небольших размеров, на этапе доразведки получить необходимый объем информации для подготовки месторождения к эксплуатации при минимальных объемах бурения и исследования кернового материала.

В настоящее время только петрофизических определений (ФЕС, битумонасыщенность, плотность породы) по пробуренным на природные битумы скважины достигает 350000 анализов. Выполненные (Успенский, 1985) предварительные расчеты показывают, что по некоторым интервалам стратиграфического разреза количество определений можно сократить кратно, при этом осредненные данные, необходимые для подсчета запасов или построения геологических моделей, практически не изменяются.

Разработка рекомендаций и научных обоснований повышения рентабельности освоения месторождений природных битумов.

Анализ мирового (в том числе и Татарстана) опыта поиска, разведки, разработки и переработки высоковязких нефтей и природных битумов позволил выработать (Грайфер, Якимов, Максутов, Успенский, 2003) несколько принципиально новых предложений, направленных на кратное снижение затрат и существенное увеличение эффективности технологического процесса освоения данных углеводородных скоплений.

Выделяется ряд основных причин, вызывающих существенные дополнительные затраты на разбуривание, разработку, добычу и переработку природных битумов.

Первая связана с аномально высокой вязкостью природных битумов, превосходящей вязкость девонских нефтей Татарстана в несколько тысяч раз, что существенно увеличивает затраты на следующие технологические операции:

1. Процессы вытеснения углеводородов из пласта и приток битума к забою скважин, с чем связаны весьма малые дебиты битумных скважин.

2. Подъем добываемой жидкости от забоя до устья, сбор, транспорт от устьев скважин до сборного пункта подготовки.

Особенно заметно увеличиваются эти затраты в осенне-зимнее холодное время года.

3. Первичная подготовка битумной и высоковязкой нефти, включающая сепарацию, деэмульсацию и обессоливание, что требует многократного увеличения расхода реагентов и энергии для нагрева с целью снижения вязкости.

4. Транспортировка нефти от пункта подготовки до пункта переработки особенно затруднен в осенне-зимнее время года и связана с необходимостью снижения вязкости путем попутного подогрева или с другими дополнительными дорогостоящими мероприятиями.

Вторая связана с удорожанием процесса переработки битумов по существующей общепринятой современной технологии глубокой переработки нефтяного сырья в основном на моторное и реактивное топливо, что в настоящее время является основным ликвидным товаром. Битумные нефти содержат до 60% и более смол и асфальтенов имеют такие «вредные» примеси, как органические соединения кислорода, серы и металлов, что делает весьма дорогой и проблематичной глубокую переработку битумов на моторное и реактивное топливо. Этим объясняется низкая сортность и высокая цена тяжелых нефтей и битумов на отечественном и мировом рынках.

Третья является результатом увеличения затрат на выработку (покупку) электрической и особенно тепловой энергии. Затраты на тепловую энергию весьма существенны, поскольку наиболее рациональным способом разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов являются тепловые методы, и снижение затрат на выработку тепловой и электрической энергии даст заметное увеличение эффективности освоения этих месторождений.

Четвертая исходит от недоиспользования для удешевления системы разработки месторождений специфических геологических факторов: малая глубина залегания и относительно низкие ожидаемые дебиты скважин. Во всех опытных работах использовались общепринятые методики разбуривания месторождений: вертикальные скважины с частой сеткой. Имеются одиночные опытные работы с горизонтальными скважинами, проведенными в Татарстане и Республике Коми.

Пятая причина определяется отсутствием социально-экономической связи между освоением ресурсов тяжелых нефтей и битумов и политической экономией развития регионов.

Отсутствуют стимулы для освоения этих трудноизвлекаемых запасов, хотя при этом могут быть решены важные государственные социально-экономические задачи, такие как:

– развитие дорожного строительства и качества покрытия дорог;

– увеличение доли продукции добычи нефти, используемой для развития экономики нефтедобывающих и прилегающих к ним регионов;

– стимулирование развития отечественной нефтехимии тяжелых углеводородов.

Шестая обусловлена способами подъема жидкости из скважин. Добыча тяжелых нефтей и битумов традиционно осуществляется штанговыми насосами, имеющими в этих условиях малый коэффициент наполнения, малый дебит и малый межремонтный период, что вызывает частые осложнения в эксплуатации и соответственно высокие затраты. Применение насосов гидроприводного типа (гидропоршневых, струйных) с использованием в качестве силовой жидкости маловязкой части продукции позволяет решить проблемы не только подъема жидкости из скважин, но и проблемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды, эксплуатацию скважин в наклонных и горизонтальных скважинах, существенное снижение подземных ремонтов.

Предлагаемая приоритетная инновационная программа ставит своей целью создание принципиально новой технологии, позволяющей существенно увеличить экономическую эффективность освоения природных битумов, с тем, чтобы довести народнохозяйственную эффективность добычи, переработки, до значений, не уступающих освоению вязких нефтей нижних горизонтов.

Ожидаемые результаты

Наращена ресурсная база горючих полезных ископаемых

Определены первоочередные направления ГРР на природные битумы и тяжелые нефти.

Подготовлены выявленные ранее нефтескоплениия к детальной разведке и разработке.

В условиях рыночной экономики на базе применения новейших геофизических технологий создана основа для повышения рентабельности добычи полезных ископаемых путем снижения объемов выполнения капиталоемких видов геологоразведочных работ.

Разработаны рекомендации по оптимальному размещению поисково-разведочных скважин на месторождении и минимальным объемам исследования керна.

Созданы принципиально новые технологии, позволяющие существенно увеличить экономическую эффективность освоения природных битумов.

ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ДИСКРЕТНОГО И НЕПРЕРЫВНОГО «ЕСТЕСТВЕННОГО» ВЕЙВЛЕТ-ПРЕОБРАЗОВАНИЯ В ЗАДАЧАХ ГРАВИМЕТРИИ

Э.В.Утемов, Д.И.Хасанов, В.Е.Косарев
Казанский федеральный университет

Введение

Формальными решениями обратной задачи гравиразведки (ОЗГ) назовем решения, получаемые в результате действия какого-либо линейного оператора на наблюденное поле:

$$\begin{cases} \vec{\rho} = A\left[\Delta\vec{g}\right] \\ \Delta\vec{g} = \Phi\left[\vec{\rho}\right] \end{cases} \qquad (1)$$

где ρ – вектор избыточной плотности, $\Delta\vec{g}$ – вектор наблюдённого поля, A – линейный оператор, Φ – оператор прямой задачи.

Процедура построения формальных решений может играть лишь вспомогательную, промежуточную роль, поскольку получаемые при этом плотностные распределения непригодны для геологической интерпретации. Это связано с ограничениями в используемом математическом аппарате, в частности, с отсутствием какого-либо механизма учета физико-геологических априорных сведений. Тем не менее, результаты построения формальных решений весьма могут быть полезны. Их можно использовать для пересчета аномального поля на заданную поверхность, расчета высших производных, учета аномального градиента и решения других задач. Для нас формальные решения представляют интерес, в первую очередь, с точки зрения возможности использования при построении новых вычислительных схем поиска содержательных решений ОЗГ.

При соблюдении определенных требований формальные решения (1) с точностью до нормирующего множителя являются прямым непрерывным вейвлет-преобразованием, поэтому такие решения могут оказаться весьма информативной с точки зрения анализа формой представления гравиметрических данных. Отметим еще и тот факт, что благодаря родственности вейвлет-анализа и формальных решений ОЗГ для последних открывается доступ ко всей библиотеке глубоко проработанного математического аппарата теории вейвлетов.

Существует в некотором смысле оптимальное по своим качествам подмножество вейвлет-функций, обеспечивающее формальные решения ОЗГ. Эти вейвлеты, в силу их исключительных качеств, мы выделили из всего множества вейвлет-функций и назвали *«естественными»* [6].

Формальные «естественные» вейвлет-решения ОЗГ

Простейшим известным классом единственности, позволяющим получать формальные решения ОЗГ, является класс гармонических функций. Как известно, эти функции удовлетворяют уравнению Лапласа:

$$\nabla^2 f = 0\,. \qquad (2)$$

Свойства гармонических функций крайне неудачны с точки зрения интерпретации: у этих решений не может быть экстремальных значений внутри изучаемой области. Тем не менее такие решения легко найти и они играют роль своего рода «стандарта», «эталона» в вопросах, связанных с построением классов единственности. На рис.1 представлен пример гармонического решения ОЗГ для поля двумерной точечной массы, залегающей на глубине 5 км.

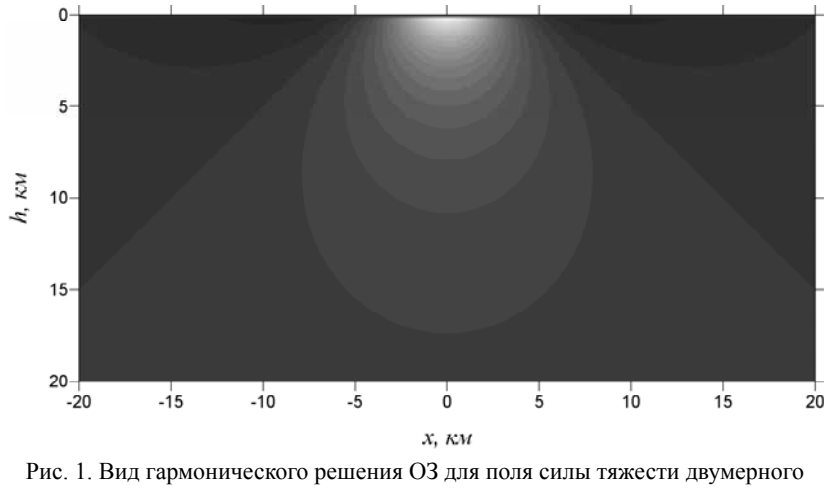


Рис. 1. Вид гармонического решения ОЗ для поля силы тяжести двумерного точечного источника, залегающего на глубине 5 км.

Более содержательные классы единственности формальных решений ОЗГ, у которых в отличие от гармонических решений экстремумы будут располагаться внутри области определения, найдем, решая интегральное уравнение

$$\rho(x,h)=\int_{-\infty}^{\infty}\Delta g(x-x')\psi(x',h)\,dx', \tag{3}$$

где функция $\psi\in L_2$ заранее не определена. Частным решением этого уравнения является семейство функций вида

$$\psi_{(n)}(h,x)=\frac{2^{n-3}}{(n-2)!\pi^2 f}h^{n-2}V_{(n)}(h,x),\quad n>1 \tag{4}$$

Отметим, что функция из семейства (4) с номером $n=2$ обеспечивает гармонические решения (рис. 1), при этом при всех значениях $n>2$ формальные решения, построенные с помощью (3) и (4), не являются гармоническими.

Функции семейства (4) непрерывны, локализованы в пространственной и частотной областях, имеют нулевое среднее и могут быть использованы в качестве базисных для вейвлет-преобразования. Пользуясь тем, что формальные решения ОЗ в представлении (3) и (4) являются непрерывным вейвлет-преобразованием с известным базисом, в вопросах существования решения, его единственности и устойчивости в своем классе мы вправе сослаться на хорошо известные корректные свойства непрерывного прямого и обратного вейвлет-преобразования.

Решение ОЗГ на неровном рельефе

Построим решение ОЗГ для конечного или счетного множества вейвлет-коэффициентов. Пусть система двумерных точечных масс расположена по правилу решетки дискретного (диадного) вейвлет-преобразования (рис. 3):

$$h_m:=\Delta h^m, x_{m,n}:=x_0+n\Delta h^m\Delta x, m,n\in\mathbb{Z} \tag{5}$$

Выберем в качестве базисного вейвлет $\psi_{(4)}(x)$ из семейства (4) и в качестве двойственной – функцию $V_{(1)}(x)$. В этом случае вейвлет-коэффициенты $c_{m,n}$ можно рассматривать как линейные плотности системы двумерных точечных источников. Поскольку пара $\psi_{(4)}(x)$, $V_{(1)}(x)$ не является биортогональной, то и восстановление исходного сигнала (поля силы тяжести)

$$\begin{gathered}\Delta g(x)=\sum_{m,n=0}^{\infty}c_{m,n}V_{(1)}(h_m,x-x_{m,n})\\ c_{m,n}=\left\langle\Delta g\middle|\psi_{(4)_{m,n}}\right\rangle\end{gathered} \tag{6}$$

в этом случае является приближенным. Повысить точность восстановления исходного сигнала можно многократно запуская на расчет вейвлет-коэффициентов величину

$$\delta g_k(x)=\delta g_{k-1}(x)-\alpha\sum_{m,n=0}^{\infty}\delta g_{k-1}\left\langle V_{(1)}(h_m,x-x_{m,n})\right. \tag{7}$$

с затравочной функцией

$$\delta g_0(x)=\Delta g(x)-\left\langle\Delta g\middle|\psi_{(4)_{m,n}}\right\rangle, \tag{8}$$

где k — номер итерации, $\alpha>1$ — параметр, близкий по смыслу к параметру регуляризации. Тогда окончательно значения вейвлет-коэффициентов в узлах сети будут равны

$$c_{m,n}=\sum_{k=0}c^k_{m,n}=\sum_{k=0}\left\langle\Delta g_{k-1}\middle|\psi_{(4)_{m,n}}\right\rangle \tag{9}$$

Данный алгоритм (основанный на вейвлет-преобразовании), представляет собой способ приближенного решения СЛАУ относительно линейных плотностей множества двумерных источников, расположенных в виде диадной решетки дискретного вейвлет-преобразования.

«Подправим» формулу (5) с тем, чтобы использовать ее для решения обратной задачи на неровном рельефе. Для этого на k-м этапе итерации мы определяем вейвлет-коэффициенты $c^k_{m,n}$, так, как если бы рельеф был ровным, однако прямую задачу решаем для неровного рельефа:

$$\delta g_k(x)=\delta g_{k-1}(x)-\alpha\sum_{m,n=0}^{\infty}c^k_{m,n}V_{(1)}(h_m+\delta h(x_{m,n}),x-x_{m,n}), \tag{10}$$

где функция $\delta h(x)$ определяет форму дневной поверхности.

В результате появляется возможность производить пересчет аномалий силы тяжести (и ее производных) с одной произвольной поверхности на другую. Эта возможность позволяет решать целый спектр задач, таких как различные трансформации и пересчет поля, учет аномального градиента и определение формы геоида по гравиметрическим данным.

Вейвлет-спектр двумерного точечного источника и «семафорный» алгоритм поиска источников

При использовании в качестве анализирующего вейвлета функции из семейства (4), вейвлет-спектр поля силы тяжести двумерного точечного источника с координатами залегания $\{x_0, h_0\}$ и единичной линейной плотностью будет иметь вид:

$$W_{\psi_{(n)}}\left[V_{(1)}\right](h,h_0,x,x_0) = \cdot$$

$$= \frac{2^{n-2}}{\Gamma(n-1)\pi f} h^{n-2} V_{(n)}\left(h+h_0, x-x_0\right) \qquad (11)$$

Максимум данной функции достигается в точке с координатами

$$x = x_0$$

$$h = \left(\frac{n}{2}-1\right)h_0 \qquad (12)$$

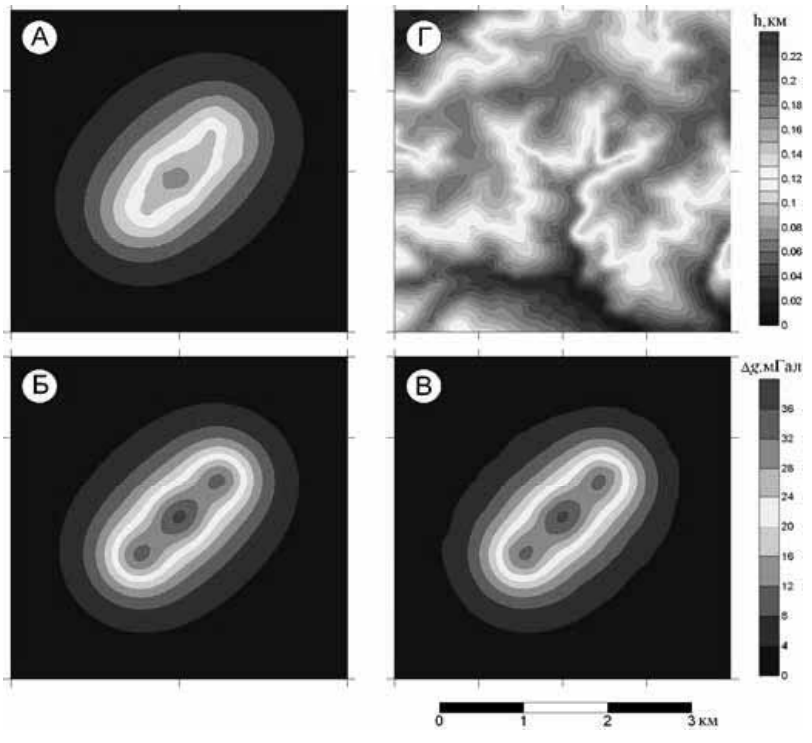


Рис. 2. Модельный пример пересчета гравитационной аномалии с поверхности рельефа на плоскость приведения. В качестве модели использовались 3 точечных источника равной массы и глубины залегания (500 м). А – поле силы тяжести модельных источников на рельефе местности; Б – поле силы тяжести модельных источников на плоскости приведения; В – восстановленное поле на плоскости приведения по данным аномалий, рассчитанных на рельефе (поле силы тяжести с учетом поправок за аномальный градиент); Г – поверхность рельефа (выбран реальный участок земного рельефа).

В частности, при $n = 4$ имеем $h = h_0$, то есть положение и значение максимума вейвлет-спектра точно и однозначно определяет положение и массу источника (рис.3).

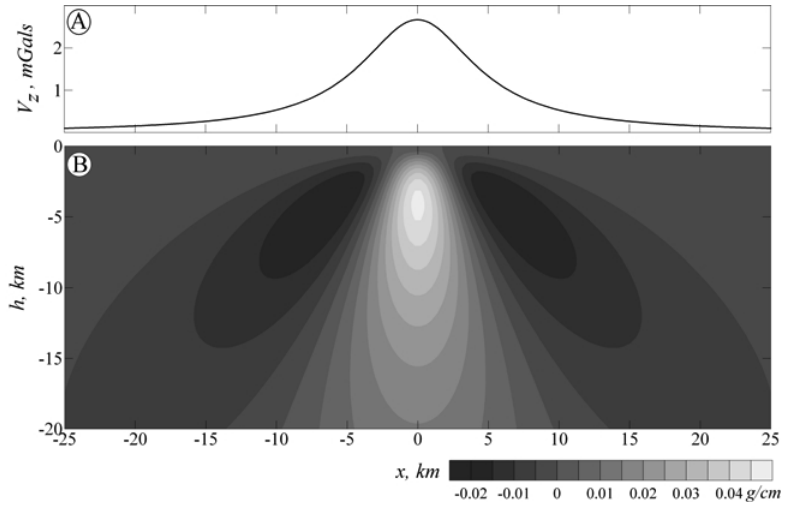


Рис. 3. Поле силы тяжести двумерного точечного источника, залегающего на глубине 5 км (А) и его «естественный» вейвлет-спектр (В).

Если аномалии силы тяжести обусловлены гравитационным влиянием системы двумерных точечных источников, то можно поставить задачу восстановления параметров этих источников по гравитационному вейвлет-спектру. Для поля одиночного произвольно расположенного источника алгоритм определения его параметров достаточно прост: для этого на вейвлет-спектре гравитационной аномалии нужно найти центральный экстремум и по его положению и значению определить положение и массу источника.

В случае двух и более произвольно расположенных источников, аналогичная задача становится сложной в силу аддитивности гравитационных аномалий и соответствующих вейвлет-спектров: гравитационные вейвлет-спектры отдельных источников накладываются друг на друга, создавая значительные взаимные искажения. В этом случае параметры источников можно определить лишь приближенно, однако мы можем поэтапно уточнять их положение и массу, «выключая» по очереди каждый найденный источник (вычитать вейвлет-эффект данного источника из общего гравитационного вейвлет-спектра) и снова его «включая» с уже уточненных положением и значением вейвлет-экстремума.

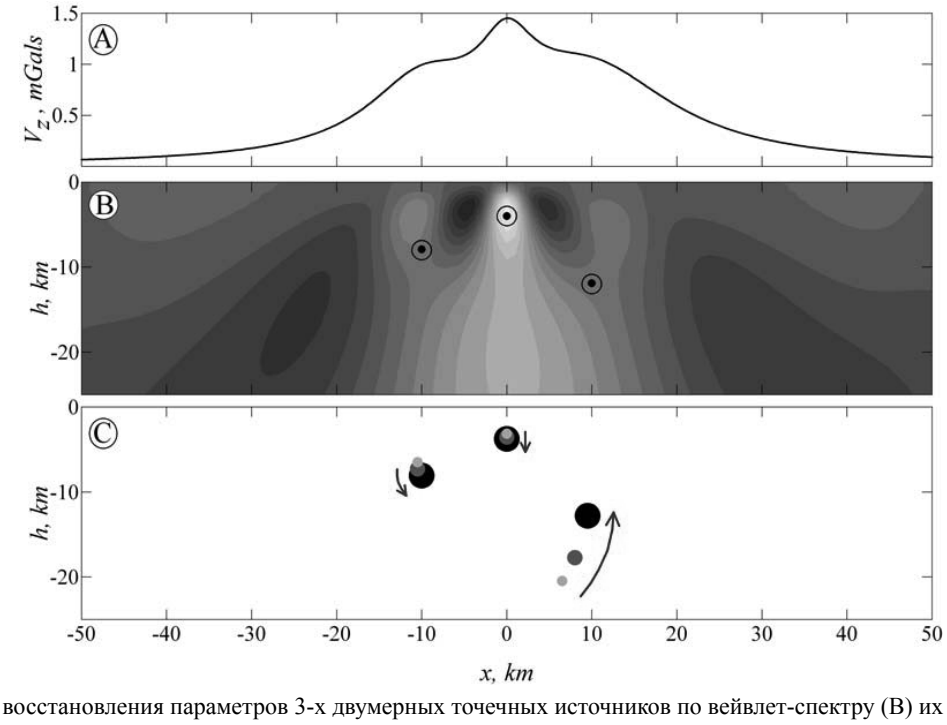


Рис. 4. Результат восстановления параметров 3-х двумерных точечных источников по вейвлет-спектру (B) их поля силы тяжести (A). На рис. B окружности – заданное положение источников, черные кружки – найденное положение источников. На рис. C схематично показана история уточнения решений.

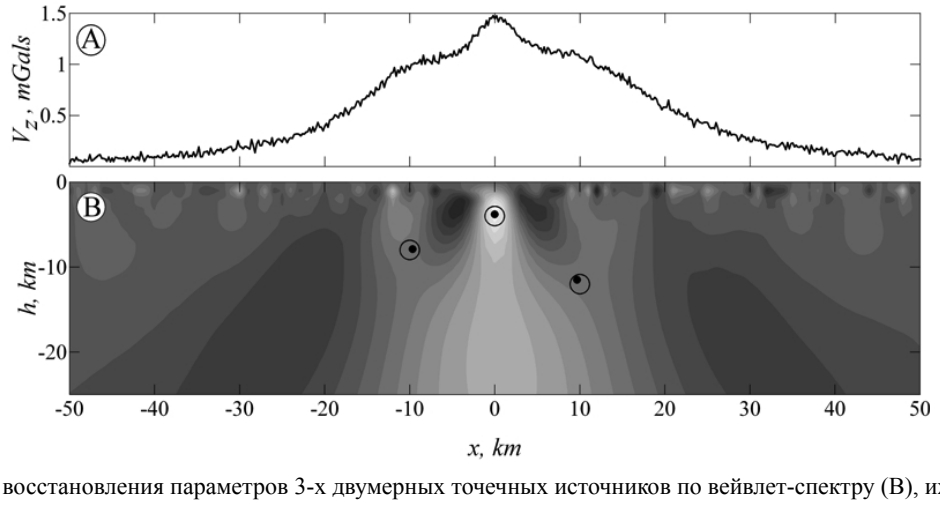


Рис. 5. Результат восстановления параметров 3-х двумерных точечных источников по вейвлет-спектру (B), их поля силы тяжести с 7% шумом (A).

На рисунках 4-6 представлены некоторые примеры использования «семафорного» алгоритма при решении синтетических задач.

Отметим, что предлагаемый «семафорный» алгоритм во многих случаях позволяет уверенно восстанавливать параметры источников даже при значительных погрешностях заданного поля (см., например, рис.5).

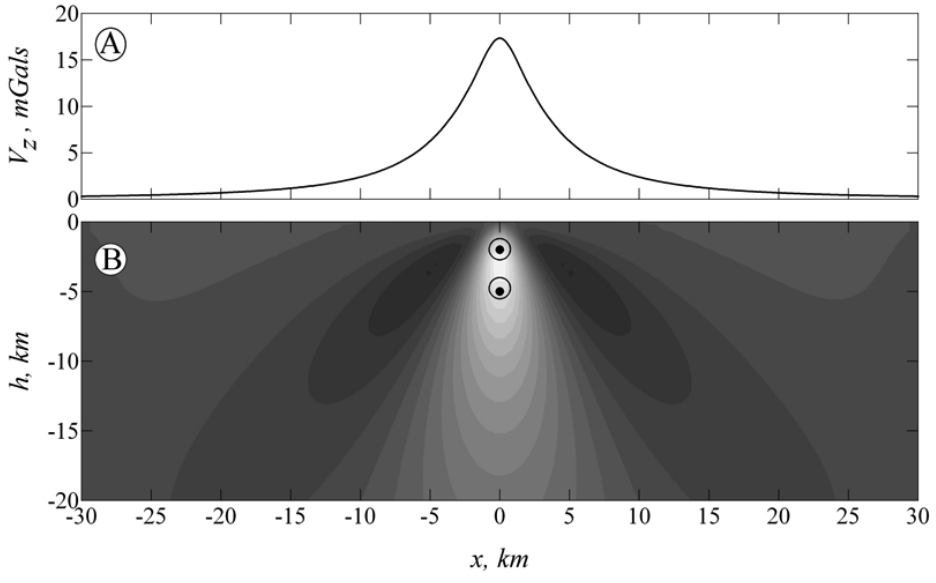


Рис. 6. Результат восстановления параметров 2-х двумерных точечных источников, расположенных один под другим, по вейвлет-спектру (B), их поля силы тяжести (A).

Получаемые таким образом распределения источников, в случае интерпретации природных аномалий, представляют самостоятельный интерес; кроме того, существует возможность эквивалентного перераспределения масс по одной из известных схем с использованием физико-геологических априорных данных [6, 10, 11].

Литература

1. Boukerbout, H., Gibert, D., Indentification of sources of potential fields with the continious wavelet transform: Two-dimensional ridgelet analysis // Journal of Geophysical Research, 2006. V. 111. B071104, doi:10.1029/2005JB004078.

2. Fedi, M., Quatra, T. Wavelet analysis for the regional-residual and local separation of potential field anomalies // Geophys. Prosp. 1998. V. 46. P. 507–525.

3. Hornby,P., Boschetti,F., and Horovitz F.G. Analysis of potential field data in the wavelets domain. // Geophys. J. Internat. – 1999. – V. 137. – P.175–196.

4. Moreau, F., Gibert, D., Holschneider,M. and Saracco.G. Indentification of sources of potential fields with the continious wavelet transform: Basic theory // J. Geophys. Res. – 1999. – Vol. 104, (B3). – P. 5003–5013.

5. Parker R.L. Geophysical Inverse Theory. Princeton Univ. Press. Princeton. N.J. – 1994. – 386 p.

6. Utemov, E.V., Nurgaliev, D.K. Natural Wavelet Transformations of Gravity Data: Theory and Applications, Izvestia, Physics of the Solid Earth. – 2005. – Vol. 41. – № 4, – P. 88–96.

7. Астафьева Н.М. Вейвлет-анализ: основы теории и примеры применения // УФН. – 1996. – Т. 166. – № 11. – С. 1145–1170.

8. Кобрунов А.И. Математические основы теории интерпретации геофизических данных: учеб. пособие. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008.

9. Новиков П.С. Об единственности решения обратной задачи потенциала // Докл. АН СССР. – 1938. – Т. 18. – №3 – С. 165– 168.

10. Страхов В.Н. О подходе к решению обратных задач гравиразведки, основанном на теории эквивалентных перераспределений масс // Докл. АН СССР. – 1977. – Т. 236. – № 3. – С. 571– 574.

11. Цирульский А.В., Никонова Ф.И., Федорова Н.В. Метод интерпретации гравитационных и магнитных аномалий с построением эквивалентных семейств решений. – Свердловск: УНЦ АН СССР, 1980. – 136 с.

СЫРЬЕВАЯ БАЗА И НАПРАВЛЕНИЯ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ В ОБЛАСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ И НЕФТЕДОБЫЧИ

И.Ш.Фардиев

Министерство энергетики Республики Татарстан, г. Казань

По прогнозу Международного энергетического агентства (МЭА) нефть и газ останутся основными источниками энергии в мире на протяжении еще многих лет, даже при самых оптимистичных сценарных условиях развития альтернативных технологий. Несмотря на замедление экономического роста в последнее время МЭА прогнозирует, что мировой спрос на энергию будет расти на 1,6 % – 1,8 % в год до 2030 г.

В прошедшем, 2009 г., мировые доказанные запасы нефти выросли, впервые превысив уровень в 200 млрд. т, но несмотря на то, что они увеличились, объем капитальных вложений в разведку и добычу нефти и газа снизился на 19%.

Россия – уникальная нефтегазовая держава, обладающая одним из самых значительных в мире потенциалов топливно-энергетических ресурсов. На долю России приходится около 9 % общемировых запасов, в мировом рейтинге по объему разведанных запасов она занимает четвертое место. К настоящему времени в России открыто и разведано более трех тысяч месторождений углеводородного сырья.

В 2009 г. мировая годовая добыча нефти составила около 3,5 млрд. т, снизившись по отношению к предыдущему году на 3 %. Аналитики констатируют, что это самое большое падение с 1982 г.

В 2009 г. добыча нефти в Российской Федерации вышла на уровень 494,2 млн. т, Россия опередила Саудовскую Аравию, заняв первое место в мире.

Прирост запасов углеводородов в Российской Федерации начиная с 2005 г. превышает годовой уровень их добычи, в 2009 г. прирост составил 620 млн. т, превысив на 26 % нефтедобычу.

По мнению аналитиков, мировые потребности в нефти в 2009 г. по сравнению с предшествующим, 2008 г. сократились на 1,5 %. В то же время прогнозы всех международных аналитических агентств склоняются к тому, что спрос на нефть в 2010 г. будет складываться выше чем в прошедшем году.

Республика Татарстан – старейший нефтегазодобывающий регион с многолетней историей нефтедобычи. История нефтедобывающей промышленности республики берет начало в 1943 г., когда из скважины № 1 Шугуровского месторождения был получен промышленный приток нефти. Сегодня флагману нефтедобычи в Татарстане, ОАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина – одной из ведущих компаний страны – в апреле текущего года исполнилось шестьдесят лет с начала ее образования.

В настоящее время республика, находясь в зрелой стадии освоения ресурсов недр, остается в ряду ведущих субъектов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в области нефтедобычи.

В 2009 г. в Татарстане добыто 32,5 млн. т, немногим менее 7 % от объема добычи нефти в Российской Федерации. В настоящее время на балансе республики находится 196 нефтяных месторождений, их основная доля относится к категории мелких. Высока степень выработанности уникального Ромашкинского и ряда других месторождений – более 80%. По состоянию на 01.01.2010 г. нефтедобычей в республике занимаются 37 нефтедобывающих компаний: одна из крупнейших компаний России – ОАО «Татнефть» и 36 малых нефтяных компании.

Известно, что основой функционирования и эффективного развития нефтедобывающего комплекса Республики Татарстан является минерально-сырьевая база.

Объем промышленных запасов категории $АВС_1$ в недрах республики составляет немногим более 5 % от запасов Российской Федерации. Примечательно, что в структуре остаточных разведанных извлекаемых запасов нефти существенно преобладают трудноизвлекаемые – 72,2 %, активные запасы составляют лишь 27,8 %. При современных темпах нефтедобычи ее обеспеченность разведанными запасами – 28 лет. Структуру минерально-сырьевой базы республики составляют остаточные разведанные запасы категории $АВС_1$ – 40,9% , предварительно оцененные запасы категории $С_2$ – 6,1%, перспективные ресурсы категории $С_3$ – 6,4% и прогнозные ресурсы категории $Д_1 + Д_2$ – 46,6% (рис.1).

Рис.1. Структура текущих суммарных ресурсов нефти по состоянию на 01.01.2010 г.

Цель, стоящая перед нефтедобывающей отраслью Республики Татарстан на среднесрочную перспективу – стабилизация нефтедобычи на достигнутом уровне, что, в свою очередь, реально лишь при условии непрерывного

восполнения в необходимых объемах сырьевой базы республики новыми разведанными запасами. Такой потенциал определенно имеется в недрах республики и он достаточно высок.

Первый источник для выявления новых месторождений – ресурсы категории $С_3$ или фонд подготовленных к глубокому бурению объектов, который сегодня насчитывает 260 единиц с объемом ресурсов, равным 126,5 млн. т. Второй – прогнозные ресурсы нефти категории $Д_1 + Д_2$, которые составляют более одного миллиарда тонн. Таким образом, суммарный углеводородный потенциал недр республики значителен, но его составляющие – масса мелких месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

В соответствии с качественной структурой ресурсной базы наиболее высокоперспективна восточная часть республики (рис. 2), с которой связываются дальнейшие основные открытия месторождений нефти, в западном направлении перспективность земель снижается. Проведенное территориальное ранжирование недр Татарстана по перспективности основывается на значительном комплексе геологических взаимоувязанных данных. В частности, в оконтуривании земель различной степени перспективности учтены закономерности распространения и толщины пород- коллекторов региональных и локальных продуктивных горизонтов, особенности развития различных по качественной и количественной характеристикам флюидоупоров, особенности формирования различных генотипов ловушек и их способность к аккумуляции и сохранности залежей углеводородов.

Воспроизводству минерально-сырьевой базы в республике всегда уделяется серьезное внимание. Прирост запасов за последние четыре года, 2006–2009 гг., на 10 % превышал объемы нефтедобычи. Основной источник прироста: 70 % – за счет геолого-разведочных работ, превалирующая доля которого относится к залежам высоковязких нефтей пермских отложений на территории деятельности ОАО «Татнефть». Таким образом, пополнение базы разведанных запасов республики происходит как за счет залежей нефти в девонских и каменноугольных отложениях, так и нетрадиционного источника – пермских залежей высоковязкой нефти на территории деятельности – ОАО «Татнефть». Так, в 2009 г. на государственный баланс поставлено 15 новых месторождений: 6 – высоковязких нефтей пермских отложений, 9 – девонско-каменноугольных.

В последние годы в республике к традиционно установившемуся направлению проведения сейсморазведочных работ на суше прибавилось нетрадиционное направление – изучение сейсморазведкой акватории водохранилищ, где сегодня выявляются относительно крупные объекты – каждый в несколько миллионов тонн извлекаемых запасов.

Однако при несомненно значительных успехах деятельности нефтедобывающих компаний республики есть и проблемы: по результатам деятельности за 2009 г. – первое полугодие 2010 г. в условиях экономического кризиса недропользователи республики снизили объемы сейсморазведочных работ, поисково-разведочного бурения, эксплуатационного бурения.

В 2010 г. в Татарстане из запланированного годового объема добычи – 32 млн. т нефти, в первом полугодии добыто 16,1 млн. т, на долю ОАО «Татнефть» приходится 80 %, на долю малых нефтяных компаний – 20 % .

Насущной необходимостью в настоящее время становится дальнейшее развитие научно-технической деятельности нефтяных компаний и научных учреждений республики. Основными научными направлениями являются разработка и реализация технологий и технических средств по увеличению добычи нефти и разработка техники и технологий, снижающих затраты на добычу.

В целях обеспечения прироста запасов и увеличения объемов добычи углеводородного сырья, рационального использования недр и сохранения устойчивого топливного баланса региона и страны предполагается развитие следующих направлений:

1. Реализация стратегических инициатив нефтяных компаний Республики Татарстан. В рамках данного направления планируется осуществление следующих мероприятий:

- реализация перспективных инвестиционных проектов нефтяных компаний Республики Татарстан;
- вовлечение в активную эксплуатацию остаточных запасов разрабатываемых месторождений, в том числе за счет применения новых технологий добычи нефти, связанных с методами увеличения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны продуктивных пластов;
- интенсификация поисково-разведочных работ на новых площадях в действующих регионах;
- реализация мероприятий по увеличению сбора и последующей переработке независимыми нефтяными компаниями попутных нефтяных газов.

2. Инновационное обеспечение развития нефтедобычи в Республике Татарстан.

Обеспечение прироста добычи нефти требует применения, в первую очередь, прогрессивных методов увеличения нефтеотдачи. Взамен вторичных методов заводнения наибольшее распространение должны получить третичные и четвертичные методы. Важно обеспечить более активное применение таких направлений повышения нефтедобычи, как виброволновые, вибросейсмические, ультразвуковые воздействия на пласты и призабойную зону скважин и другие инновационные методы. К перспективным направлениям можно причислить применение нано- и биотехнологий в нефтедобыче, особенно на поздней стадии разработки нефтяных месторождений.

Важным направлением инновационного развития республиканской нефтедобычи является внедрение эффективных технологий добычи и облагораживания природных битумов. Это направление требует продолжения проведения комплекса научно-исследовательских и опытно-промышленных работ, направленных на поиск оптимальных решений по разведке, добыче и переработке в Республике Татарстан природных битумов.

Другим перспективным инновационным направлением является внедрение в деятельность предприятий новых наукоемких разработок в области сбора и переработки попутных нефтяных газов, что не только позволит расширить сырьевую базу нефтехимических предприятий, но и существенно снизить нагрузку на окружающую природную среду.

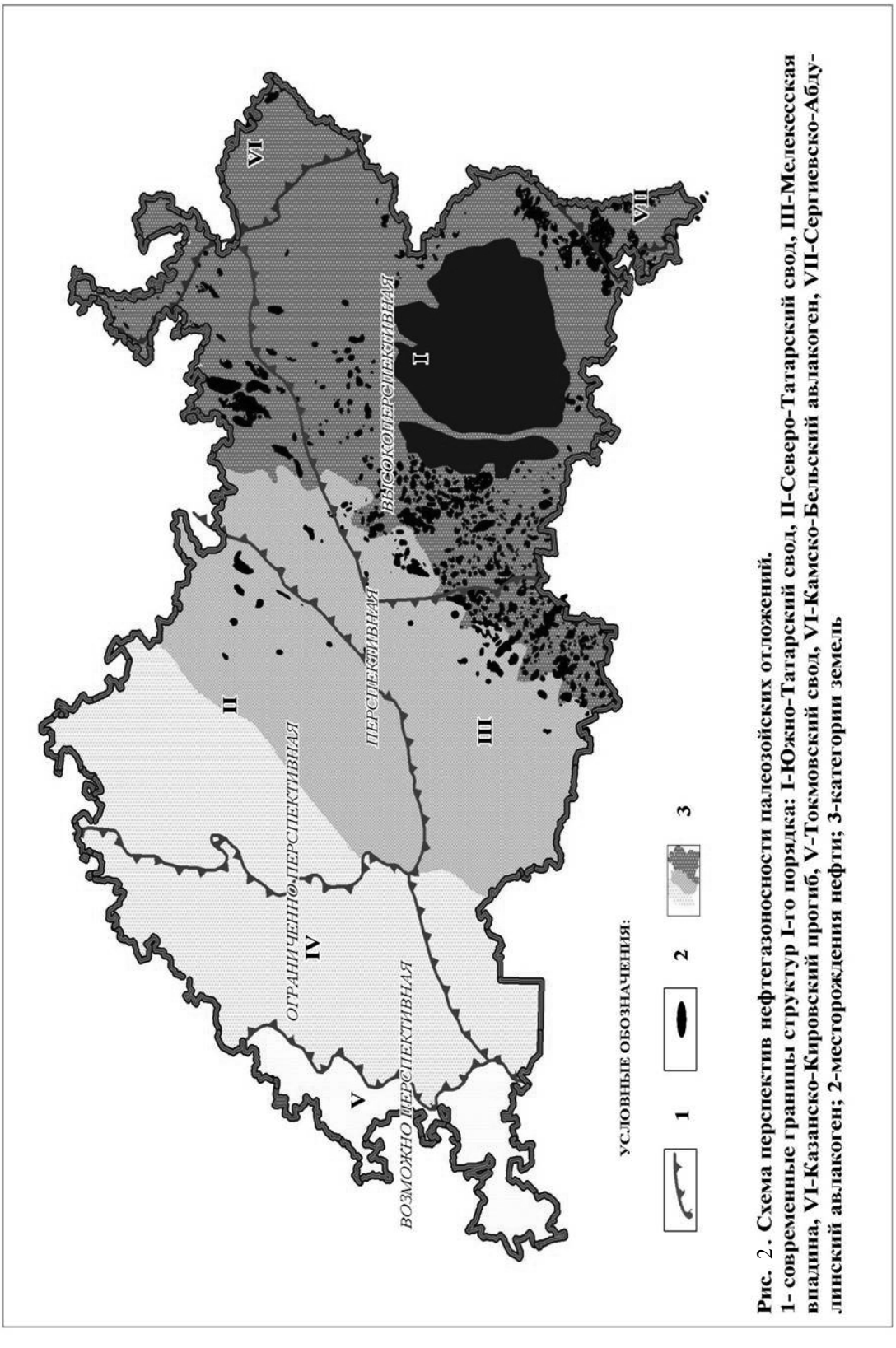


Рис. 2. Схема перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений.
1- современные границы структур I-го порядка: I-Южно-Татарский свод, II-Северо-Татарский свод, III-Мелекесская впадина, VI-Казанско-Кировский прогиб, V-Токмовский свод, VI-Камско-Бельский авлакоген, VII-Сергиевско-Абдулинский авлакоген; 2-месторождения нефти; 3-категории земель

ПРАВОВЫЕ ПРОБЛЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ НА ЭТАПЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

З.М.Фаткудинов
ИУЭП, г.Казань

Главные бюджетообразующие экономические отрасли страны, как известно, нефтяная и газовая. Однако хозяйственные отношения по разработке нефтяных и газовых месторождений, как это ни странно, до настоящего времени не урегулированы в достаточной мере специальными законами.

В целом анализ нормативно-правовой базы показал, что состояние нормативно-правового обеспечения деятельности хозяйствующих субъектов в минерально-сырьевом комплексе несистемно, фрагментарно. Отсутствуют специальные законы, например, «О нефти», «О трубопроводном транспорте и транспортировке нефти, газа, продуктов переработки», а также не сформировалась системная база нормативных правовых актов, регламентирующих хозяйственную деятельность по проектированию и разработке месторождений. В соответствии со статьей 23.2. Закона РФ «О недрах» разработка месторождений полезных ископаемых и пользование недрами осуществляются в соответствии с утвержденными техническими проектами.

Пользование недрами в целях добычи нефти и газа предполагает осуществление различных видов работ: проведение геологоразведочных работ на нефть и газ, связанных с изучением нефтегазоносности, поисками, оценкой, разведкой и разработкой месторождений (залежей) нефти и газа; добыча сырой нефти и природного газа. В процессе осуществления этих работ недропользователями выполняется бурение скважин, а также ведется строительство буровых вышек и осуществляется эксплуатация скважин.

Проектная документация, в том числе на строительство различных скважин, подлежит Государственной экспертизе. В связи с изменениями в регламентации процедур прохождения Государственной экспертизы в сфере деятельности хозяйствующих субъектов нефтегазового комплекса возникают определенные вопросы.

В сфере деятельности субъектов нефтегазового комплекса бурение скважин представляет сложный, достаточно специфичный процесс, связанный непосредственно с недропользованием.

Проектирование и заложение скважин, проведение в них исследований, сбор, обработка и хранение материалов бурения и исследований, составление отчетов по скважинам всех категорий осуществляется в соответствии со специальными положениями, инструкциями, правилами, методическими указаниями и другими документами, т.е. правовой режим скважин определяется специальными нормативными правовыми актами, регламентирующими хозяйственную деятельность в сфере недропользования. Отметим, что здесь преобладают технические нормы и правила, в целом эти нормативные акты характеризуются разрозненностью, часто дублируют друг друга и не способствуют эффективному правовому регулированию рассматриваемых отношений. В связи с этим создаются административные барьеры, препятствующие осуществлению нормальной хозяйственной деятельности. Такой вид хозяйственной деятельности, как бурение скважин непосредственно связан с проведением специфичных работ в сфере пользования недрами при разработке месторождения или проведении геологоразведочных работ.

Все скважины, бурящиеся при геологоразведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений или залежей, независимо от источников финансирования, подразделяются на следующие категории: опорные, параметрические, структурные, поисково-оценочные, разведочные, эксплуатационные, специальные.

Бурение скважин связано с определенными видами хозяйственной деятельности субъектов нефтегазового комплекса, осуществляемыми при недропользовании. Поскольку недра в границах территории Российской Федерации, включая подземное пространство и содержащиеся в недрах полезные ископаемые, энергетические и иные ресурсы, являются государственной собственностью, то предоставление недр в пользование оформляется специальным государственным разрешением в виде лицензии, в которой определяются основные условия пользования недрами.

В соответствии с Приказом Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 07.02.2001. № 126 «Об утверждении временных положений и классификаций» совокупность взаимосвязанных, применяемых в определенной последовательности работ по изучению недр, обеспечивающих подготовку разведанных запасов нефти, газового конденсата и природного газа для промышленного освоения, именуется «геологоразведочный процесс». Геологоразведочные работы на нефть и газ в зависимости от стоящих перед ними задач, состояния изученности нефтегазоносности недр подразделяются на: региональный, поисково-оценочный, разведочный этапы с выделением в них стадий.

На региональном этапе проводится изучение основных закономерностей геологического строения слабо исследованных осадочных бассейнов и их участков и отдельных литолого -стратиграфических комплексов, оценка перспектив их нефтегазоносности и определение первоочередных районов и литолого - стратиграфических комплексов для постановки поисковых работ на нефть и газ на конкретных объемах. В соответствии с задачами региональный этап разделяют на две стадии: прогноза нефтегазоносности и оценки зон нефтегазонакопления.

Поисково-оценочные работы проводятся в целях обнаружения новых месторождений нефти и газа или новых залежей на ранее открытых месторождениях и оценка их запасов по сумме категорий С1 и С2. Поисково-оценочный этап разделяется на стадии: выявления объектов поискового бурения, подготовки объектов к поисковому бурению, поиска и оценки месторождений (залежей).

На разведочном этапе осуществляется изучение характеристик месторождений (залежей), обеспечивающих составление технологической схемы разработки (проекта опытно-промышленной эксплуатации) месторождения (залежи) нефти или проекта опытно - промышленной эксплуатации месторождения (залежи) газа, а также уточнение промысловых характеристик эксплуатационных объектов в процессе разработки.

Как мы отмечали, разработка месторождений полезных ископаемых и пользование недрами в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых, осуществляются в соответствии с утвержденными техническими проектами. Технические проекты разрабатываются и утверждаются в соответствии с требованиями, установленными Министерством природных ресурсов. В соответствующих разделах проектов дается характеристика скважин. Поэтому целесообразно проводить экспертизу проектной документации на строительство скважин в Федеральном агентстве по недропользованию (Роснедра).

Давая техническую характеристику скважин, необходимо отметить, что строительство скважин в нефтегазовом комплексе является специфичным: здесь наряду с общими принципами ведения строительства и его финансирования действуют специфические правила, обусловленные особенностями производственного процесса бурения скважин. Бурение определяется как процесс создания горной выработки преимущественно круглого сечения путем разрушения горных пород главным образом буровым инструментом с удалением продуктов разрушения. Бурение разведочное – бурение скважин с целью поисков и разведки месторождений полезных ископаемых или инженерно-геологических и гидрогеологических изысканий. Бурение сверхглубокое – процесс сооружения скважин в земной коре на глубины, близкие к предельным для современной науки и практики. Предназначено для поиска и разведки глубокозалегающих месторождений полезных ископаемых, изучения геолого-физических параметров земных недр, закономерностей образования и размещения минерального сырья, изучения состояния земной коры в научных целях.

Исходя из краткого описания нефтяных и газовых скважин можно отнести их к объектам, перемещение которых невозможно без несоразмерного ущерба назначению. Во-первых, указанные объекты являются сооружениями, и они связаны с конкретным местом на земной поверхности. Во-вторых, схема расположения скважин на месторождениях определяется строго в соответствии с проектами их разработки. В-третьих, скважины представляют собой технические сооружения, которые невозможно переместить без изменения индивидуальных параметров.

Из характеристики скважин как горнотехнических сооружений очевидно, что нефтяные и газовые скважины относятся к недвижимому имуществу.

Вместе с тем необходимо подчеркнуть, что действующее законодательство пока не учитывает специфику скважин как объектов специфичного вида недвижимости. Специфика этих сооружений видится в следующем:

1. Скважины возводятся в процессе использования участков недр, предоставленных недропользователям для соответствующих целей на определенный срок, установленный в лицензии.

2. Строительство указанных сооружений осуществляется по специальным горно-техническим нормам и правилам (в отличие от общепринятых в строительстве строительных норм и правил).

3. Располагаются скважины на земельных участках, имеющих специальный правовой режим, т.к. предоставление земельных участков осуществляется после оформления горного отвода.

С учетом этой специфики необходимо разработать и принять специальное Положение о регистрации прав на недвижимое имущество, создаваемое в процессе использования участков недр. Целесообразно включение в правовой оборот понятия – «горное имущество». Такое понятие «горное имущество» появилось в проекте структуры Горного Кодекса Российской Федерации.

Необходим также специальный нормативный акт, в котором регламентируются порядок проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий по особо опасным объектам, на которых ведутся горные работы. Представляется, что следует дополнить Закон о регистрации прав на недвижимое имущество специальной главой «Государственная регистрации прав на недвижимое горное имущество и сделок с ним», в которой следует прописать правила такой регистрации, в частности, в этой главе должен содержаться примерный перечень недвижимого горного имущества (в этом перечне должны быть указаны сооружения, к числу которых нами отнесены нефтяные скважины); должен быть определен орган, осуществляющий регистрацию; указано место регистрации; установлен порядок регистрации.

Кроме того, целесообразно разработать и принять подзаконные нормативные акты, в которых следовало бы детально изложить правила осуществления проектирования, в том числе экспертизы проектной документации на скважины как вид горного имущества, строительства скважин и регистрации прав на скважины, в зависимости от вида сооружения, а также определить процедуры ведения кадастрового и горно-технического учета; предусмотреть сроки передачи сооружений в случае истечения срока лицензии на право пользования участком недр, реорганизации, ликвидации хозяйствующего субъекта или смены собственника.

Необходимо принять во внимание, что Постановлением Правительства РФ от 03.03.2010 № 118 «Об утверждении Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами» устанавливается порядок подготовки, согласования и утверждения технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной

документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами.

Разрешение на строительство объектов, строительство, реконструкция или капитальный ремонт которых планируется в целях выполнения работ, связанных с пользованием недрами, выдается федеральным органом управления государственным фондом недр (Федеральным агентством по недропользованию) или его территориальным органом на основании двух документов - лицензии на пользование недрами и проекта проведения указанных работ.

Данная норма представляет собой исключение из общих правил, предусмотренных Градостроительным кодексом Российской Федерации (п. 7 ст. 51). Она направлена на то, чтобы недропользователю не было необходимости получать положительное заключение государственной экспертизы для проектной документации на строительство объектов капитального строительства (например, скважин, дробильных установок, дорог и т.д.). Имеется в виду, что проектирование этих объектов будет осуществляться в рамках подготовки необходимых для получения разрешений на строительство технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием недрами. Вместе с тем остается вопрос о том , следует ли проводить государственную экспертизу самих этих технических проектов.

Вышеизложенное с очевидностью свидетельствует о том, что в России необходим, конечно, Горный кодекс, в рамках которого должен быть определен правовой режим горного имущества, в том числе скважин, бурящихся при осуществлении геолого-разведочных работ и разработке нефтяных (газовых) месторождений.

СОСТОЯНИЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ОАО «ТАТНЕФТЬ» НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН И ПУТИ ЕЕ ВОСПОЛНЕНИЯ

Р.Н. Хадиуллина *(ОАО «Татнефть»),* **В.Г. Базаревская, Л.А.Галлямова** *(ТатНИПИнефть)*

Республика Татарстан обладает развитой сырьевой базой углеводородного сырья, которая слагается из совокупности запасов и прогнозных ресурсов нефти. Добычей нефти из недр Татарстана занимаются 36 недропользователей, имеющих лицензии на право пользования недрами нефтяных месторождений республики. Основным нефтедобывающим предприятием в республике является ОАО «Татнефть» с объемом добычи нефти в 2009 г. 79 % всей добычи нефти по республике. Обеспеченность добычи нефти разведанными запасами при уровне добычи 2009 года составляет 28 лет.

По состоянию на 01.01.2010 г. ОАО «Татнефть» на территории республики учтено 99 нефтяных месторождений, из которых 66 находятся в разработке. 65% начальных суммарных ресурсов нефти ОАО «Татнефть» уже отобрано, остаточные промышленные запасы нефти составляют 15%. Доля предварительно оцененных запасов, перспективных и прогнозных ресурсов составляет 20%.

Весомым резервом углеводородного сырья в недрах являются сверхвязкие нефти шешминского горизонта (СВН). В настоящее время ведется планомерная подготовка месторождений СВН к промышленному освоению.

На ресурсный потенциал нефтедобычи в республике отрицательно сказываются: вступление наиболее крупных эксплуатируемых нефтяных месторождений в позднюю стадию разработки; преобладание трудноизвлекаемых запасов и ресурсов нефти; небольшие размеры новых открываемых месторождений и залежей; невысокая, по сравнению с предыдущими стадиями, эффективность поисковых и разведочных работ.

Структуру ресурсной базы нефти характеризуют ее начальные и текущие суммарные ресурсы.

Величина начальных суммарных ресурсов нефти (НСР) ОАО «Татнефть» в пределах РТ по состоянию на 01.01.2010. составляет 4,5 млрд. т, освоенность НСР – 65%. В структуре начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти накопленная добыча составляет 65 %, остаточные промышленные запасы категорий $A+B+C_1$ – 15%, предварительно оцененные запасы (C_2) – 2%, перспективные ресурсы (C_3) – 2%, прогнозные ресурсы (Д) – 16% (рис.1).

Рис.1

Рис.2

Текущие суммарные ресурсы нефти (ТСР) по состоянию на 01.01.2010. составляют 1,57 млрд. т, из которых на остаточные запасы категорий А+В+C_1 приходится 43%, категории C_2 – 7%, категории C_3 – 5%, прогнозные ресурсы категории Д – 46% (рис.2).

В целом, состояние минерально-сырьевой базы нефти в республике ОАО «Татнефть» можно охарактеризовать как благополучное, разведанные запасы обеспечивают существующую добычу на срок до 30 лет (рис. 3).

Рис. 3

Наиболее эффективными показателями количественной оценки являются категории промышленных запасов А+В, соответствующие категории «доказанных» запасов в зарубежных классификациях.

Обеспеченность добычи ОАО «Татнефть» по РТ запасами этих категорий в целом составляет 18 лет. Показатель обеспеченности является важным для мировой нефтяной промышленности.

С целью улучшения состояния российской нефтяной отрасли действует дифференцированное налогообложение полезных ископаемых (НДПИ) с учетом состояния выработанности запасов нефти (80% и выше). На сегодняшний день степень выработанности запасов семи месторождений ОАО «Татнефть» (Бастрыкского, Бондюжского, Ново-Елховского, Ново-Суксинского, Орловского, Первомайского и Ромашкинского) составляет более 80%. Доля годовой добычи по этим месторождениям составляет 58% всей добычи по РТ.

В структуре остаточных извлекаемых запасов нефти участвуют 30% активных и 70% трудноизвлекаемых запасов (рис. 4).

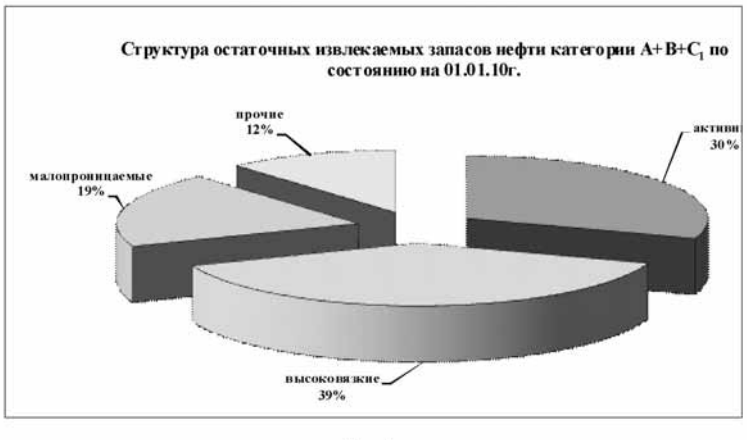


Рис. 4

По величине остаточных извлекаемых запасов нефти, месторождения ОАО «Татнефть» в пределах РТ согласно «Временной классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», утвержденной приказом МПР РФ №126 от 07.02.2001. распределены:

Уникальное, более 300 млн.т, одно – Ромашкинское;

Крупное, 60-300 млн.т, одно – Ново-Елховское;

Средние, 15-60 млн.т, два – Архангельское и Бавлинское;

Мелкие, менее 15 млн.т – 95 месторождений.

Стратиграфически нефтеносность охватывает диапазон от казанских отложений верхней перми до эйфельских отложений среднего девона, в интервале глубин 80-2000м. Промышленная нефтеносность большей частью связана с терригенными коллекторами девонских и нижнекаменноугольных отложений 69%, в карбонатных коллекторах промышленно и регионально нефтеносны в первую очередь пласты-коллекторы в верей-башкирских отложениях среднего карбона и турнейских отложениях нижнего карбона.

Нефть месторождений ОАО «Татнефть» в пределах РТ преимущественно средней плотности (0,87–0,9 г/см^3) – 28% и тяжелая (более 0,9 г/см^3) – 40%, по содержанию серы сернистая (от 0,5 до 2,0%) – 31% и высокосернистая (выше 2,0%) – 69%, по величине вязкости маловязкая (<5 МПа*с) – 28% и высоковязкая (>30,0 МПа*с) 40% (рис. 5).

Ресурсы категории C_3 нефтеперспективных структур, подготовленных к глубокому бурению, являются объектами поисково-оценочных работ, обеспечивающими в случае успешного опоискования открытие новых запасов нефти. В пределах республики ОАО «Татнефть» на сегодняшний день находится 127 структур с извлекаемыми ресурсами категории C_3 69,8 млн.т.

Прогнозные ресурсы категории Д являются, в свою очередь, источником для подготовки ресурсов категории C_3. Важным результатом последних лет стало завершение количественной оценки прогнозных ресурсов на площадях недр Республики Татарстан и ОАО «Татнефть». В пределах лицензионных границ ОАО «Татнефть» РТ прогнозные ресурсы категории Д составляют 717,3 млн.т.

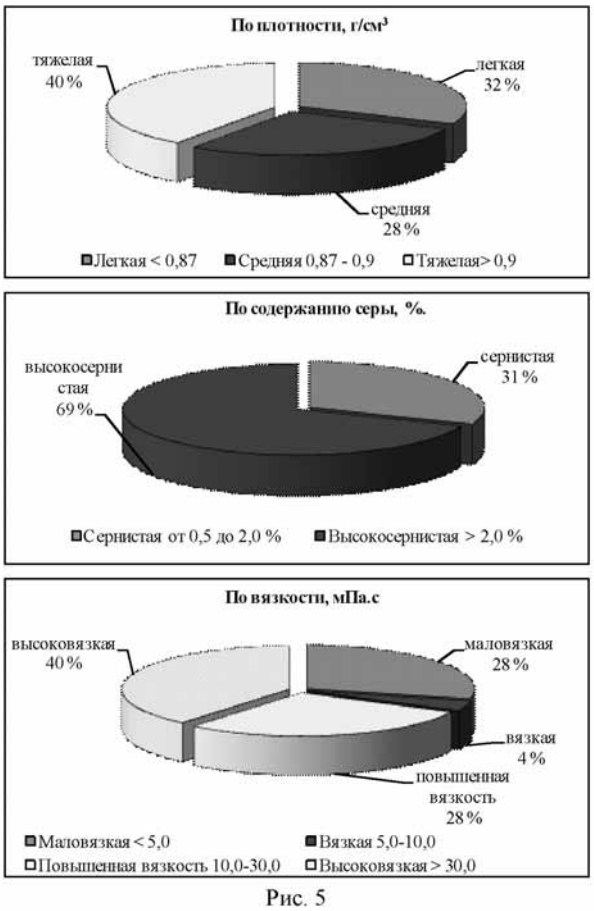


Рис. 5

Нефтяной потенциал ОАО «Татнефть» в Республике Татарстан еще достаточно велик. Вместе с тем существует устойчивая тенденция к истощению запасов, следствием чего может явиться падение объемов добычи нефти. Путями снижения темпов падения добычи должны явиться повышение эффективности проводимых поисково-разведочных работ, ввод в разработку маломощных пластов, внедрение методов и технологий увеличения нефтеотдачи, привлечение инвестиций в поиски, разведку и разработку месторождений, установление определенных налоговых льгот.

Дополнительная подготовка запасов и ресурсов нефти возможна в результате геологоразведочных и геофизических работ на малоизученных площадях. Для поддержания существующего уровня добычи нефти в республике необходимо ежегодно открывать новые месторождения. ОАО «Татнефть» за последние годы помимо открытия малоразмерных нефтяных месторождений в традиционных горизонтах особое внимание уделяет изучению месторождений сверхвязких нефтей шешминского горизонта.

Обеспечение стабильной добычи может быть также достигнуто путем повышения коэффициента извлечения нефти на эксплуатируемых месторождениях.

Работы по воспроизводству запасов нефти проводятся непрерывно. Общий прирост промышленных запасов нефти категорий А+В+C_1 по ОАО «Татнефть» за 2009 год превысил объем годовой добычи в 1,2 раза.

Наибольший вклад в воспроизводство за последние годы внесен за счет переоценки запасов крупных месторождений (Ромашкинского, Ново-Елховского, Бавлинского). Основными причинами увеличения запасов явилось приращение площади нефтеносности в связи с проведенными геологоразведочными работами и расширения залежей при разбуривании их периферийных частей, а также уточнение подсчетных параметров (увеличение эффективной нефтенасыщенной толщины и др. параметров). Однако потенциал старых месторождений не является бесконечным и будет исчерпан в ближайшем будущем. Прирост запасов на лицензионных разведочных площадях является явно недостаточным. В современных условиях наиболее экономически эффективным является получение прироста запасов в результате эксплуатационного разбуривания известных месторождений на основе новых данных и возможностей новых технологических решений, внедрения новых технологий, направленных на увеличение коэффициента извлечения нефти.

Первоочередным источником новых запасов является фонд структур, подготовленных к глубокому бурению. Сейсморазведкой последние годы подготавливаются ежегодно 10–30 новых структур на лицензионных разведочных

площадях ОАО «Татнефть» в пределах РТ. Этот фонд и является резервом для открытия новых месторождений. Ежегодно по результатам геологоразведочных работ ОАО «Татнефть» открывает 1–4 новых нефтяных месторождений.

Для оценки ресурсной базы нефти помимо проведения ГРР необходимы применения малозатратных технологий и научно-исследовательские работы в области геологии и использования недр.

Сегодня ОАО «Татнефть» много средств инвестирует в разведку и разработку месторождений за пределами РТ – в Самарской, Оренбургской, Ульяновской областях, Республике Калмыкия, Ненецком автономном округе, также за пределами РФ – Ливии, Сирии и др.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА ОСАДОЧНОГО ПОКРОВА В ПРЕДЕЛАХ АКТАНЫШ-ЧИШМИНСКОГО ПРОГИБА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ

Г.С. Хамидуллина, Р.И.Нугманов, И.И.Нугманов, Б.М.Насыртдинов

Казанский федеральный университет

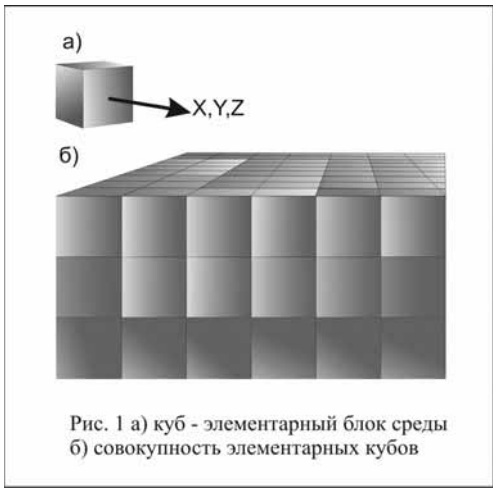


Рис. 1 а) куб - элементарный блок среды
б) совокупность элементарных кубов

Ведущими геофизическими методами поисков нефти и газа принято считать сейсморазведочные методы отраженных волн в модификации общей глубинной точки в 2D и 3D-исполнении. Однако из-за высокой стоимости и недостаточной эффективности сейсморазведочных работ в сложных сейсмогеологических условиях значительную роль при оценке нефте- газоперспективности играет комплекс геофизических методов, включающих грави-, магнито- и электроразведку.

Задачей электроразведки при поисках месторождений углеводородов является выявление структур благоприятных для нефтегазонакопления (антиклинальные поднятия, брахиантиклинальные складки, зоны развития соленокупольной тектоники или траппового магматизма). Проблемой является и выявление ловушек неструктурного типа, связанные с рифами, песчаными линзами, зонами выклинивания и т.д. Таким образом, назначение электроразведочных методов, при решении поисков структур в осадочном чехле – геометризация залежей или выявление объектов типа залежь.

Однако в практике обработки и интерпретации данных электроразведки, как правило, имеют дело с точечными наблюдениями. Это относится и наиболее популярному электроразведочному методу в нефтяной геологии - зондированию становления поля в ближней зоне (ЗСБЗ). Этот метод наблюдения позволяет получать информацию об осадочном чехле, верхней части земной коры, но данные можно отнести только к одной точке. Для построения геолого-геофизических моделей, как правило, прибегают к различным интерполяциям точечных данных. Стандартной методикой является построение профилей и прослеживание горизонтов интереса или аномальных объектов. В большинстве случаев плоские модели оказываются недостаточными для решения поставленных задач, особенно когда требуется оценка геометрии геологических тел в объеме, и при сопоставлении с другими геологическим и геофизическим данными, пространственно несколько удаленными от профиля. В таких случаях более чем желательно представление модели геологической среды в объеме. Причем модель должна быть такой, что позволяла бы получать доступ к любой своей части (в смысле визуализации этой части), а не вдоль каких-то строго определенных направлений или локаций.

Предлагается идея представления геолого-геофизической среды в виде набора блоков, каждый из которых имеет числовую характеристику (какой-либо геофизический параметр) и пространственное положение, описываемое тройками координат XYZ (рис.1). Изучаемое пространство делится на элементарные объемы, каждый из которых имеет определенную геофизическую характеристику. Это представляет собой аналог voxcel грида, реализации которого выполнялись в среде ARCGIS 9.3.1.

В качестве примера использовались данные ЗСБЗ, проведенные на площади 660 км^2 (564 физ.точек), с целью изучения геологического строения осадочной толщи палеозоя и выделения участков, перспективных на поиски залежей нефти. Густота сети наблюдений составила 1 физ.точка на 1,17 км^2. Масштаб съемки 1:50 000 (рис.2).

Перед реализацией информации в среде ARCGIS, данные ЗСБЗ прошли стандартную обработку. Основной результат измерений ЗСБЗ – это инструментальная регистрация электромагнитного поля и, как следствие, преобразование электромагнитного поля, получение величины продольных проводимостей (Сим) по разрезу, суммирующихся с глубиной (Sτ). Результаты измерений отражают количественные и качественные характеристики

слагающих разрез пород (компонентный состав, структурные параметры, электрические свойства пород и др.). Таким образом, в распоряжении интерпретатора имеются значения регистрируемых параметров, изменяющихся с глубиной. Классическое представление результатов ЗСБЗ – это график функции $S\tau \sim f(H)$, наглядно отражающий изменение функции $S\tau$ (рис.3,а) [2].

Рис. 2. Точки расположения ЗСБЗ. Данные предоставлены ООО «ТНГ-Казаньгеофизика».

Значения суммарной продольной проводимости $S\tau$ аппроксимируются в сплайн-функцию 1-й степени. В результате получаются дискретные значения $S\tau$ и $H\tau$ с равномерным шагом дискретизации, а затем, используя процедуру дифференцирования $dS\tau/d(H\tau)$, определяют удельную электропроводность $\Delta\sigma$ (рис.3 б) [3].

Таким образом, для каждой точки имелась цифровая запись изменения удельной электропроводности. В представленном примере использовалась информация изменения удельной электропроводности с шагом 200 м по глубине. Задача: построить 3-D модель электропроводности среды для данной площади работ.

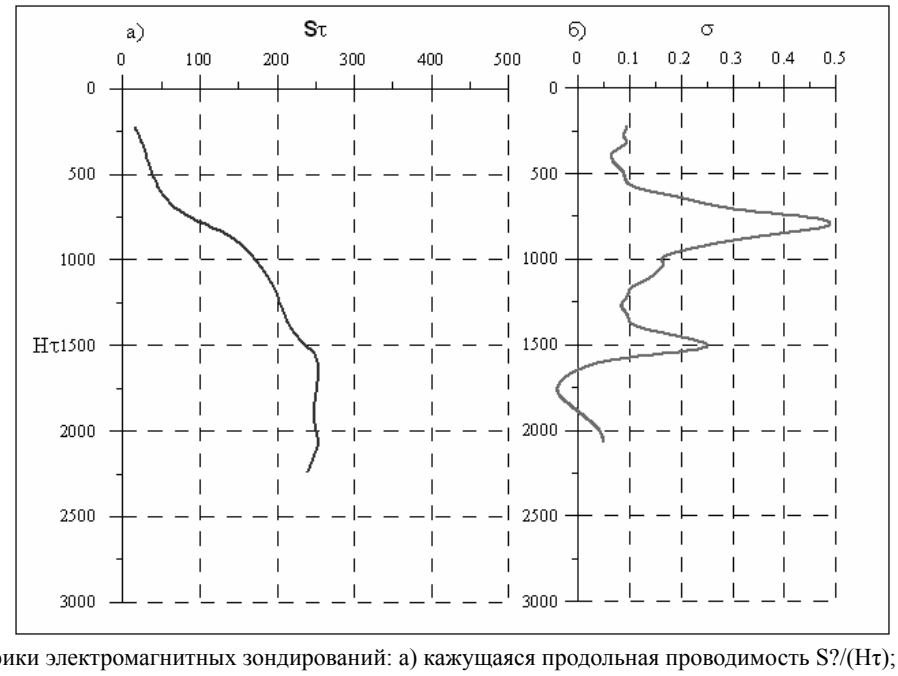


Рис.3. Графики электромагнитных зондирований: а) кажущаяся продольная проводимость S?/(Hτ); б) удельная электропроводность $dS'\tau/d(H'\tau)$ - ($\Delta\sigma$).

В данной модели геологической среды приняты элементарные блоки, которыми являются кубы определенного размера. Поскольку информация по глубине была представлена через 200 м, то и линейные размеры куба логично было принять равными 200 м. Каждый куб будет считаться наименьшей (неделимой) частью среды и для него определено значение удельной электропроводимости. Также необходимо определить координаты куба в пространстве.

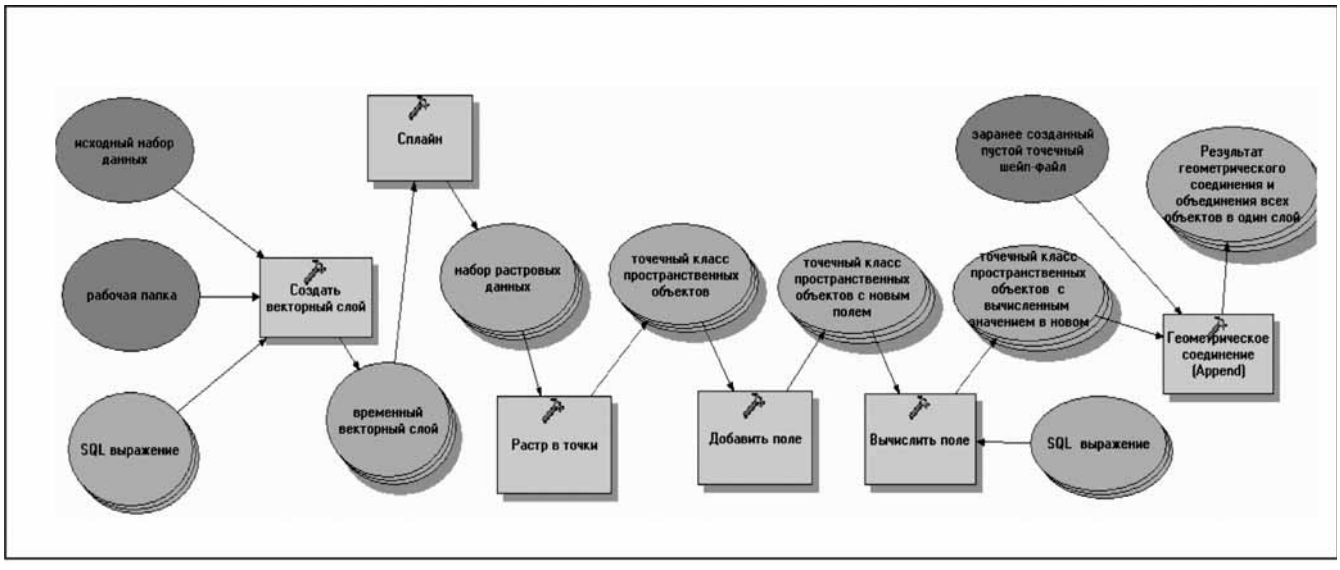


Рис.4. Алгоритм геообработки, созданный в среде ArcGIS.

Для определения этих параметров использовался простой подход. Для каждой из известных глубин H (200, 400, 600 и т.д. м) строилась поверхность-грид удельной электропроводности. Все операции можно выполнить с помощью стандартных инструментов ArcGIS [1]. Однако весь этот процесс рутинный и трудоемкий. И для упрощения был создан алгоритм модели процесса «геообработки», блок-схема которой представлена на рис.4.

Алгоритм «геообработка» – это любое преобразование пространственных данных. Операции, соединенные в единую цепочку, формируют модель процесса обработки данных. Главными элементами «геообработки» являются входные данные, инструменты которых к ним применяются, и выходные данные. Выходные данные, в свою очередь, становятся входными данными для следующей процедуры. Процедуры алгоритма перечислены пошагово, и для получения конечного результата – достаточно просто нажать кнопку «вычислить». Разработан и создан алгоритм «геообработки» один раз, его можно использовать многократно, а также передавать его другим пользователям.

Созданный алгоритм добавляется в список ArcToolbox в виде инструмента, который можно запускать из его диалогового окна или окна командной строки.

Результатом действия «геообработки» являются два вида точечных данных: 1.Удельное электрическое сопротивление для каждого интервала глубины. 2.Удельное электрическое сопротивление для общего поля точек.

Для получения непрерывного представления среды, для каждой точки задается трехмерный символ – куб с линейными размерами 200x200x200 м. Для отображения значений удельной электропроводности используем цветовую шкалу, например цветовую градацию от красного к синему. Красному цвету соответствует минимальные, а синему – максимальные значения удельной электропроводности. В результате получаем модель, пример которой изображен на рис. 5.

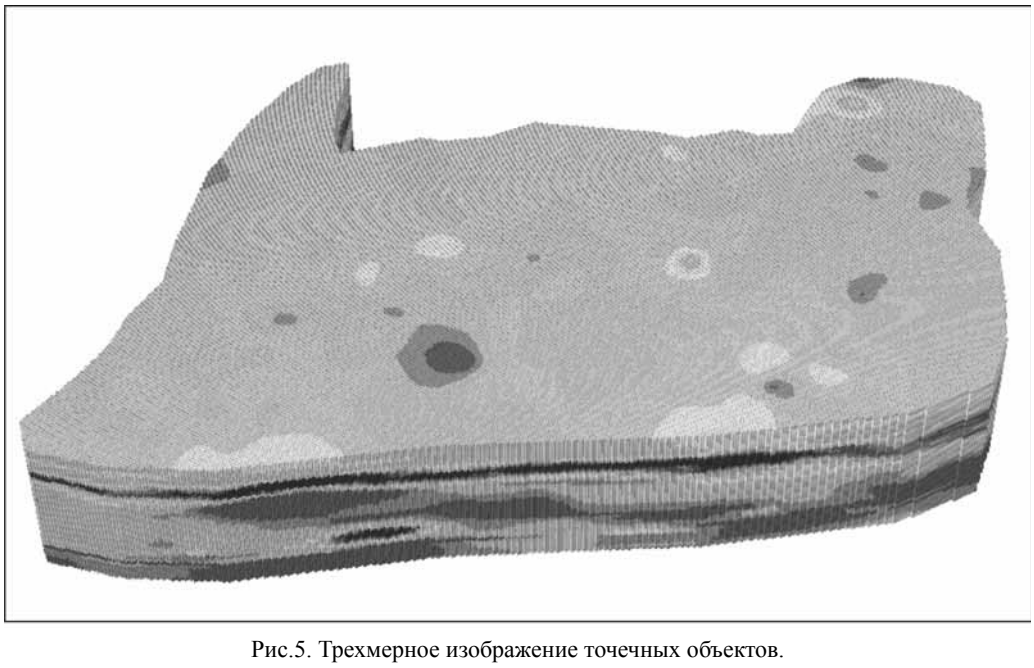


Рис.5. Трехмерное изображение точечных объектов.

Полученные данные сохраняются как файлы слоя. Теперь эти настройки будут едины для отображения любой части исследуемого массива. И в единой цветовой шкале можно отображать любой набор кубиков. Анализируя массив по частям, вы можете быть уверены, что данные всякий раз отображаются единообразно. На рис. 6 представлены примеры изображения геоэлектрических разрезов.

На рис. 7 показан пример представления данных ЗСБЗ вдоль выбранного профиля, пересекающего интересные объекты. Представлен разрез удельной электропроводности осадочного чехла северо-восточной части Республики Татарстан в пределах Актаныш-Чишминского прогиба Камско-Кинельской системы прогибов. Здесь просматривается поверхность кристаллического фундамента, который примыкает справа к южному куполу Татарского свода, а слева к западному борту Камско-Бельского авлакогена. Осадочный чехол имеет слоистое строение и по преимущественному преобладанию тех или иных литологических типов пород с учетом их стратиграфической приуроченности подразделяется на ряд комплексов.

Верхний комплекс – карбонатный комплекс среднего и верхнего карбона. Спорадически просматриваются терригенно-карбонатная пачка верейского горизонта московского яруса среднего карбона (кажущееся сопротивление имеет в верхней части разреза невысокое значение (3–7 Омм) увеличиваясь в нижней карбонатной – до 120 Омм). Кажущее сопротивление всего верхнего комплекса изменяется от 15 до 50 Ом м по данным стандартного электрокаротажа.

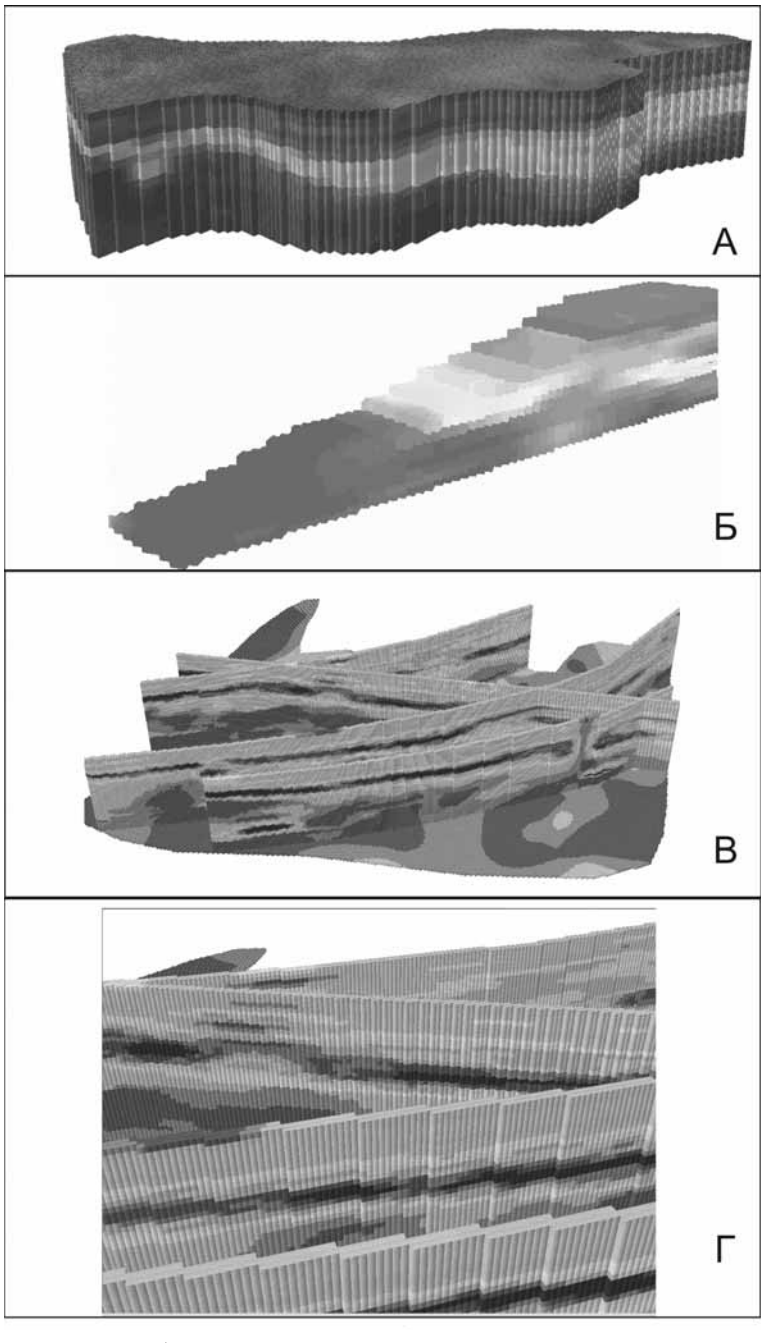


Рис.6. А, Б, В, Г – примеры изображения геоэлектрических разрезов произвольного направления и формы.

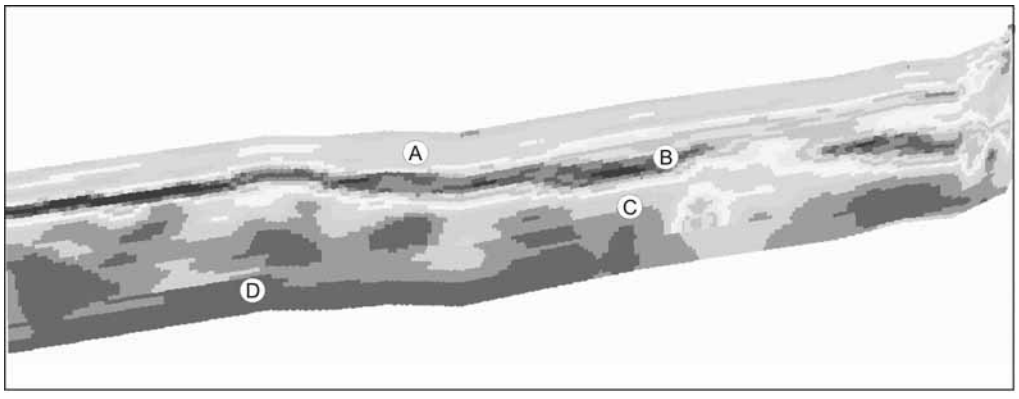


Рис.7. Примеры изображения геоэлектрического разреза произвольного направления: А – верхний комплекс; Б – средний комплекс; В – нижний комплекс; Г – кристаллический фундамент.

Средний комплекс – терригенный комплекс внутренней прибортовой и осевой зоны Актаныш-Чишминского прогиба ККС (кажущееся электрическое сопротивление изменяется от 5 до 20 Омм).

Нижний комплекс терригенно-карбонатный (кажущееся электрическое сопротивление изменяется от 10 до 75 Омм).

Продемонстрированная технология при наличии данных позволяет строить геолого-геофизические модели любой сложности. Детальность модели определяется детальностью входных данных. Очевидно, что подобные модели можно строить не только по данным зондирований, но и по результатам других геофизических исследований, тем самым облегчая задачу интерпретации. Также следует сказать и о возможности достаточно точного определения геометрии тел произвольной формы, что является важной информацией, например, при подсчете запасов.

Литература

1. *Майкл Н. ДеМерс.* Географические информационные системы. Основы. – М.:Дата+, 1999. – 489 с.

2. *Сидоров В.А., Тикшаев В.В*. Электроразведка зондированием поля в ближней зоне. – Саратов, 1969. – 58 с.

3. *Хамидуллина Г.С., Хасанов Д.И.* Некоторые методические приемы обработки и интерпретации данных электрозондирования становления поля в ближней зоне с целью выявления углеводородов // Нефть.Газ.Новации. – 2009. – № 9. – С 57-60.

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВЫСОКОТОЧНОЙ МАГНИТОРАЗВЕДКИ ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

Д.И. Хасанов, Э.В. Утемов, Д.К. Нургалиев, И.И. Нугманов, Б.М. Насыртдинов, А.Н. Даутов

Казанский федеральный университет

В Российской Федерации и за рубежом существует достаточно большое количество сервисных геофизических компаний, предоставляющих широкий спектр услуг по проведению работ методами аэро- и наземной магниторазведки. Услуги включают в себя качественную и количественную интерпретацию данных, спектральный анализ магнитного поля и т.д. Разработаны десятки оригинальных алгоритмов решения различных задач магнитометрии. В то же время в большинстве своем все найденные решения сводятся к выделению аномалий типа «залежь». Отдельные особенности магнитного поля довольно часто объясняются эпигенетическими изменениями пород осадочного чехла под воздействием углеводородов, однако анализ характера изменений проводится очень редко. Еще реже проводится детальное изучение тонкой структуры локального магнитного поля. В предлагаемых методиках используются, как правило, традиционные подходы в практике интерпретации результатов наземной магниторазведки. При этом зачастую игнорируются некоторые особенности тонкой структуры локального поля.

Активные эпигенетические процессы, инициированные углеводородами, приводят к изменению и формированию новых минералов железа. При этом в значительных объемах горных пород изменяются магнитные свойства. Проникновение углеводородов приводит к восстановлению железа и при достаточном парциальном давлении серы – к формированию сульфидов железа (пирит, пирротин и др.). В слабо-восстановительных зонах на фронте углеводородного потока подвижность железа существенно повышается и происходит интенсивный вынос железа. И наконец, на границе восстановительной и окислительной обстановок (глубины от 600-800 м до 100-200 м) формируются участки с повышенным содержанием магнитных минералов железа (грейгит, магнетит – в зависимости от геохимической обстановки).

Очевидно, что необходимым фактором активной флюидодинамики является наличие ослабленных проницаемых областей в осадочном чехле, по которым может происходить миграция флюидов как по вертикали, так и по латерали.

В данном случае под названием «ослабленные проницаемые» области мы понимаем разломы и структуры, похожие на них. Ограниченная латеральная миграция может частично проходить по проницаемым пластам и трещинам. Кроме того, на магнитные свойства горных пород могут существенно влиять диффузионные и биологические процессы (деятельность сульфатредуцирущих бактерий и т.д.). Макроскопическая трещиноватость осадочного чехла может быть оценена по плотности линеаментов, которые могут быть выявлены по цифровым моделям рельефа. С другой стороны, линеаментный анализ может быть проведен по моделям магнитного поля.

Основой для расчета карт линеаментов и карты плотности линеаментов по цифровой модели магнитного поля, является карта штрихов – первичных линейных объектов, выраженных в магнитном поле. Расчет поля штрихов и всех производных полей выполнялся по методике А.А. Златопольского. Для определения штрихов в цифровой модели магнитного поля выявляются спрямленные участки положительных и отрицательных аномалий. Следующий шаг анализа штрихов - формирование на их основе прямых протяженных линеаментов. Здесь же можно установить фильтр, отбирающий линеаменты по степени их выраженности. Кроме расчета линеаментов и их направлений карта первичных штрихов используется для расчета плотности линеаментов (плотности штрихов). Значение каждой ячейки растра плотности показывает отношение суммарной длины всех штрихов к площади некоторой окрестности данной ячейки.

В структуре линеаментов магнитного поля отражаются линейные контрастные в магнитном отношении объекты и их границы (рис.1.). Такие объекты могут находиться как в кристаллическом фундаменте, так и в осадочном чехле. Разделение источников аномального магнитного поля по глубинам позволяет разделить эти объекты. Наибольший интерес представляют объекты в осадочном чехле, где источниками линейных структур в аномальном магнитном поле являются литологические границы, зоны фациального замещения и эпигенетических изменений. Наиболее контрастные структуры формируются вдоль тектонических трещиноватых зон. Причинами повышенной или пониженной намагниченности пород в этих зонах являются именно эпигенетические изменения железистых минералов за счет влияния УВ.

Рис.1. Пример линеаментного анализа магнитного поля (синий цвет соответствует осям положительных магнитных аномалий).

С точки зрения изучения миграции углеводородов в осадочном чехле, очень интересны и информативны карты сопоставления линеаментов, выделенных по цифровой модели рельефа и магнитному полю. Природа совпадающих линеаментов достаточно проста – это зоны трещиноватости, по которым проходила миграция флюидов, содержащих углеводороды.

Например, растворение магнитных минералов и вынос железа вблизи залежей и отложение магнитных минералов в трещиноватых зонах на границе окислительно-восстановительной зон.

Несмотря на большой интерес к фрактальным свойствам геофизических полей, их ценность значительно недооценена. Ранее нами было показано, что энергетические спектры магнитных аномалий с хорошей степенью приближения могут быть аппроксимированы функцией вида

$$S(\omega) \propto \omega^{-\alpha} e^{-\beta\omega}.$$

На территории Республики Татарстан для параметров α и β были получены значения $\alpha = 0.71$, $\beta = 1.92$. Этот эмпирический результат поясняется с помощью горизонтально-слоистой модели магнитоактивной среды с

вертикальным статистически фрактальным распределением намагниченности. В рамках этой модели параметр α связан с фрактальной размерностью распределения намагниченности соотношением

$$\alpha=5/2-D_f,$$

а параметр β – представляет собой глубину залегания верхней кромки модели магнитоактивной среды. На территории РТ были получены следующие оценки средних значений фрактальной размерности и глубины залегания верхней кромки модели: $D_f = 1.7\pm0.07$, $h = 1.85\pm0.2$ км.

По данным фрактального анализа магнитного поля (метод абсолютных приращений) график указанной зависимости в билогарифмическом масштабе испытывает перегиб, что также хорошо укладывается в представленную модель среды. При этом на малых масштабах кривая зависимости аппроксимируется прямой линией, наклон которой зависит от параметра h, а на больших масштабах – прямой линией, наклон которой зависит от параметра D_f .

Интерес представляет точка пересечения этих двух прямых. Ее положение крайне чувствительно к углу наклона между прямыми и становится неустойчивым при малых углах. В свою очередь, такая ситуация может быть только в случае, если граница поверхности нечетко выражена, имеет фрактальный характер.

Для изучения пространственного расположения таких областей мы пользуемся методикой вычисления локальной размерности для нестационарных фрактальных множеств.

Карты фрактальных характеристик аномального магнитного поля отражают сложность магнитного поля и дают обобщенную информацию о степени вторичного преобразования геологической среды. Зоны высокой фрактальной размерности наблюдаются в местах интенсивного разрушения залежей УВ в верхней части осадочного чехла. В этих зонах, несомненно, происходила миграция УВ. В нижней части разреза (в том числе фундамента) происхождение этих аномалий может быть связано с процессами низкотемпературного метаморфизма, связанными с восходящей миграцией флюидов и энергии (тепла), что может быть косвенным признаком формирования и миграции УВ флюидов в нижней части осадочного чехла.

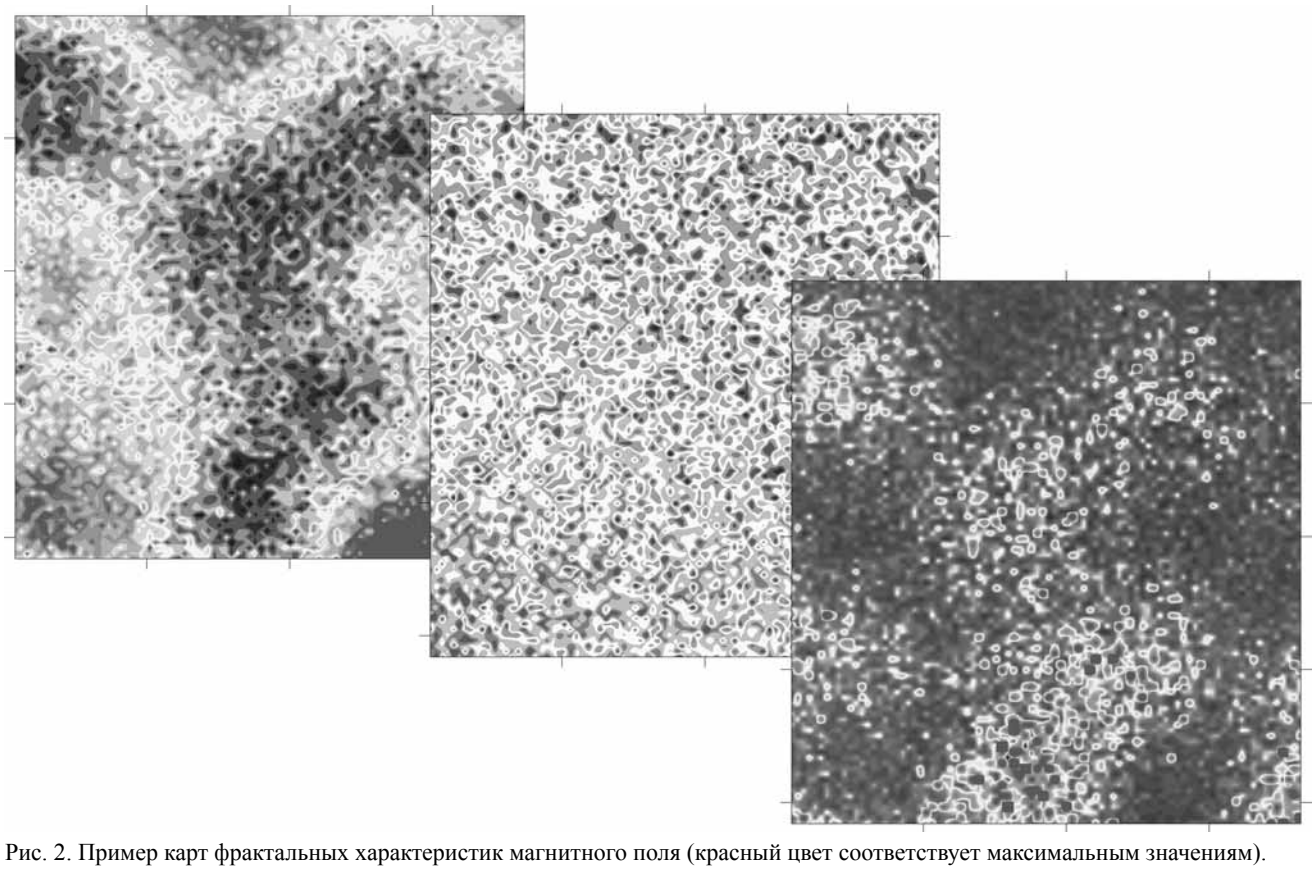


Рис. 2. Пример карт фрактальных характеристик магнитного поля (красный цвет соответствует максимальным значениям).

Очень важным вопросом остается количественная интерпретация данных магниторазведки. Детальные трехмерные петромагнитные модели позволяют проследить зоны возможного эпигенетического изменения горных пород под влиянием углеводородов, на разных структурных этажах осадочного чехла (рис.3).

Для анализа аномалий потенциальных геофизических полей мы использовали базисные вейвлеты, построенные на основе высших производных потенциала соответствующего поля точечных источников. Такие вейвлеты мы назвали «естественными». Ранее было показано, что выбор данного класса базисных функций оказался удачным по нескольким причинам:

1. Доказано, что при разложении аномалий с помощью «естественного» базиса, вейвлет-спектр является также точным решением соответствующей обратной задачи.

2. Доказано, что по «естественным» вейвлет-спектрам точечного источника однозначно определяются его параметры (положение, масса/намагниченность).

3. Доказано, что для получения спектра «естественного» непрерывного вейвлет-преобразования можно использовать результаты быстрого дискретного вейвлет-преобразования.

В практических задачах решение обратной задачи в виде системы точечных источников в силу очевидных причин не может являться окончательным. Поэтому далее мы проводим процедуру эквивалентного перераспределения источников с учетом имеющихся априорных геолого-геофизических данных.

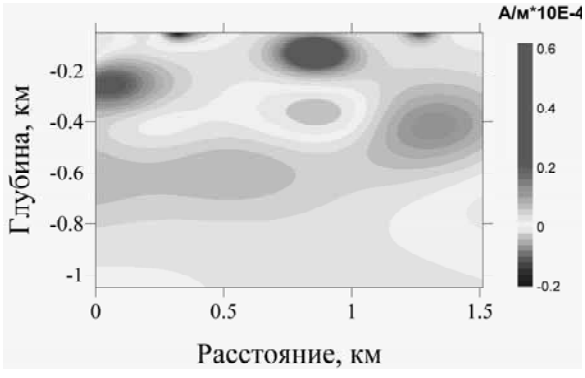


Рис.3. Пример разреза намагниченности, построенного на основе трехмерной петромагнитной модели.

Проблема исследования тонкой структуры магнитного поля – чрезвычайно актуальная задача с точки зрения реконструкции геологической истории месторождений углеводородов, их поисков и разведки. С этой точки зрения соединения железа являются очень эффективными индикаторами изменяющейся геохимической обстановки. Их широкое распространение в осадочных горных породах позволяет проводить исследования практически повсеместно. Важность данного направления заключается в возможности изучения месторождения на всех этапах разработки, т.е. мониторинг миграции углеводородов в процессе эксплуатации. Совершенствование методик на всех этапах исследований – это наиболее важная проблема, решение которой обеспечит получение качественных данных и соответственно – качественного научного результата. Другой круг проблем в данном научном направлении связан с совершенствованием инструментов исследования: создание принципиально новых инструментов, позволяющих получать ранее недоступную информацию, повышение чувствительности и помехоустойчивости традиционных инструментов. Некоторые легко измеряемые магнитные параметры имеют ясную интерпретацию при реконструкции изменений природной среды. Потенциал методов изучающих магнетизм горных пород в этом смысле огромен. Более глубокое понимание природы изменений магнитных параметров пород осадочного чехла, в целом, позволит найти новые эффективные инструменты для изучения процессов в осадочном чехле, инициированных углеводородами.

ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ, ПРИМЕНЯЮЩИХСЯ В ТЕХНОЛОГИЯХ ВОДООГРАНИЧЕНИЯ И ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ

М.Р. Хисаметдинов, А.В. Михайлов, З.М. Ганеева, Н.Н. Абросимова

ТатНИПИнефть

В настоящее время применяется широкий спектр технологий с использованием гелеобразующих систем на основе синтетических полимеров и смол, эфиров целлюлозы, полисахаридов микробного и растительного происхождения, которые в сочетании со сшивателями, способны в пластовых условиях образовывать различные по свойствам гели.

Одним из наиболее распространенных методов увеличения нефтеотдачи пластов является применение сшитых полимерных систем, образующихся в результате взаимодействия полиакриламида (ПАА) с ионами поливалентных металлов. Применение метода является технологически эффективным, но недостаточно рентабельным из-за высокой стоимости полиакриламида и закачки значительных объемов рабочих растворов. В этих условиях одним из способов снижения стоимости обработок является частичное замещение полиакриламида в составе композиции на иные полимеры, в частности карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ). Так, стоимость 1 м^3 композиции на основе ПАА и сшивателя составляет 714,8 руб., а композиции на основе

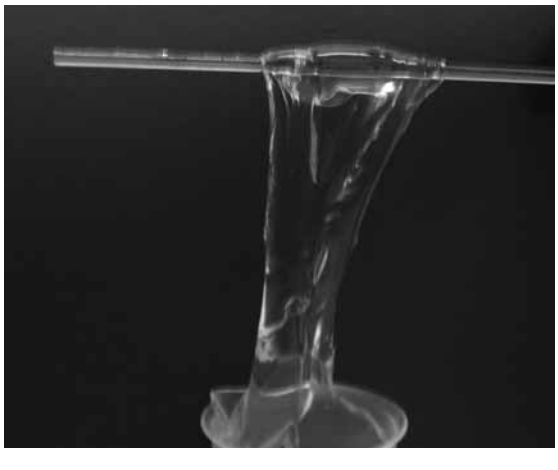


Рис. 1. Внешний вид геля (композиции на основе КМЦ, ПАА и сшивателя).

ПАА, КМЦ и сшивателя – 413,8 руб., т. е. в 1,7 раза дешевле по сравнению с композицией на основе ПАА и сшивателя (по ценам реагентов на 01.01.2010).

Композиция на основе КМЦ, ПАА и сшивателя

Сшитые композиции на основе смеси КМЦ и ПАА образуют вязкоупругие гели, обладающие высокой сдвиговой прочностью и стабильностью во времени (рис. 1).

Ниже представлены данные экспериментов по определению сдвиговой прочности гелей, проведенных на вискозиметре «Реотест-2» (табл. 1, 2).

Как видно из табл.1, сдвиговая прочность гелей зависит от плотности воды и соотношения компонентов в композиции. С увеличением плотности воды сдвиговая прочность гелей уменьшается. Сдвиговая прочность гелей, полученных при взаимодействии ПАА с добавлением КМЦ и сшивателя, не уступает композиции ПАА.

Важным показателем гелеобразующих композиций является стабильность гелей во времени (под стабильностью понимается способность гелей сохранять свои технологические свойства в течение длительного времени). В процессе хранения гелей в микрообъеме происходит постепенный их синерезис с выделением некоторого количества воды.

Таблица 1

Сдвиговая прочность и время гелеобразования композиции на основе КМЦ, ПАА и сшивателя

Массовая доля композиции, %			Плотность воды, г/см^3	Сдвиговая прочность, Па	Время гелеобразования, сут
КМЦ	ПАА	сшиватель			
0,5	0,2	0,06	1,00	620	5
0,5	0,2	0,1	1,00	695	5
0,5	0,15	0,1	1,06	470	4,5
0,5	0,15	0,1	1,12	395	4,5
1,0	0,5	0,1	1,00	731	3
1,0	0,5	0,1	1,06	460	3,5
-	0,5	0,1	1,00	720	3
-	0,5	0,1	1,06	438	3,5

Исследование стабильности гелеобразующей композиции проводили по интенсивности нарастания или падения прочности геля во времени (табл. 2). Полученные результаты показывают, что гели, полученные на основе КМЦ, ПАА и сшивателя, обладают хорошей стабильностью во времени в сравнении с композицией ПАА. Гели композиции ПАА за шесть месяцев хранения уменьшили свои прочностные свойства в среднем в два раза (табл. 2).

Таким образом, на основании проведенных исследований прочность гелей в композиции на основе КМЦ, ПАА и сшивателя не уступает прочностным характеристикам гелей ПАА. За счет уменьшения использования дорогостоящего ПАА в композиции (КМЦ, ПАА и сшиватель) происходит снижение стоимости данного состава в 1,7 раза.

Таблица 2

Прочность гелей на основе КМЦ, ПАА и сшивателя от времени хранения

Массовая доля композиции, %				Время хранения, сут									
КМЦ	ПАА	Сшиватель	Плотность г/см^3	1	5	10	20	30	60	90	120	150	180
				Прочность гели от времени хранения, Па									
0,5	0,05	0,06	1,00	380	395	396	395	390	385	380	382	380	380
0,5	0,05	0,06	1,06	350	360	365	360	350	350	348	348	348	348
0,5	0,05	0,06	1,12	290	310	312	310	295	291	288	285	285	285
-	0,3	0,03	1,00	450	442	385	362	347	338	290	268	235	235

В настоящее время композиция на основе КМЦ, ПАА и сшивателя в технологиях ограничения водопритока в добывающих скважинах и выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах прошли испытания и приняты к внедрению на объектах ОАО «Татнефть».

Все большее распространение получают методы ограничения водопритоков, основанные на применении составов на основе полимерных материалов и синтетических смол, целесообразность совершенствования которых диктуется наличием различных геологических и технических условий при проведении работ.

Одним из недостатков известных композиций на основе смол (ТСД-9, фенолоформальдегидные смолы и др.) являются низкие адгезионные свойства, невысокие эластичные и прочностные свойства (растрескивание образующихся систем, нарушение сплошности экрана и т.д.), что приводит к низкой эффективности водоизоляционных работ [1].

Поэтому при создании водоизоляционных экранов целесообразно применять более эластичные, хотя и несколько менее прочные, чем «камень», материалы. Такие материалы обладают хорошей фильтруемостью, равномерно заполняют поровое пространство. Находящийся в поровом пространстве материал испытывает лишь напряжения сдвига, регулируемые толщиной экрана.

В институте «ТатНИПИнефть» были разработаны новые гелеобразующие композиции для ограничения водопритока на основе синтетических смол: композиция на основе ацетоноформальдегидной смолы (композиция ГКС) и композиция на основе карбамидоформальдегидной смолы (композиция КФС).

Композиция ГКС.

Композиция ГКС представляет собой гелеобразующий состав на основе водного раствора ацетоноформальдегидной смолы, полимера и сшивателя (рис. 2).

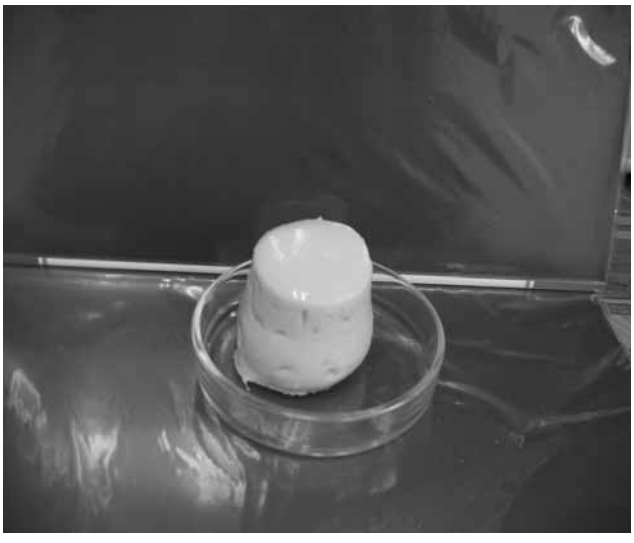


Рис. 2. Внешний вид композиции на основе смолы, полимера и сшивателя.

Механизм действия композиции основан на способности закачиваемых растворов с низкой вязкостью селективно проникать в высокообводненные пропластки и после гелеобразования блокировать пути поступления воды в скважину.

Сформировавшийся гель характеризуется высокой пластичностью и прочностью, устойчив к водам в широком диапазоне минерализаций. Прочность образующихся гелей в зависимости от концентрации компонентов варьирует от 450 до 1200 Па. Повышение прочностных свойств состава обусловлено дополнительным структурированием метинольных групп ацетоноформальдегидной смолы с полимером в присутствии сшивателя. Добавка полимера в композицию на основе смол увеличивает эластичность и уменьшает синерезис полученных систем. В результате этой реакции образуется эластичный гель, представляющий собой прочную структуру при определенном соотношении компонентов (табл. 3).

Таблица 3

Кинетика гелеобразования ацетоноформальдегидной смолы от концентрации

Номер опыта	Массовая доля, %			Начальная вязкость, мПа·с	Прочность, Па	Время гелеобразования, ч	Примечание
	Полимер	Смола	Сшиватель				
1	0,05	5,0	1,5	8,0	450	24	гель
2	0,05	25	3,0	8,0	1000	5,0	гель
3	0,1	30	2,0	11,0	820	5,0	гель
4	0,1	50	2,0	12,0	1200	4,0	гель
5	-	50	2,0	12,3	1250	6,0	камень

Как видно из таблицы 3, время гелеобразования композиций зависит от содержания и соотношения компонентов. Время гелеобразования полученных систем составляет от 4 до 24 часов. Полученные системы обладают продолжительным водоизолирующим эффектом, за счет стабильности геля. Изменение сдвиговой прочности полученных гелей во времени представлены в табл. 4.

Таблица 4

Зависимость стабильности геля от времени хранения

Массовое содержание компонентов в композиции, %			Прочность (Па) от времени хранения, сут								
Смола	Полимер	Сшиватель	0	1	10	20	30	60	90	120	150
25	0,15	2,0	127	1200	904	954	954	925	920	920	920
50	0,15	2,0	163	1308	1308	1286	1286	1300	1310	1300	1300
60	0,15	2,0	300	1320	2228	1654	1654	1650	1655	1700	1900

Таким образом, применение ацетоноформальдегидной смолы и сшивателя в сочетании с полимером в определенных соотношениях обеспечивает получение состава с оптимальным временем гелеобразования и высокими структурно-механическими свойствами образующихся гелей, что позволяет повысить эффективность водоизоляционных работ по сравнению с композициями на основе смол без добавления полимеров.

Для определения эффективности изоляционных свойств композиции ГКС провели исследования на однослойных моделях пласта с различной проницаемостью. Составы обладают высокой эффективностью изоляции (99-100 %), что позволяет повысить качество изоляционных работ по ограничению водопритока в скважины (табл. 5).

Таблица 5

Эффект изоляции композиций ГКС

Номер опыта	Проницаемость, мкм^2		Эффект изоляции, %
	до изоляции	после изоляции	
1	0,8	не фильтруется	100
2	1,6	не фильтруется	100
3	2,6	0,0004	99,98
4	14,0	3,4	76,5

Таким образом, в результате исследований установлено, что гелеобразующая композиция на основе ацетоноформальдегидной смолы имеет следующие преимущества по сравнению с известными технологиями на основе смол (ТСД-9, фенолформальдегидные смолы и др).: продолжительный водоизолирующий эффект за счет стабильности геля; возможность регулирования времени гелеобразования; хорошая фильтруемость в поровом пространстве; высокая адгезионная способность и эластичность водоизолирующего экрана; экологическая безопасность и технологичность; низкая стоимость используемых реагентов.

В настоящее время композиция ГКС используется в разработанной технологии для ограничения водопритока в добывающих скважинах и внедряется на месторождениях ОАО «Татнефть».

Композиция КФС

Композиция КФС представляет собой состав на основе карбамидоформальдегидной смолы, эфира целлюлозы и отвердителя (рис. 3). Основное отличие их и преимущество перед композицией ГКС – устойчивость к минерализованным водам (композиция ГКС готовится на пресной воде). Механизм отверждения композиции происходит в пласте при взаимодействии указанных реагентов.

В результате проведенных исследований установлены оптимальные концентрации компонентов в композиции КФС по оценке прочностных и фильтрационных свойств гелей. Прочность образующихся гелей составляет от 480 до 2836 Па (табл. 6) при следующем содержании компонентов, мас. %: КМЦ 0,25–0,5; КФЖ 50; отвердитель 0,25–1,0.

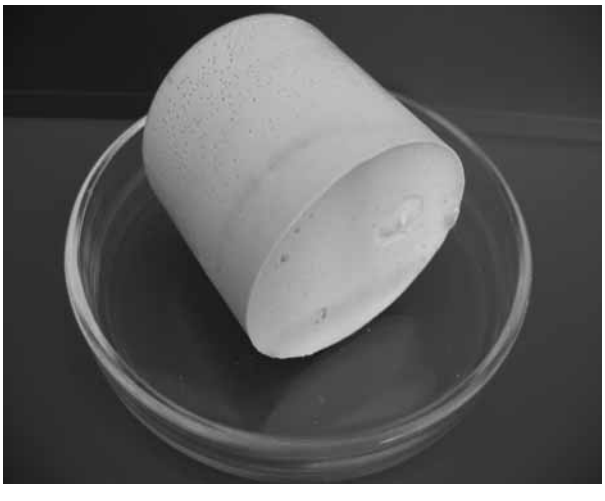


Рис. 3. Внешний вид композиции КФС.

Основное назначение гелей – создание повышенных фильтрационных сопротивлений в пористой среде при фильтрации воды. Уровень фильтрационных сопротивлений характеризуется остаточным фактором сопротивления и показывает степень уменьшения проницаемости пористой среды после формирования экрана.

Исследование фильтрации водоизолирующих свойств композиций КФС были проведены на моделях пласта.

В результате проведенных исследований отмечаются следующие закономерности:

- с увеличением размера создаваемой оторочки композиции в пласте увеличивается остаточный фактор сопротивления от 1,5 до 1968 (табл. 7).; вплоть до полного прекращения фильтрации; достигается эффект изоляции от 23,5 до 100 %.

Таблица 6

Результаты исследований композиций КФС

Массовая доля, %			Начальная вязкость, МПа□с	Время отверждения, ч (начало / конец)	Сдвиговая прочность, Па	Примечание
Эфир целлюлозы	Карбамидная смола КФЖ	Отвердитель				
0,5	50	0,25	59,0	20 / 72	480	гель
0,5	50	0,5	59,0	20 / 48	1340	пластичная упругая масса
0,5	50	1,0	59,0	20 / 24	1687	-"-
1,0	50	0,25	68,0	20 / 72	650	гель
1,0	50	0,5	68,0	20 / 48	2110	пластичная упругая масса
1,0	50	1,0	68,0	20 / 24	2836	-"-

Таблица 7

Результаты исследований композиции КФС на насыпных моделях пласта

Номер опыта	Поровый объем, $см^3$	Давление, МПа	Начальная проницаемость по воде, $мкм^2$	Закачанный объем композиции, % от порового объема	Конечная проницаемость по воде, $мкм^2$	Остаточный фактор сопротивления, $R_{ост.}$
1	140	0,1	17,3	20	0,55	31,5
2	140	0,05	18,3	30	не фильтруется	-
		0,1			-"-	-
		0,2			-"-	-
		0,3			0,0093	1968
		0,4			0,018	1017
		0,6			0,019	963
3	140	0,1	0,34	10	0,1	3,4
4	140	0,1	5,0	10	1,8	2,8

При этом основное увеличение остаточного фактора сопротивления происходит при размере оторочки 30 % от объема пор. С увеличением проницаемости пласта уменьшается остаточный фактор сопротивления, создаваемый композицией в пористой среде.

Анализ изоляционных свойств композиции показывает, что при принятых условиях проведения исследований, остаточный фактор сопротивления изменяется в пределах от 1,5 до 1968. Эффект изоляции снижается по мере роста проницаемости при одной и той же концентрации компонентов в композиции с 23,5 % до 70,6 % (таблица 8).

Таблица 8

Эффект изоляции композиций КФС

Номер опыта	Проницаемость, $мкм^2$		Объем оторочки, %	Эффект изоляции, %
	до изоляции	после изоляции		
1	18	11,9	10	23,5
2	17,3	0,55	20	96,8
3	18,3	Не фильтр.	30	100
4	0,34	0,1	10	70,6
5	5,0	1,8	10	64,0

Проведенные исследования в целом положительно характеризуют и подтверждают перспективность применения композиции КФС для достижения целей технологии.

Разработанная технология с применением композиции КФС проходит опытно – промысловые испытания на объектах ОАО «Татнефть».

Литература

1 *Петров, Н.А., Юрьев, В.М., Селезнев, А.Г.* и др. Ограничение водопритока в нефтяные скважины [Текст] / Н.А.Петров, В.М. Юрьев, А.Г. Селезнев и др. // Обз. инфопмация / Организация-спонсор: Научно-производственная фирма «Эридан-Экспо». – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – С.64.

ГРР НА МАЛОИЗУЧЕННЫХ ТЕРРИТОРИЯХ С ПРИВЛЕЧЕНИЕМ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И МЕТОДОВ ЛОКАЛЬНОГО ПРОГНОЗА НЕФТЕНОСНОСТИ

Р.С.Хисамов *(ОАО «Татнефть»)*

С.Е.Войтович, М.Г.Чернышова, А.И.Исхаков

ОАО «Татнефть», ТГРУ

Естественная динамика геологоразведочных работ зрелой стадии нефтегазоносной провинции отражает не объемы и не качество, а скорее объективный процесс падения их эффективности по мере повышения степени изученности.

Легко прогнозируемая нефть исчерпана, геолого-разведочные работы движутся в сторону освоения новых территорий.

Основные направления геологоразведочных работ на новых территориях, как и раньше, ведутся по трем этапам - региональные, зональные и локальные. Для западных территорий Республики Татарстан характерна неравномерная изученность.

Региональные и зональные геологоразведочные работы эффективно выполняются в том числе с использованием поверхностных геохимических изысканий по технологии **GORE™**. Способ геохимического поиска объектов УВ сырья по технологии **GORE™** внедряется геологической службой ОАО «Татнефть», используется на лицензионных землях с 2002 г. Исследования проведены на территории РТ – по Актанышской площади, Ковалинскому участку, на Кукморском, Шадкинском, Берсутском участках, на локальных поднятиях, а также за пределами Татарстана – в Ульяновской области (Зимницко-Калмаюрская площадь), в Калмыкии, в Ненецком автономном округе и Ливии.

Цель геохимических исследований – определение перспектив нефтеносности изучаемой площади.

Задачи:

1. Оценка углеводородного потенциала малоизученной территории;
2. Выделение перспективных зон для проведения геофизических исследований;
3. Подтверждение газо-геохимическими аномалиями стратиграфических и (или) структурных ловушек нефти, ранее выделенных по геофизическим данным.

Теоретической базой для использования геохимического метода GORE является представление о вертикальной миграции углеводородных молекул из коллектора к поверхности, т.е. о явлении, которое также известно под названием «микропросачивание». В практическом отношении правомочность данного допущения была доказана в ходе многих геохимических исследований, подтвержденных в широком диапазоне геологических ситуаций.

Технология работ заключается в «пассивном» сборе углеводородных газов (УВГ), посредством введенного в грунт на глубину 30–60 см искусственного адсорбента.

Предлагаемая система пассивной адсорбции газовой фракции существенно отличается от проводимого ранее способа геохимической съемки, а именно отбора проб глубинных газов 5–6-метровыми скважинами. Эта особенность понижает трудозатраты и тем самым удешевляет выполнение полевых работ.

Второй особенностью методики является надежная и детальная диагностика глубинных газов, позволяющая различать углеводороды «фона», разделять газы по генезису: растительные, микробиологические, поверхностного загрязнения, исходной породы и т.д. По сравнению с ранее использовавшимися методиками точность метода GORE повышена на несколько порядков с 10^{-6} до 10^{-9}-10^{-12}.

Если ранее существующие методики ограничивались диагностикой УВ в интервале от метана до изомеров гексана, то предлагаемая методика способна провести разбраковку УВ в интервале этан-фитан, выделяются содержания более 85 компонентных соединений углеводородов органического происхождения в спектре C_2–C_{20}. Для гарантированной защиты сорбируемых глубинных флюидов от поверхностных загрязнений применяются специальные технологии. Более совершенная и глубокая геохимическая диагностика углеводородов несколько удорожает эту часть исследований.

Установлено, что почвенные газы несут признаки нижележащей углеводородной залежи. Их контуры четко фиксируют проекцию углеводородных залежей на дневной поверхности. Выявлены также признаки, увязывающиеся с пороговыми (фоновыми) значениями. В результате полевых и лабораторных исследований строится информационная прогнозная карта. Величиной аномального порога признана вероятность 75 %. Модульные позиции выше 75 % считаются характерными для существующих углеводородных залежей. Аналогичные позиции с вероятностью, стремящейся к нулю, считаются фоновыми, указывающими на отсутствие углеводородного накопления.

Технология геохимических поисков фирмы GORE основана на более утонченной операции по измерению изменений геохимических структур, происходящих в пробоотборниках за счет «УВ дыхания» земных недр. Поэтому эта методика при появлении новой геолого-геофизической информации по исследуемому объекту может адекватно отреагировать для построения новой более контрастной и реалистичной геохимической модели нефтеносности.

В 2007 г. на участке Шадкинской структуры СТС проведены геохимические исследования по технологии GORE-SORBER. Региональное геохимическое исследование выполнено как опережающее бурение. На площади структуры был инсталлирован 31 модуль (шаг опробования 500 м). «Геохимический образ» нефти территории был отождествлен с нефтяной скв.52 (Привятская площадь), входящей в площадь Шийского месторождения. Результаты геохимических исследований однозначно указывают на высокий УВ потенциал Шадкинской структуры, практически по всей ее площади. 80% анализов выборки сетевых проб характеризуются 95% -100% уровнем вероятной сходимости с «геохимическим образом» нефти скв.52, тем самым, подчеркивая обширной аномалией структурный фактор контроля нефтеносности на данном участке (рис.1). По результатам геохимического опробования Шадкинская структура является перспективной на поиск нефти, даны рекомендации на бурение поисково-разведочной скважины.

Впоследствии на Шадкинском участке были пробурены две скважины № 635 и 690. Скважина № 635 подтвердила прогноз GORE SORBER. Пробуренная скважина 690, также находящаяся в аномальном поле геохимической вероятности не подтвердила прогноз, в ней была обнаружена остаточная нефть по данным керна, приток нефти не получен.

После бурения непродуктивной скважины 690 на Шадкинском участке проведены геофизические работы методом ЕП и МП. По результатам обработки материалов полевой съемки были получены карты распределения физических полей ЕП и МП.

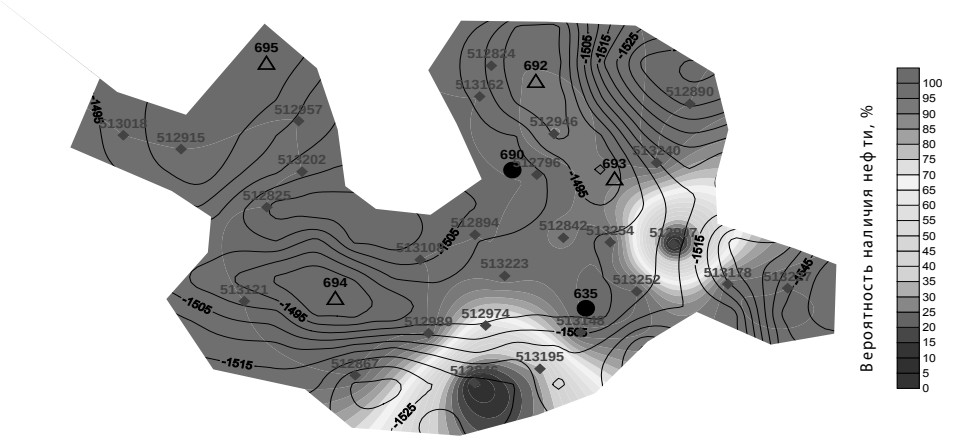


Рис. 1. Карта прогнозной нефтеносности (GORE SORBER) продуктивного пласта кыновского горизонта, Шадкинский участок.

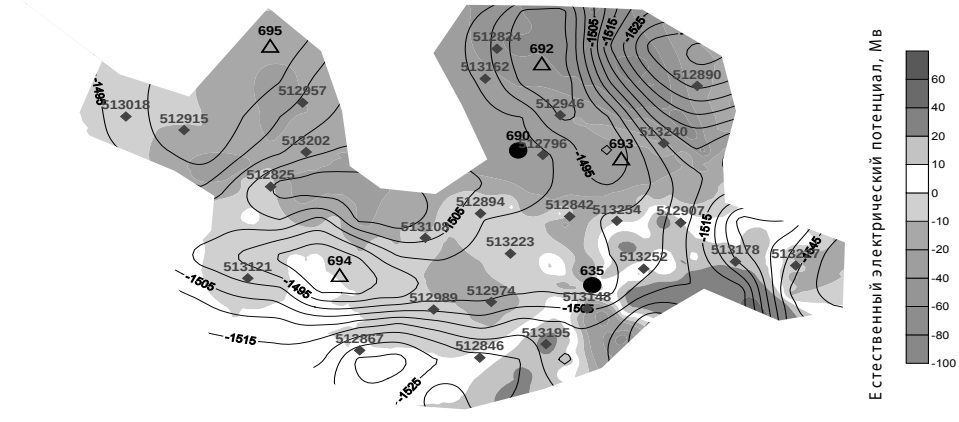


Рис. 2. Карта распределения поля естественного электрического потенциала.

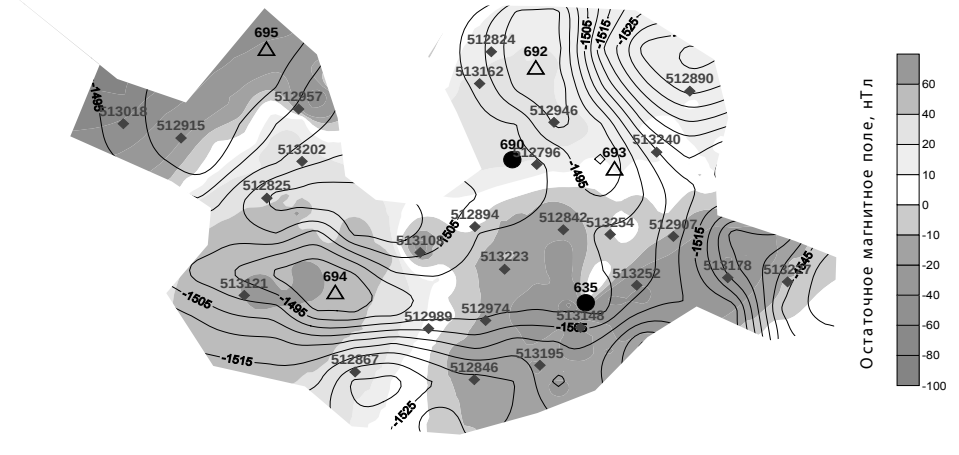


Рис.3. Карта распределения магнитного поля.

Оказалось, что скважины 635 и 690 находятся в одинаковых условиях по данным геохимической съемки, но в разных условиях по структурному фактору и по результатам съемки ЕП и МП. Дискриминантный анализ классифицировал данные по заданным параметрам «нефть – ост.нефть – пусто» (рис.4).

Результатом комплексного исследования локального прогноза нефтеносности построена карта комплексного параметра вероятности (КПВ) перспектив нефтеносности Шадкинского участка (рис.5).

Анализируя карту КПВ, можно сказать, что контур прогнозной нефтеносности Шадкинского участка существенно сократился относительно геохимической аномалии GORE SORBER. Выделяются две зоны максимальной вероятности: первая расположена в центре исследуемой территории в районе скв.№ 635, вторая – расположена на северо-западе участка в контуре поднятия в районе проектной скв.№ 695, ограничиваясь по точкам изогипсой с абсолютной отметкой ≈-1507 м.

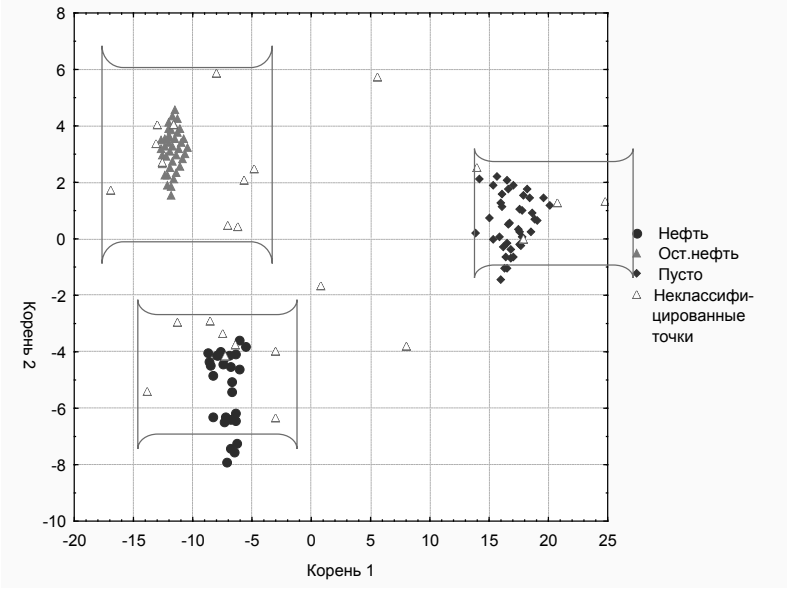


Рис. 4. Диаграмма рассеяния дискриминантных функций с неклассифицированными точками.

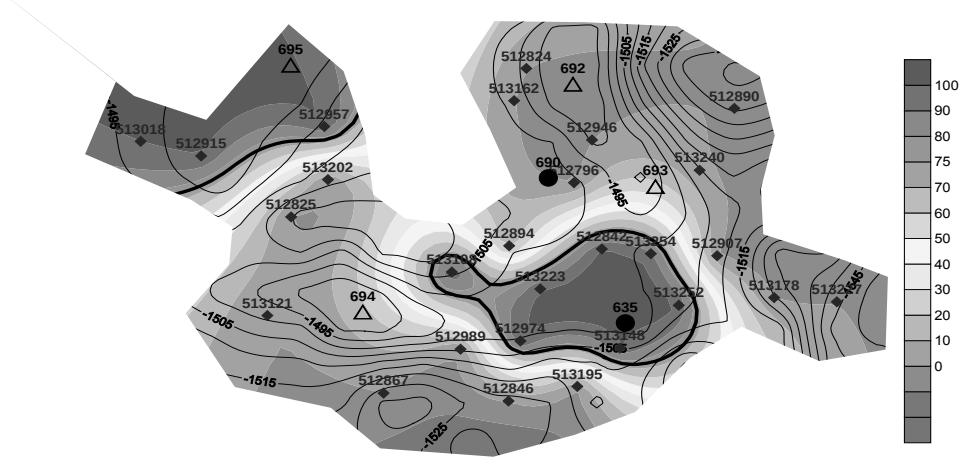


Рис. 5. Карта комплексного параметра вероятности (КПВ), Шадкинский участок.

Поднятие, расположенное севернее скв.№ 690, оказалось бесперспективным. Скважина № 690 с остаточной нефтеносностью лежит гипсометрически ниже скважины 635. Рекомендуемые сейсморазведкой скважины 692, 693 и 694 также оказались в бесперспективной зоне.

Таким образом, невозможно недооценивать результаты геохимических методов, как прямых признаков перспективы нефтеносности на региональном и зональном поисково-разведочных этапах, однако эти данные при доразведке должны быть комплексированы методами локального прогноза нефтеносности (ЕП, МП), уточняющими контур углеводородной залежи.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ

Р.Р.Хузин

ООО «Карбон-Ойл», г. Альметьевск

На современном этапе добычи нефти происходит все более активное вовлечение в промышленную разработку небольших месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Основная часть трудноизвлекаемых запасов характеризуется низкопроницаемыми коллекторами с низкими пластовыми давлениями и газовым фактором, малыми значениями пористости и нефтенасыщенности.

Использование традиционных технологий по вскрытию пластов и цементированию скважин на данных месторождениях ведет к значительному снижению потенциального дебита, в результате много вновь вводимых скважин оказываются нерентабельными.

Степень повреждения коллектора при строительстве скважин определяется суммой воздействий на коллектор всех технологических процессов заканчивания скважин. Определенный уровень загрязнения призабойной зоны пласта устанавливается при его первичном вскрытии. Состояние призабойной зоны после вскрытия определяется фильтрационным движением бурового и цементного растворов, их фильтратов, твердых частиц в коллектор и физико-химическими процессами, протекающими в пласте.

В значительной степени состояние коллектора в призабойной зоне пласта определяет процесс цементирования скважины. Анализ практики бурения, проводившейся специалистами различных компаний, показывает, что поражение коллектора, которого избегают, применяя дорогостоящие буровые растворы и ограничивая репрессию на коллектор, в большей степени проявляется при цементировании скважины.

Разобщение пластов, особенно когда его проводят в один этап с подъемом цемента до устья, приводит к раскрытию микротрещин в призабойной зоне пласта и цементированию.

Повреждение пласта тампонажным раствором происходит вследствие проникновения фильтрата тампонажного раствора через кольматационный экран, сформированный буровым раствором, под действием перепада давления при цементировании. Фильтрат тампонажного раствора представляет собой раствор солей с высокой щелочностью. Солевой состав фильтрата тампонажного раствора меняется по мере гидратации цемента. Фильтрат создает со временем гели и нерастворимые осадки как сам по себе, так и в результате взаимодействия с породой, пластовым флюидом и буровым раствором, проникшим в пласт при первичном вскрытии.

Одним из направлений работ в этой области является разработка технологий по формированию защитных экранов в продуктивных пластах и изоляции водоносных пластов. В настоящее время имеется широкий спектр технологий с использованием профильных перекрывателей, модульных отсекателей пластов и т.п. Вместе с тем данные технологии достаточно затратны и трудоемки. В данной работе представлены три новых малозатратных и достаточно эффективных способов защиты нефтесодержащих пластов и изоляции водоносных горизонтов.

Технология создания защитного экрана с применением тампонажных материалов

Тампонажный защитный экран формируется в предварительно расширенном интервале ствола скважины и представляет из себя низкопроницаемую оболочку толщиной 0,9…1,0 см, позволяющую предотвратить проникновение в ПЗП твердой и жидкой фазы при цементировании эксплуатационной колонны. Экран формируется при незначительных гидравлических нагрузках на ПЗП в пределе 0,5…1,0 МПа. Создание тампонажного экрана в интервале продуктивного пласта производится обычным способом установки цементных мостов. Наличие данного экрана позволит также существенно снизить гидравлическую нагрузку на призабойную зону пласта при дальнейшем углублении ствола скважины и цементировании колонны. Сформированный защитный экран легко растворяется на стадии освоения кислотой. Однако при создании такого экрана необходимо было учитывать и основные требования, предъявляемые к ним, это: низкие фильтрационные характеристики, достаточно высокая прочность, возможность их легкого раскольматирования.

С учетом вышеназванных требований были разработаны рецептуры тампонажных композиций, включающие: тампонажный цемент, ускорители сроков схватывания и кислоторастворимые компоненты. В качестве кислоторастворимых наполнителей были использованы доломитовый утяжелитель и мел.

Технологию осуществляют в следующей последовательности.

В пробуренной скважине до проектной глубины сначала определяют интервал продуктивного пласта, привлекая при этом геологические и геофизические службы. Затем с помощью расширителя, спускаемого на колонне бурильных труб, с помощью роторного бурения, расширяют интервал продуктивного пласта. При этом в качестве промышленной жидкости используют полимерные или полимер-меловые буровые растворы. После подъема инструмента, путем прямой закачки цементного раствора в расширенном интервале, устанавливают цементный мост. При этом цементный раствор перед закачкой модифицируют добавлением пластификатора в небольшом количестве и кислоторастворимых ингредиентов. Перед установкой цементного моста в расширенном интервале с целью контроля проводят кавернометрию.

После закачки расчетного объема модифицированного таким образом цементного раствора, скважину оставляют в покое на ОЗЦ. Далее в скважину на колонне бурильных труб спускают долото такого же диаметра, что и было использовано при первоначальном вскрытии продуктивного пласта, и цементный мост разбуривают, при этом образуется цементное кольцо в расширенном интервале продуктивного пласта. Затем скважину промывают и крепят по обычной технологии. После ОЗЦ и вторичного вскрытия продуктивного пласта скважину осваивают и сдают в эксплуатацию. Вторичное вскрытие проводят с применением обычных перфораторов типа ПК-103, ПК-105. На стадии освоения защитный экран, содержащий в своем составе кислоторастворимые добавки, легко разрушается при обработке призабойной зоны кислотой.

Использование данной технологии обеспечивает сохранность коллекторских свойств пласта более простыми техническими средствами, не требующими разработки новых устройств и оборудования, поскольку ее осуществление вписывается в общий технологический регламент заканчивания строительства скважины, а необходимый объем цементного раствора для установки цементного моста, как показали промысловые испытания, не оказывает существенного отрицательного влияния на проницаемость пласта, поскольку давление, оказываемое

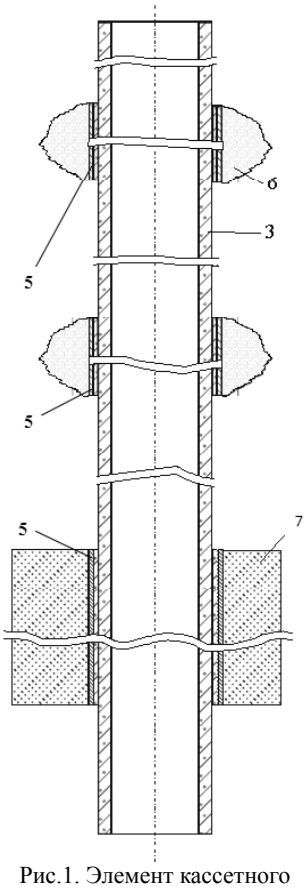


Рис.1. Элемент кассетного перекрывателя, свернутый в рулон.

столбом цементного раствора при этом минимальное, по сравнению со столбом цементного раствора высотой 1500…2000 м, достигаемого при креплении скважины. Испытания технологии формирования защитного экрана в интервале продуктивного пласта производились на скважинах № 3656 и 3668 Дачного месторождения. В результате скважина № 3656 была запущена с начальным дебитом 5,5 т/сут, скважина № 3668 с дебитом 3,7 т/сут. Средний дебит по двум скважинам составил 4,6 т/сут.

Базовый дебит по верейскому объекту при стандартном вскрытии пластов составляет 3,5 т/сут.

Эффективность от внедрения технологии установки защитных экранов на Дачном месторождении составила 1,1 т/сут дополнительной добычи на одну скважину. Учитывая, что работы проводили в скважинах с низкими дебитами, результативность применения способа можно считать высокой.

Технология защиты продуктивного интервала от воздействия цементного и бурового раствора с помощью кассетного перекрывателя

Целью данной разработки являлось создание способа для защиты продуктивных пластов от загрязнений более простыми техническими средствами, с меньшими затратами времени, металла, а также снижения трудоемкости установки металлической оболочки.

Поставленная задача решается описываемым способом, включающим спуск на колонне труб в предварительно расширенный интервал кассетного перекрывателя в виде свернутого в рулон металлического листа и установку его с возможностью плотного прилегания к стенкам скважины по всему периметру.

На металлическом листе толщиной 1…2 мм, изготовленным из стали марки 3, предварительно закрепляют пластинчатые пружины, изготовленные из пружинной стали, на равных расстояниях друг от друга, начиная от крайних участков металлического листа, для осуществления его раскручивания. Пластинчатые пружины выполняют из пружинной стали, например, из стали 60С2 или стали 65Г.

Представленные рисунки поясняют суть предлагаемой технологии, где на рисунке 1 изображена конструкция скважины 3, с установленным напротив продуктивного пласта 6, 7 кассетного перекрывателя 5.

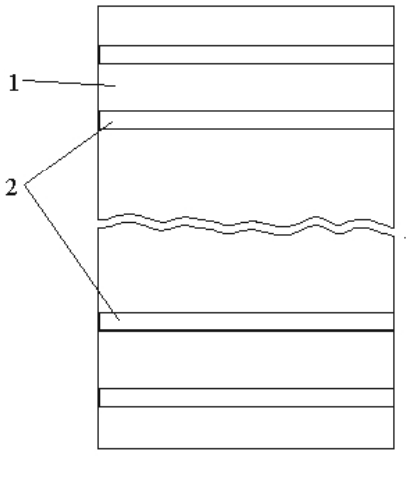


Рис. 2. Элемент кассетного перекрывателя в развернутом виде.

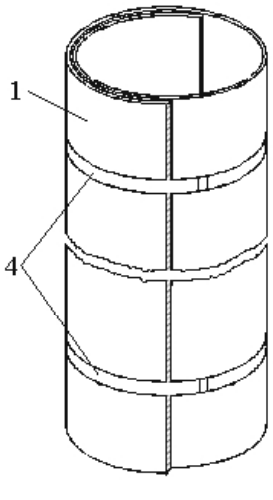


Рис.3. Элемент кассетного перекрывателя, свернутый в рулон.

На рис. 2 – развертка свернутого в рулон металлического листа *1*. Видны пластинчатые пружины *2*, закрепленные к нему.

На рис. 3 – кассетный перекрыватель в виде металлического листа, свернутого в рулон *1*, и зафиксированный от раскрытия хомутами *4*, общий вид.

На рис. 4 показан общий вид устройства для спуска и установки кассетного перекрывателя в скважине. Устройство выполнено из двух труб *1, 2*, коаксиально расположенных относительно друг друга и образующих контейнер *4*, в котором размещается кассетный перекрыватель *5*. На наружной трубе *1* в нижней ее части крепится башмачный патрубок *8* с центральным отверстием для осуществления промывки в процессе спуска устройства в скважину. На внутренней трубе закреплены неподвижные упоры - верхний и нижний *6, 7,* а в верхней ее части установлено подвижное кольцо *5*. К верхнему упору *6* крепится с помощью срезных штифтов *9* наружная труба, в нижней части которой размещены ограничивающие упоры *10*. В нижней части упора *7* крепится уплотнительная манжета *11*, разобщающая внутреннее пространство колонны бурильных труб от затрубного.

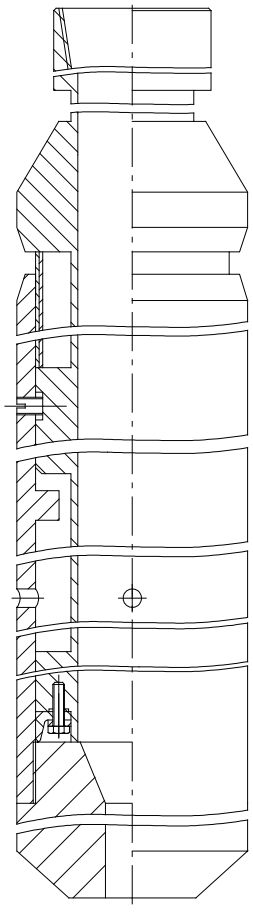


Рис. 4. Устройство для спуска и установки кассетного перекрывателя в скважине.

На рис. 5 А – последовательно установленные кассетные перекрыватели в расширенном интервале продуктивного пласта большой мощности, в разрезе, после разбуривания цементного моста.

На рис. 5 Б схематически изображены с перекрытием друг друга установленные кассетные перекрыватели в интервале продуктивного пласта большой мощности, в разрезе, когда образованный цементный мост разбурен.

На рис. 5 В – продуктивный пласт такой же мощности, что и на рис. 5 А и 5 Б, напротив которого установлены кассетные перекрыватели в два слоя и зацементированы, после разбуривания цементного моста внутри скважины, в разрезе.

Технология осуществляется в следующей последовательности.

Перед установкой кассетного перекрывателя в скважине интервалы продуктивного пласта 6, 7 (см. рис. 1) расширяют с использованием традиционных расширителей с раздвижными шарошками.

Затем на колонне бурильных труб кассетный перекрыватель спускают с помощью устройства (см. рисунок 4) в интервал установки. Внутрь бурильной колонны сбрасывается шар для перекрытия центрального отверстия в башмаке *8*, создается избыточное давление цементировочным агрегатом порядка 3,0… 5,0 МПа, под действием которого срезаются штифты *9* и наружная труба перемещается вниз до упора *7*, освобождая кассетный перекрыватель. Кассетный перекрыватель под действием упругой деформации пластинчатых пружин *2* раскручивается и плотно прилегает к стенкам скважины по всему его периметру (см. рис. 1).

В зависимости от толщины продуктивного пласта кассетный перекрыватель устанавливают последовательно или последовательно внахлест (см. рис. 5 А, Б, В).

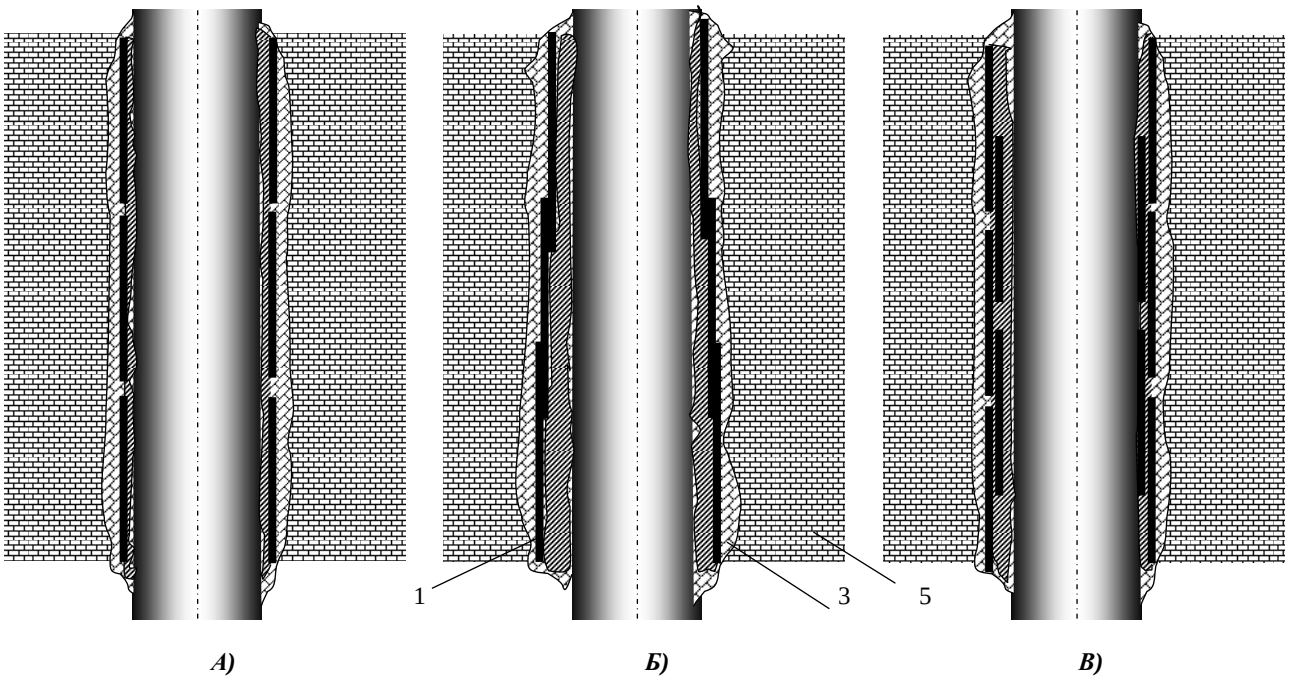


Рис. 5. Схемы установки кассетных перекрывателей в продуктивной толще скважины.

Далее в скважину спускают эксплуатационную колонну и осуществляют цементирование с использованием традиционной технологии и оборудования. На этом заканчивание скважины считается завершенным.

Промышленные испытания перекрывателя кассетного гидравлического проведены на скважине № 3574 Дачного месторождения для защиты башкирского горизонта от загрязнения призабойной зоны цементным раствором при цементировании эксплуатационной колонны.

Для оценки эффективности предложенной технологии проведен сравнительный анализ показателей емкостных и добывных характеристик башкирского горизонта по соседней скважине № 3575, пробуренной в одном кусте и введенной в эксплуатацию в одно и то же время. Результаты анализа приведены в таблице.

№ скв.	Интервал перфорации башкирского яруса	Параметр продуктивного пласта башкирского яруса					Среднесуточный дебит, полученный при испытании башкирского яруса, м^3/сут	Удельный дебит, м^3/(сут·м)
		$K_{пор}$	$K_{гл}$	$K_{п}$	$K_{пр}$	$H_{эф}$		
3574	991,5…995,6	17,7	2,0	79,1	399,6	15,6	4,0	0,26
3575	980,0…985,0	18,1	0,5	78,5	456,3	26,3	2,5	0,10

Из таблицы видно, что среднесуточный и удельный дебиты существенно отличаются (в 2 раза) по скважине № 3574 в сравнении с аналогичными показателями по скважине № 3575, хотя коллекторские характеристики в скважине № 3575 превышают аналоги по скважине № 3574. Так, эффективная толщина превышает в 1,7 раза, глинистость – в 4 раза, пористость – в 1,02 раза, проницаемость – в 1,14 раза при сравнительно небольшом увеличении нефтенасыщенности (79,1 против 78,5).

Таким образом, защита призабойной зоны продуктивного интервала от загрязнения цементным раствором при цементировании эксплуатационных колонн является эффективным мероприятием для повышения добывных показателей скважин при разработке низкопродуктивных пластов.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОЛИОСНОВАНИЙ КАК ОСНОВЫ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕДОБЫЧЕ

П.И. Церажков, Ф.Ш. Файзутдинов, С.В. Крупин, О.Ю. Сладовская

Казанский государственный технологический университет

peterts_big@mail.ru

В нефтедобывающей промышленности и в нефтепромысловом деле применение латексов становится возможным благодаря их коолоидно-химическим характеристикам [1], а именно наноразмерам их частиц, и способности к коагуляции при взаимодействии с минерализованными водами. Однако феномен латексов заключается именно в том, что проблемы их применения в основном связаны с пониженной стойкостью к пластовым условиям, а точнее к воздействию пластовой водой. Следствием такого взаимодействия является оседание коагулюма в призабойной зоне пласта, что препятствует дальнейшему проникновению вытесняющего агента внутрь порового пространства. Ввиду последнего, существует необходимость поиска эффективных стабилизаторов для производимых марок латексов. Повышение агрегативной устойчивости частиц в композициях на латексной основе возможно и за счет варьирования такими параметрами, как содержание и состав водной фазы, концентрация электролита и вспомогательных ПАВ в системах. Примером может служить метод селективного повышения охвата призабойной зоны пласта заводнением и регулирования проницаемости ее участков, путем введения в латекс некоторого количества поверхностно-активного вещества, а именно катионных водорастворимых полимеров.

Ввиду актуальности применения положительно заряженных полимеров в нефтедобывающей промышленности в комплексе с латексами повышенной стабильности, одной из задач исследования являлось определение совместимости двухкомпонентной системы на основе латекса с полимерами ПДАДМАХ и ПТМАЭМА.

При взаимодействии латекса с ПДАДМАХ наблюдалось несколько порогов коагуляции, а именно при концентрациях 0,05%, 0,02%, 0,01% масс., что связано с возникновением эффекта перезарядки поверхности частиц латекса с отрицательной на положительную в результате адсорбции частиц полиоснования на поверхность частиц латекса (рис. 1). Для сравнения – электрокинетический потенциал частиц используемой марки латекса составлял минус 120 мВ.

В случае ПТМАЭМА коагуляция латекса наблюдалась при концентрациях по массе 0,01%, 0,02%. График изменения электрокинетического потенциала системы принимал форму, аналогичную случаю с ПДАДМАХ. Судя по результатам, система достаточно устойчива к воздействию флокулянта.

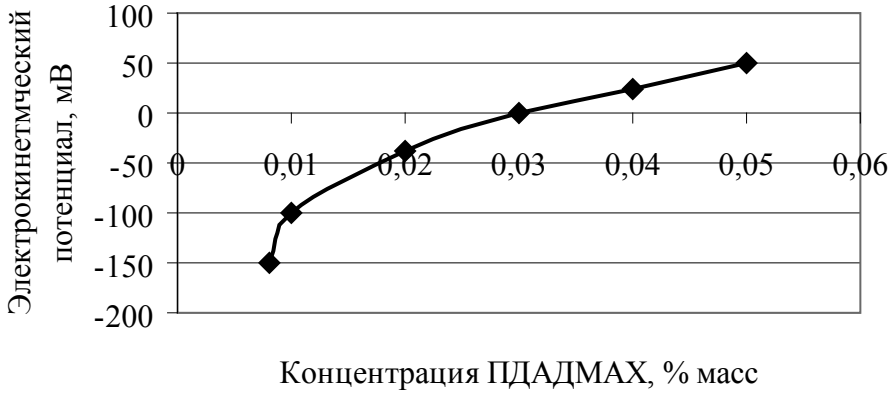


Рис. 1. График изменения ξ-потенциала в зависимости от содержания ПДАДМАХ в системе СКС-65 ГПБ – ПДАДМАХ.

Согласно результатам проведенных исследований и последующих расчетов радиус частиц для латекса СКС-65 ГПБ составил 89 нм. А в системе с ПДАДМАХ, по мере увеличения концентрации, происходит увеличение размера частиц латекса, что свидетельствует о процессе адсорбции частиц положительно заряженного полимера на поверхности отрицательно заряженных частиц латекса (табл. 1).

Таблица 1

Размеры частиц интерполимерных комплексов на основе латекса при различном содержании полиэлектролита в системе

	Размер частиц при содержании полиэлектролита 0,008% масс., нм	Размер частиц при содержании полиэлектролита 0,03% масс., нм	Размер частиц при содержании полиэлектролита 0,04% масс., нм
Полиэлектролит марки ВПК	147,2	282,2	358,8
Полиэлектролит марки КФ	-	251,3	282,2

Таблица 2

Значения порогов коагуляции в системе латекс-ВПК

	Концентрация, моль/л						Модель пластовой воды Ромашкинского м/р	Модель плстовой воды Южно-Сургутского м/р
	NaCl	KCl	$CaCl_2$	$MgCl_2$	$NaHCO_3$	$Na_2 SO_4$		
СКС-65 ГП	0,9 ÷ 1,0	1,6 ÷ 1,8	0,01 ÷ 0,025	0,01 ÷ 0,025	н/к	0,9 ÷ 1,0	0,056 ÷ 0,070	н/к
СКС-65 ГПБ	2,6 ÷ 2,8	3,4 ÷ 3,6	0,1 ÷ 0,2	0,1 ÷ 0,2	н/к	0,4 ÷ 0,5	0,281 ÷ 0,310	н/к
ГПБ+ ВПК 0,03 %	0,2 ÷ 0,3	0,4 ÷ 0,9	0,08 ÷ 0,17	0,05 ÷ 0,09	0,05 ÷ 0,1	0,5 ÷ 0,9	-	н/к
ГПБ+ ВПК 0,04 %	0,2 ÷ 0,3	0,4 ÷ 0,9	0,08 ÷ 0,17	0,05 ÷ 0,09	0,05 ÷ 0,1	н/к	-	н/к
ГПБ+ КФ 0,03 %	0,1 ÷ 0,2	0,2 ÷ 0,5	0,09 ÷ 0,18	0,04 ÷ 0,06	0,2 ÷ 0,3	0,009 ÷ 0,01	-	н/к
ГПБ+ КФ 0,04 %	0,02 ÷ 0,04	0,06 ÷ 0,09	0,04 ÷ 0,09	0,09 ÷ 0,1	0,05 ÷ 0,1	0,009 ÷ 0,01	-	0,002 ÷ 0,003

Следовательно, при использовании катионного полиэлектролита в комплексе с латексами количество вводимого полимера будет оказывать существенное влияние на величину положительного заряда частиц комплекса, а с учетом заряда частиц породы, образующей поровое пространство коллектора, и на стабильность формируемого водоограничительного состава.

Параметром, наиболее полно характеризующим возможность применения подобных систем в качестве гидроизолирующих композиций, являются величины порогов коагуляции при взаимодействии как с растворами различных солей, так и с моделью пластовой воды определенного месторождения (табл. 2).

Данные, представленные в таблице, являются свидетельством значительно большей стабильности системы с концентрацией 0,03% масс., чем при концентрации 0,04%, в связи с чем можно предположить, что данная система (латекс-полиоснование 0,03%) будет проникать дальше внутрь пластовой матрицы по сравнению с концентрацией полиэлектролита 0,04% масс. Исходя из полученных данных можно сделать предположение, что системы в пластовых условиях будут устойчивы и, манипулируя концентрацией одной из солей в последующей оторочке, возможно регулировать расстояние гидроизоляционного экрана в пласте при отработке технологии в промысловых условиях.

Таким образом, в работе показана возможность повышения агрегативной устойчивости латекса при обработке солью полиоснования ПТМАЭМА, необходимой при однократной доставке водоограничительного материала на большую дистанцию от нагнетательной скважины.

Литература

1. *Еркова Л.Н.* Латексы / Л.Н. Еркова, О.С. Чечик. – Л.: Химия, 1983. – 224 с., ил.

КОЛЛОИДНО-ХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СИСТЕМ ПОВЫШЕННОЙ СТАБИЛЬНОСТИ НА ОСНОВЕ ЛАТЕКСОВ И ПРОИЗВОДНЫХ КРЕМНИЕВОЙ КИСЛОТЫ

П.И. Церажков, С.В. Крупин

Казанский государственный технологический университет

peterts_big@mail.ru

Весьма перспективным направлением в рамках коллоидной химии и нефтедобывающей промышленности следует считать системы латексов с другими, обычно более мелкими, нанодисперсными частицами. К последним можно отнести и нанодисперсные виды кремнезема. Структурная формула октакремниевого иона (мономерной формы полисиликатных структур) – $Si_8O_{20}^{8-}$, размер таких частиц составляет 0,86 нм.

Для изучения возможностей использования систем латекс – кременозоль, латекс – полисиликат на основе исследования их агрегативной устойчивости были определены пороги коагуляции систем на базе ГП и ГПБ с различным содержанием кремнезоля и полисиликата (табл. 1 и 2).

Очевидно, что смеси, содержащие тройной избыток кремнезоля по массе, обладают наименьшей устойчивостью как к действию солей, так и к действию модели пластовой воды.

Системы латекс – полисиликат не показали высокой стойкости к действию электролитов (табл. 3, 4). Кроме того, необходимо отметить, что само по себе введение полисиликата в латекс вызывает коагуляцию последнего (порог – 24,8÷25,2% объемных от товарной формы полисиликата). В таких системах не наблюдается резкого снижения порога коагуляции при троекратном массовом избытке жидкого стекла.

На основании вышеприведенных данных можно заключить, что наиболее подходящими с точки зрения стабильности и, как следствие, дальности проникновения являются системы типа латекс – кремнезоль в соотношениях 1:1 и 1:2. Значения ξ-потенциала являются наглядной иллюстрацией этого утверждения (табл. 5). Также для оценки возможности использования составов на основе латекса и производных кремниевой кислоты в нефтепромысловом деле проводилось измерение размера частиц для систем латекс – кремнезоль и латекс – полисиликат.

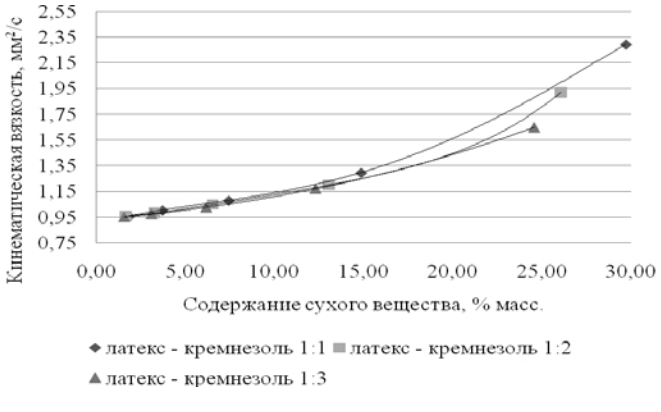


Рис. 1. Зависимость вязкости систем латекс – кремнезоль от массового содержания в них сухого вещества.

На основании приведенных данных можно сделать вывод о том, что в обоих случаях наблюдается укрупнение частиц в обсуждаемых системах при увеличении содержания в них как полисиликата, так и кремнезоля. Такое укрупнение происходит в результате распределения более мелких частиц кремнезоля на поверхности частиц каучука, вследствие чего могут формироваться агрегаты «малиноподобной» структуры [1].

Дальнейший выбор оптимального соотношения компонентов смесей для рекомендации в качестве метода ограничения водопритоков производился с учетом вязкости полученных смесей (рис. 1, 2).

Исходя из полученных данных, можно утверждать, что такие составы следует рекомендовать для применения в нефтепромысловом деле в качестве реагентов с высокой проникающей способностью при содержании сухого вещества не более 15÷20 % масс.

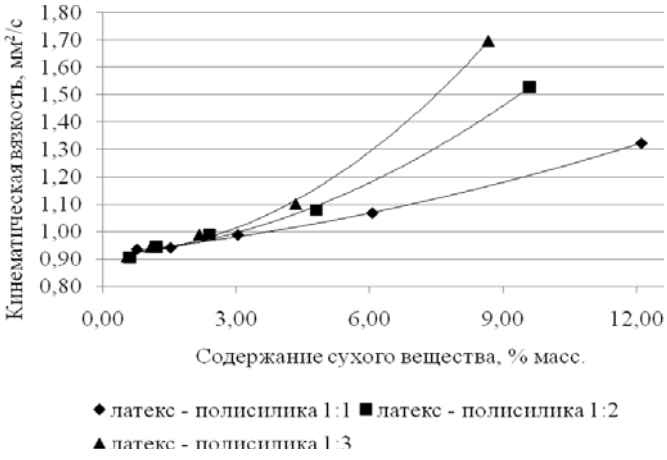


Рис. 2. Зависимость вязкости систем латекс – полисиликат от массового содержания в них сухого вещества.

Таблица 1

Величины порогов коагуляции систем на основе латекса СКС-65 ГП с различным содержанием кремнезоля (КЗ)

ГП : КЗ	Концентрация, моль/л					Пластовая вода (I, моль/л)
	NaCl	KCl	$CaCl_2$	$MgCl_2$	$FeCl_3$	
1:1	1,14÷2,28	0,95÷1,18	0,04÷0,07	0,04÷0,07	0,012÷0,015	0,08÷0,11
1:2	1,14÷2,28	0,95÷1,18	0,04÷0,07	0,04÷0,07	0,012÷0,015	0,08÷0,11
1:3	0,47÷0,94	0,23÷0,43	0,01÷0,03	0,02÷0,03	0,002÷0,005	0,03÷0,06

Таблица 2

Величины порогов коагуляции систем на основе латекса СКС-65 ГПБ с различным содержанием кремнезоля

ГПБ : КЗ	Концентрация, моль/л					Пластовая вода (I, моль/л)
	NaCl	KCl	$CaCl_2$	$MgCl_2$	$FeCl_3$	
1:1	5,93÷6,38	2,02÷2,36	0,40÷0,56	0,40÷0,56	0,014÷0,016	0,70÷0,90
1:2	5,93÷6,38	2,02÷2,36	0,40÷0,56	0,40÷0,56	0,014÷0,016	0,70÷0,90
1:3	2,44÷2,63	0,49÷0,86	0,10÷0,24	0,20÷0,24	0,002÷0,005	0,35÷0,47

Таблица 3

Величины порогов коагуляции систем на основе латекса СКС-65 ГП с различным содержанием полисиликата (ПСл)

ГП : ПСл	Концентрация, моль/л					Пластовая вода (I, моль/л)
	NaCl	KCl	$CaCl_2$	$MgCl_2$	$FeCl_3$	
1:1	0,47÷0,94	0,48÷0,71	0,04÷0,07	0,04÷0,07	0,011÷0,014	0,06÷0,09
1:2	0,47÷0,94	0,48÷0,71	0,04÷0,07	0,04÷0,07	0,011÷0,014	0,06÷0,09
1:3	0,47÷0,94	0,48÷0,71	0,04÷0,07	0,04÷0,07	0,011÷0,014	0,06÷0,09

Таблица 4

Величины порогов коагуляции систем на основе латекса СКС-65 ГПБ с различным содержанием полисиликата

ГПБ : ПСл	Концентрация, моль/л					Пластовая вода (I, моль/л)
	NaCl	KCl	$CaCl_2$	$MgCl_2$	$FeCl_3$	
1:1	2,44÷2,63	1,02÷1,42	0,20÷0,45	0,20÷0,45	0,005÷0,008	0,35÷0,65
1:2	2,44÷2,63	1,02÷1,42	0,20÷0,45	0,20÷0,45	0,005÷0,008	0,35÷0,65
1:3	2,44÷2,63	1,02÷1,42	0,20÷0,45	0,20÷0,45	0,005÷0,008	0,35÷0,65

Таблица 5

Изменение электрокинетического потенциала и размеров частиц в системах на основе латексов

Смесь	ξ-потенциал, мВ	d, нм
ГП : полисиликат 1:1	-23,0	88
ГП : полисиликат 1:2	-23,0	92
ГП : полисиликат 1:3	-23,0	105
ГП : кремнезоль 1:1	-85,9	85
ГП : кремнезоль 1:2	-85,9	97
ГП : кремнезоль 1:3	-85,9	113
ГПБ : полисиликат 1:1	-101,2	96
ГПБ : полисиликат 1:2	-101,2	98
ГПБ : полисиликат 1:3	-101,2	111
ГПБ : кремнезоль 1:1	-183,1	95
ГПБ : кремнезоль 1:2	-183,1	99
ГПБ : кремнезоль 1:3	-183,1	111

Таким образом, в работе показана возможность долговременного повышения агрегативной устойчивости латексов при их обработке золь-производными кремниевой кислоты.

Литература

1. *Сергеева М.Н.* Агрегативная устойчивость смесей коллоидного кремнезема и синтетического латекса: автореф. дис. ... канд. хим. наук / М.Н. Сергеева. – М., 2009. – 17 с.

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ПОИСКАХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

С.В. Чернов, Н.В. Бормотова, В.П. Куличков

ТНГ-Казаньгеофизика

В 2008–2010 гг. специалистами ООО «ТНГ-Казаньгеофизика» на территории Республики Татарстан и Самарской области были выполнены геохимические исследования на выявленных сейсморазведкой поднятиях (Сапфировском, Гульсемовском, Забытом, Верхне-Сунгуровском, Склоновом, Рахматовском, Ерметовском, Маковом, Ионовском, Генераловском, Магановском, Мстиславском, Восточно-Халиковском и Миловском), а также в районе скв. 715 и на Шадкинском лицензионном участке с целью оценки перспектив нефтеносности. Геохимические исследования включали отбор эталонных проб в окрестности ближайших к участкам площадной геохимической съемки скважин глубокого бурения. Пробы проанализированы на содержание углеводородов от метана до гексана (при отборе грунтов) и от метана до эйкозана (при сорбентном пробоотборе) методом газовой хроматографии на хроматографах «Кристаллюкс». Эталонный пробоотбор проведен на более чем 50 скважинах в количестве более 500 проб (примерно поровну на «продуктивных» и «пустых» скважинах). Значительный объем полученных данных позволил провести их статистическую обработку методами корреляционного, дисперсионного и кластерного анализов и ответить на следующие вопросы:

· Выделяются ли в геохимических пробах устойчивые кластеры концентраций «легких предельных», «тяжелых», «предельных» и «непредельных» углеводородов?

· Какие геохимические показатели наиболее тесно связаны с наличием нефти в геологическом разрезе, в какой форме выражена эта связь?

· Выдерживается ли характер связей геохимических показателей с нефтеносностью на разных площадях?

· Являются ли наиболее общие, статистически значимые закономерности достаточно «контрастными» для решения нефтепоисковых задач на отдельных площадях?

· Как влияют сезонные условия пробоотбора на регистрируемые в грунтовых и сорбентных пробах концентрации углеводородов?

Полученные в результате статистических исследований ответы на эти и некоторые другие вопросы позволили дать ряд рекомендаций по методике проведения геохимических исследований, выполняемых с целью поисков залежей углеводородов.

По результатам кластерного анализа концентраций УВ в грунтовых пробах выяснилось, что метан не ассоциируется с другими углеводородами, формируя единичный кластер ближе к «тяжелым» УВ, а кластер «легких предельных» УВ не формируется полностью и представлен только этаном и пропаном. «Легкие» УВ бутан и изобутан ассоциируются

с «тяжелыми» УВ пентаном и изопентаном, причем «тяжелые» УВ гексан и изогексан существенно обособлены от «тяжелых» УВ пентана и изопентана. Только «непредельные» углеводороды образуют устойчивый кластер, который отмечается как для «пустых», так и для нефтеносных объектов.

По результатам дисперсионного анализа наиболее информативными параметрами для выявления залежей нефти статистическими методами оказались отношения концентраций ряда УВ в грунтовых пробах к концентрациям бутилена и гексана. Путем исключения взаимозависимых (коррелированных) отношений выявлены независимые информативные отношения концентраций этилен/бутилен и пентан/гексан, т.е. внутри групп «непредельных» и «тяжелых» УВ (рис.1), что показывает низкую эффективность использования таких «априорных» геохимические показателей, как «сумма непредельных УВ» и «сумма тяжелых УВ». Характер выявленных статистических связей геохимических показателей с нефтеносностью выдерживается более чем на 75% изученных площадей (рис.2), однако использование этих наиболее общих, статистически значимых региональных закономерностей на локальных участках приводит к успеху лишь в 56% случаев, что объясняется различием химического состава нефти и условий залегания залежей на разных площадях.

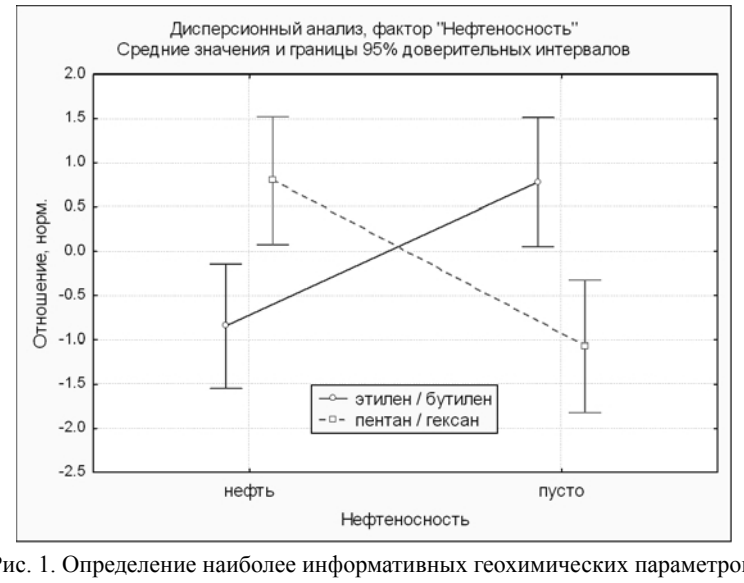


Рис. 1. Определение наиболее информативных геохимических параметров.

Очевидно, с целью создания интерпретационной модели, максимально учитывающей априорную информацию о характерных особенностях исследуемой площади, необходимо производить отбор эталонных геохимических проб на ближайших к площади работ скважинах с известным по данным опробования флюидонасыщением коллекторов, а для выявления информативных геохимических показателей и установления характера их связи с нефтеносностью по данным эталонного пробоотбора использовать современные методы математической статистики и машинного обучения. С целью формирования обобщенных геохимических «образов» нефтеперспективных и «бесперспективных» зон, не зависящих от частных геологических условий, в которых была пробурена каждая скважина, следует рассматривать геохимические характеристики окрестностей нескольких продуктивных и «пустых» скважин с целью выявления их внутригруппового сходства и межгруппового различия на основе сравнения средних значений геохимических параметров и их дисперсий. Минимальная необходимая численность скважин в каждой из этих групп – 3 скважины, т.к. в общепринятой статистической практике для вычисления математического ожидания и дисперсии требуется не менее 3-х независимых наблюдений. Таким образом, для решения задачи распознавания нефтеперспективных и «бесперспективных» зон по геохимическим данным статистическими методами необходимо отобрать эталонные пробы на 6-ти скважинах (на 3-х продуктивных и на 3-х «пустых»). Однако возможны случаи, когда геохимические показатели в окрестности одной или нескольких эталонных скважин резко отличаются от геохимических показателей в окрестностях других эталонных скважин той же группы. Так, на рис. 3 видно, что эталонные скважины Шадкинского ЛУ по комплексу геохимических показателей уверенно разделяются на группы продуктивных и «пустых», за исключением «пустой» скв. 690, в окрестности которой зафиксированы геохимические показатели, характерные для группы продуктивных скважин. В таких случаях целесообразно исключить нехарактерные скважины из числа эталонных скважин, если они не находятся непосредственно на исследуемой площади. Практически количество эталонных скважин следует проектировать с учетом того, что до 30–40% из них могут оказаться нехарактерными и не будут использоваться в процессе интерпретации.

Рис. 4 иллюстрирует наличие отдельных нехарактерных геохимических проб в группах сорбентных проб, отобранных на эталонных скважинах Шадкинского ЛУ. Так, на эталонной скв. 635 нехарактерными оказались пробы №№ 5, 6 и 7 (3 пробы из 10 проб, отобранных на этой скважине). Это связано с изменчивостью проницаемости приповерхностных отложений для различных углеводородов в пунктах пробоотбора. Нехарактерные пробы,

количество которых может достигать 30–40% от общего числа отобранных на эталонной скважине проб, не могут считаться эталонными и подлежат исключению из дальнейшей обработки и интерпретации. В связи с этим, на стадии проектирования геохимических работ следует предусматривать на каждой эталонной скважине отбор такого количества проб, какое, даже при уменьшении его на 30-40%, остается достаточным для решения задач статистического оценивания.

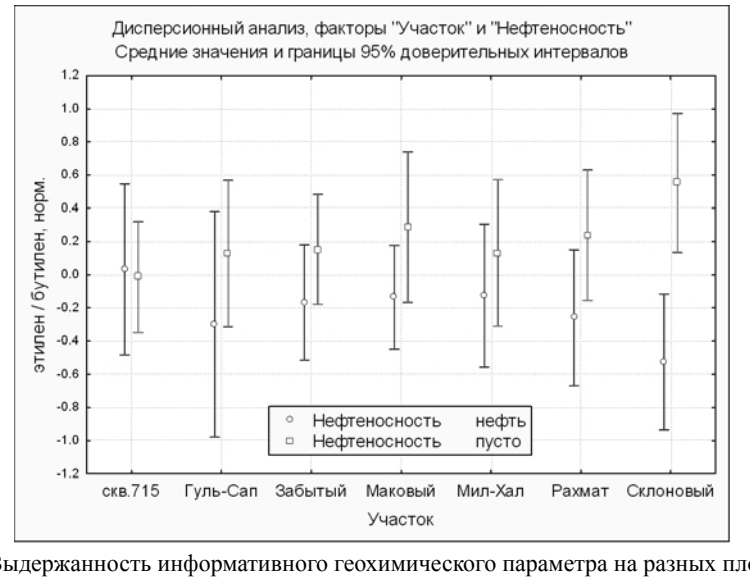


Рис. 2. Выдержанность информативного геохимического параметра на разных площадях.

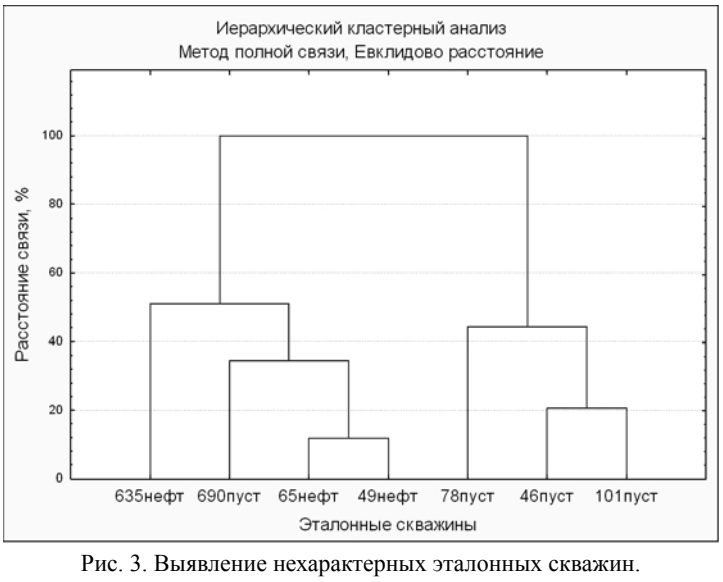


Рис. 3. Выявление нехарактерных эталонных скважин.

Известно, что физические свойства, в частности, температуры плавления и кипения гомологов метана изменяются в широких пределах. Так, для метана (C_1) температуры плавления и кипения равны, соответственно, -182,5°С и -161,5°С, а для эйкозана (C_{20}) – +36,8°С и +342,7°С. Для ряда углеводородов, занимающих по этим параметрам промежуточное положение между метаном и эйкозаном, межсезонное изменение температуры приводит к изменению их агрегатного состояния в зоне пробоотбора. Так, с понижением температуры в диапазоне -30°С - +30°С, бутан и изобутан (C_4) переходят в жидкое состояние, а декан (C_{10}), ундекан (C_{11}), додекан (C_{12}), тридекан (C_{13}), тетрадекан (C_{14}), пентадекан (C_{15}), гексадекан (C_{16}), гептадекан (C_{17}) и октадекан (C_{18}) – в твердое. Очевидно, что консолидация углеводородов с понижением температуры в зоне пробоотбора приводит к занижению их концентрации, регистрируемой сорбентными датчиками. Рис. 5 иллюстрирует значительное понижение концентраций углеводородов, регистрируемых сорбентными датчиками в окрестности эталонных скв. 101, 635 и 690 (Шадкинский ЛУ) в зимний период.

На рис. 6 приведено сравнение концентраций УВ, зарегистрированных в летний и зимний периоды в грунтовых пробах, отобранных на эталонных скв. 101, 635 и 690 (Шадкинский ЛУ). В грунтовых пробах, отобранных в зимний период, отмечаются существенно более высокие концентрации углеводородов, чем в грунтовых пробах, отобранных в летний период. Это объясняется низкой биологической активностью микроорганизмов, разрушающих молекулы

УВ при низких температурах. Кроме того, на рис. 7 видно, что, в грунтовых пробах, отобранных в летний период на продуктивных эталонных скважинах, содержание углеводородов $C_1 – C_2$ выше, а содержание углеводородов $C_2 – C_5$ ниже, чем в грунтовых пробах, отобранных в тот же период на «пустых» эталонных скважинах. Такое соотношение концентраций возможно вследствие биологической деструкции более тяжелых углеводородов с образованием метана и, в несколько меньшем количестве, этана специализированными сообществами микроорганизмов, формирующимися в грунтах над залежами нефти, что создает предпосылки для дополнения атмохимической съемки, использующей инертные сорбентные датчики, газобактериальной съемкой с отбором грунтовых проб.

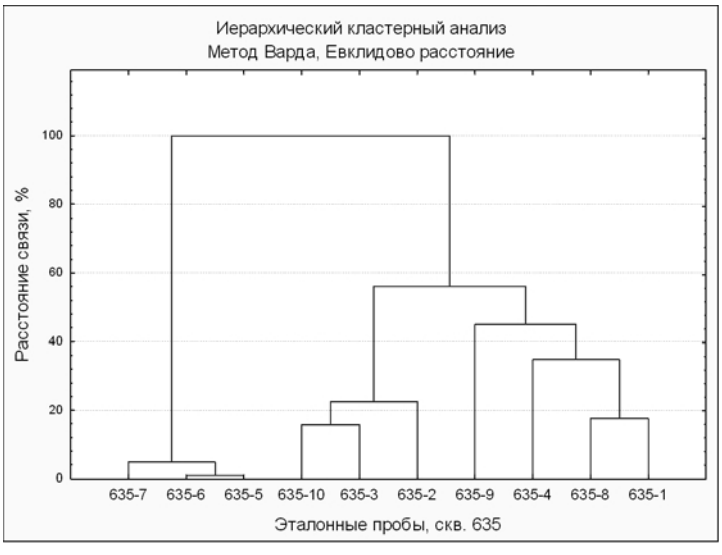


Рис. 4. Выявление нехарактерных эталонных проб на эталонной скважине.

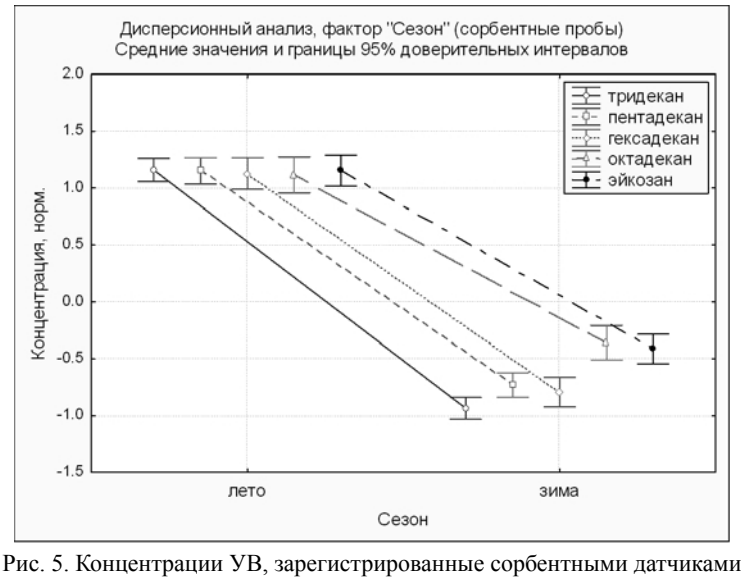


Рис. 5. Концентрации УВ, зарегистрированные сорбентными датчиками в летний и зимний периоды на эталонных скважинах.

Исходя из результатов проведенных исследований, могут быть даны следующие рекомендации по выполнению геохимических работ с целью поисков залежей УВ:

1. Выполнять полевые геохимические работы в течение одного сезона и одного этапа исследований («моментальный снимок»);

2. Проводить геохимические съемки с использованием сорбентных датчиков преимущественно в летний период, когда разрешающая способность (чувствительность) сорбентного датчика максимальна;

3. Проводить геохимические съемки с отбором грунтовых проб преимущественно в зимний период, когда биологическая активность микроорганизмов, разрушающих тяжелые углеводороды, минимальна;

4. В летний период дополнять геохимическую съемку, использующую сорбентные датчики, газобактериальной съемкой с отбором грунтовых проб;

5. Отбор эталонных проб вблизи скважин с известным типом флюидонасыщения коллекторов проводить в количестве не менее 60 проб (30 проб на 3-х продуктивных скважинах и 30 проб на 3-х «пустых» скважинах, по 10

проб на каждой скважине). Рекомендуется отбирать 150 эталонных проб (75 проб на 5-ти продуктивных скважинах и 75 проб на 5-ти «пустых» скважинах, по 15 проб на каждой скважине);

6. Для выявления информативных геохимических показателей и установления характера их связи с нефтеносностью по данным эталонного пробоотбора использовать современные методы математической статистики и машинного обучения (Data Mining).

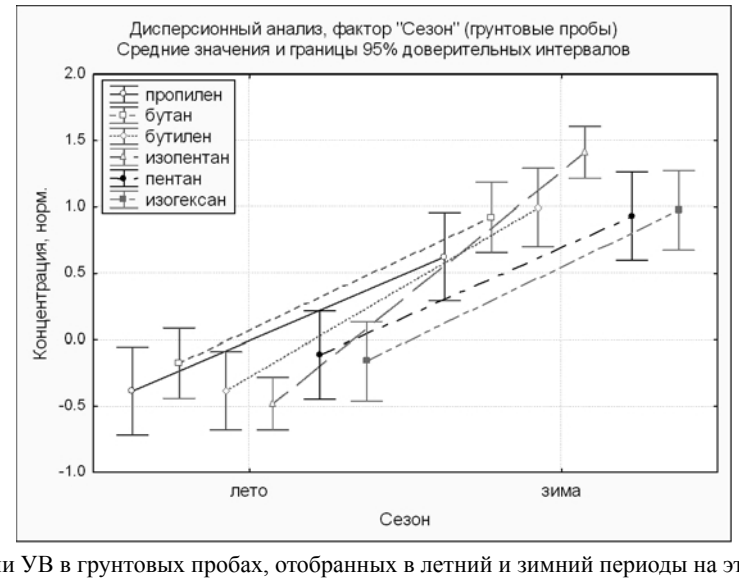


Рис. 6. Концентрации УВ в грунтовых пробах, отобранных в летний и зимний периоды на эталонных скважинах.

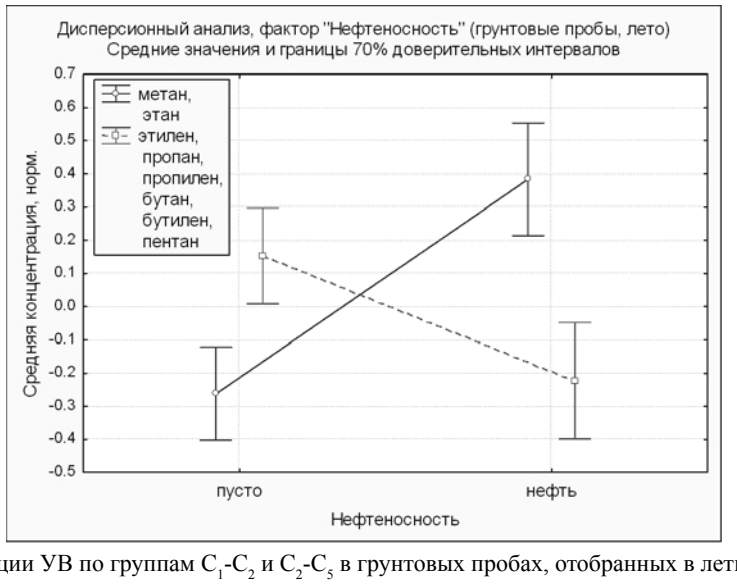


Рис. 7. Средние концентрации УВ по группам C_1-C_2 и C_2-C_5 в грунтовых пробах, отобранных в летний период на «пустых» и продуктивных эталонных скважинах.

Результаты геохимических исследований, выполненных с учетом приведенных рекомендаций, будут иметь следующие преимущества:

· Использование априорной информации по конкретной площади работ на основе отбора и анализа эталонных проб;

· Объективность при определении значимости геохимических параметров, выявлении характера их связи с нефтеносностью и построении интерпретационной модели на основе строго формализованных математических методов;

· Возможность ранжирования исследуемых объектов по степени их нефтеперспективности на основе вычисления параметра сходства с уже изученными бурением объектами;

· Возможность представления результатов геохимических исследований в «естественном» для поисковых задач виде, как оценки вероятности обнаружения целевого объекта в каждой точке исследуемой площади.

Рис. 8 иллюстрирует выделение нефтеперспективных зон по геохимическим параметрам на основе определения степени сходства с аналогичными параметрами объектов, нефтеносность которых установлена бурением.

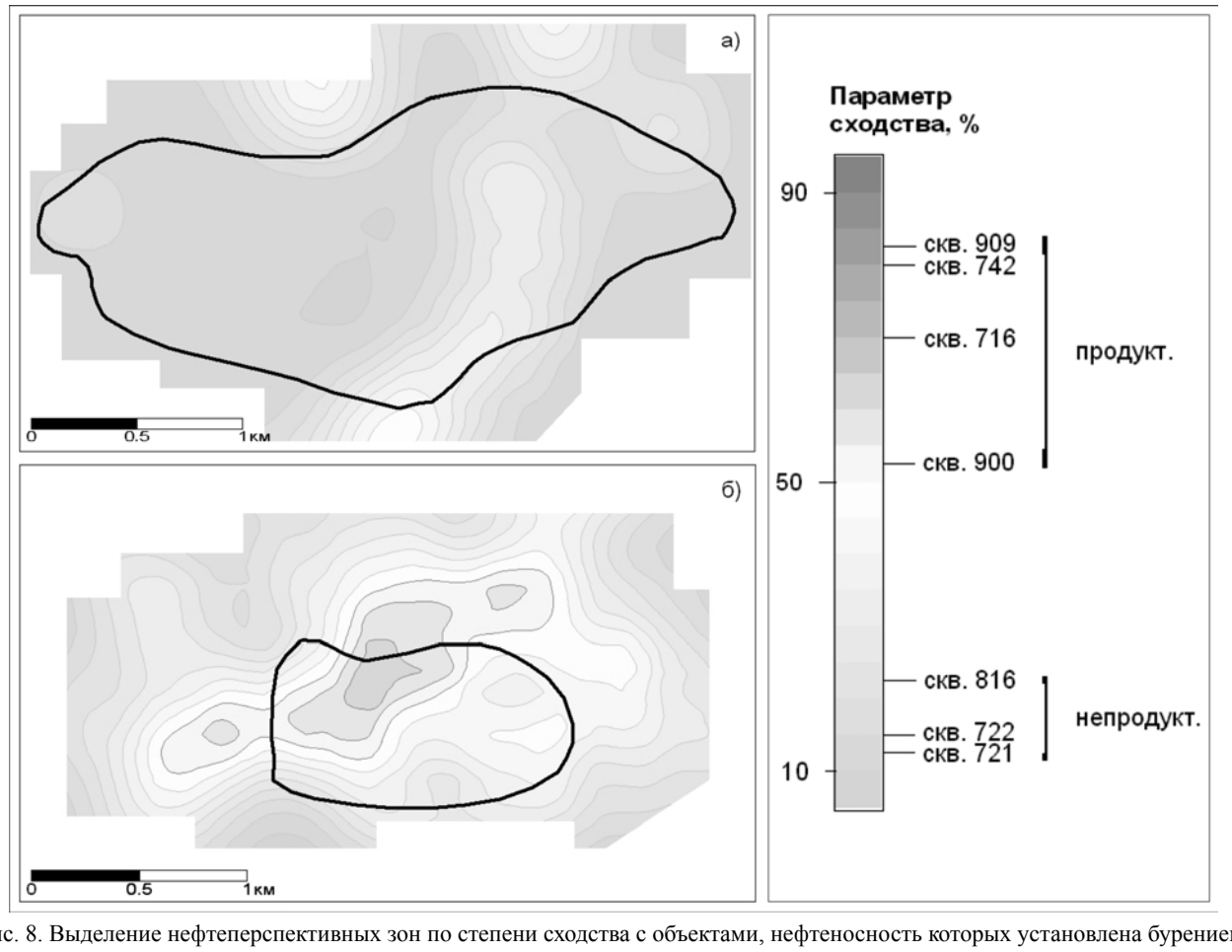


Рис. 8. Выделение нефтеперспективных зон по степени сходства с объектами, нефтеносность которых установлена бурением. Гульсемовское (а) и Сапфировское (б) сейсмоподнятия.

ПОТЕНЦИАЛ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

И.Ю. Чернова, И.И. Нугманов, А.Н. Даутов, П.С. Крылов
Казанский (Приволжский) федеральный университет

Широко известны впечатляющие возможности геоинформационных технологий (ГИТ) для решения задач управления данными и объектами, составляющими структуры топливно-энергетического комплекса. Известно также о множестве успешных реализаций геоинформационных проектов по управлению хозяйством нефтяных компаний, огромными базами данных и т.п. Но задачами управления потенциал ГИТ не исчерпывается. Многолетний опыт авторов по использованию геоинформационных систем (ГИС) для целей поиска залежей нефти и прогнозирования зон нефтегазонакопления, указывает, что уникальные инструменты современных ГИС дают исследователям новые возможности для сознания прогнозных карт и делают весь процесс поиска или прогнозирования более обоснованным, а результат– аргументированным. В настоящее время на кафедре геофизики Казанского федерального университета разрабатывается новая технология прогнозирования мест скопления углеводородов (геолого-геофизическая технология оптимизации выбора мест бурения скважин), которая объединяет в себе современные достижения нефтяной геологии и геофизики [1,2] и реализует многие свои идеи через геоинформационную систему (конкретно, систему ArcGIS, ESRI, США). Использование ГИС позволяет решать задачи прогнозирования на любом масштабе исследования, который определяется наличием и детальностью входных данных. Далее перечислены наиболее интересные примеры применения ГИС, реализующие различные идеи (иначе, шаги) новой технологии.

На региональном уровне. Использование геоинформационных технологий для изучения истории развития неотектонических процессов в пределах платформенных областей позволяет расширить существующие представления о роли тектонических факторов в процессах формирования и переформирования залежей нефти и связи движений земной коры с другими геолого-геофизическими факторами. Здесь в качестве основного инструмента используется морфометрический метод поиска неотектонических структур, разработанный В.П. Философовым [3] и существенно

усовершенствованный авторами [4] с помощью инструментов ГИС. Зональная статистика показала, что 70 % месторождений Волго-Уральской антеклизы расположены в региональных неотектонических впадинах и еще 24 % на склонах. Следуя этому принципу, на территории исследования можно очертить вероятные области обнаружения нефтяных залежей, а купольные части быстро поднимающихся неотектонических структур следует относить к бесперспективным. Для данной территории мы также выяснили, что главная миграция УВ, которая привела к образованию месторождений, произошла на ранних этапах неотектонической активности, отраженной на серии морфометрических карт. Следует сказать, что создание столь полезных карт вообще невозможно без привлечения инструментов ГИС и для таких больших территорий морфометрические поверхности ранее не рассчитывались.

Другой пример: создание и компьютерная обработка цифровых моделей рельефа (линеаментный анализ) с целью изучения характера распределения регионального поля макропроницаемости осадочного чехла и выявления областей с худшими и лучшим условиями для сохранности залежей углеводородов. Здесь в качестве основного инструментария использовались ПО LESSA [6] и ArcGIS [5]. Для Поволжского региона обнаружено, что большая часть залежей расположена в области низких значений проницаемости осадочного чехла. Таким образом, анализируя мелко- и среднемасштабные данные, мы получаем общее представление о нефтеносности исследуемой территории.

На локальном уровне. Если на исследуемую территорию есть более детальные данные, то от регионального прогноза можно перейти к локальному. Используя более детальные неотектонические карты, можно, например, определить направление миграции, т.к. в общем случае флюиды перемещаются из области повышенных давлений в область более низких давлений, т.е. в область неотектонических поднятий. Здесь же можем указать области, где тектонические движения были чрезвычайно интенсивные, и породы осадочного чехла сильно растрескались и не могут удержать флюиды. Если добавить детальный линеаментный анализ и детальные данные по макропроницаемости осадочного чехла, то простая операция наложения двух факторов (интенсивность неотектонических движений и макропроницаемость осадочного чехла) даст нам предварительную классификацию территории по перспективности на нефть.

Если есть данные высокоточной магнито-грави-, электроразведки или геохимических исследований, то возможно уточнение путей миграции УВ в чехле. Зоны пересечений линий-линеаментов, рассчитанных по ЦМР, космоснимкам и геофизических полям, показывают области частичной разгрузки флюидов, т.е. показывают пути современной миграции УВ и сопутствующих им элементов. Разломные зоны, которые мы видим в полях плотности линеаментов, ограничивают более стабильные зоны земной коры – блоки. Логично предположить, что залежь не может длительное время существовать на активных границах блоков, более вероятно, что продолжительное время она может просуществовать внутри блока. Но, на вопрос, каким должен быть этот блок, ответить не так-то просто. По крайней мере, мы с помощью инструментов ArcGIS можем рассчитать геометрические характеристики блоков разного порядка (их размеры, форму, ориентацию, соседство с другими блоками) и выявить те блоки, которые вмещают в себя залежи. Если нам удается классифицировать блоки, то области возможного обнаружения залежей будут еще более локализованы. Дальше рамки поиска еще более сужаются и фактически сводятся к прогнозированию ловушек. На этой стадии ГИС также может быть очень полезной. Конечно, есть масса специализированных программ по обработке, интерпретации и визуализации геолого-геофизических данных. И никакая ГИС заметить их не может, но интегрировать результаты интерпретации – каноническая задача ГИС. Кроме того, если вы отчетливо понимаете, что вы хотите получить, вы сами можете с помощью ArcGIS создать оригинальные способы визуализации и интерпретации ваших данных. Например, на всех разведанных нефтеносных площадях есть данные сейсморазведки и геофизических исследований скважин. Вы можете провести свою нестандартную переобработку имеющихся сейсмических данных (используя, например, принципы сейсмостратиграфии) в комплексе с анализом каротажного материала и получить нестандартную, но весьма информативную геолого-геофизическую модель среды.

Таким образом, современные ГИС дают инструменты и методы, которые усиливают мощность собственно геологических и геофизических методов изучения природных объектов. Усиление функциональной силы морфометрического анализа – яркий тому пример. Благодаря ГИС мы получили новые возможности для исследований и новые сведения об изучаемых явлениях. Компьютерная обработка пространственных данных освобождают исследователя от рутинной работы, процедура создания прогнозных карт стандартизируется и освобождается от субъективного фактора.

Литература

1. Нургалиев Д.К., Чернова И.Ю. Современные технологии прогнозирования и поиска залежей углеводородов (на примере западной части территории Республики Татарстан). – Георесурсы. 2008. – № 4(27). – С 39-41.

2. Нургалиев Д.К., Чернова И.Ю., Нугманов И.И., Хасанов Д.И., Даутов А.Н., Нургалиева Н.Г. Научные основы современной технологии прогнозирования нефтегазоносности территорий// Ученые записки Казанского университета, серия Естественные науки. – 2009. – т.151, книга 4. – С. 1-11.

3. Философов, В. П. Основы морфометрического метода поисков тектонических структур. – Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 1975. – С. 232.

4. Чернова И.Ю.,Хасанов Д.И., Жарков И.Я, Бильданов Р.Р., Каширина Т.С. Обнаружение и исследование зон новейших движений земной коры инструментами ГИС. «ArcReview. Современные геоинформационные системы». – М.: ООО ДАТА+, 2005. – № 1 (32). – С.6-7.

5. МакКой Д., К. Джонстон. ArcGIS Spatial Analyst. Руководство пользователя. – М.: Изд-во Дата+, 2002. – 214 с.
6. Zlatopolsky A.A. Program LESSA (Lineament Extraction and Stripe Statistical Analysis) automated linear image features analysis - experimental results, Computers & Geoscience. – 1992. – Vol. 18. – № 9. – P. 1121-1126.

РАЗРАБОТКА И ОПЫТНО- ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТВЕРДОТОПЛИВНОГО НАГРЕВАТЕЛЯ

А.Ф. Шагеев, Б.Я.Маргулис, М.А. Шагеев, А.Т.Мадижан,* О.В. Лукьянов, А.В.Семенов
*ОАО «НИИНефтепромхим», г. Казань, * ТОО « Тандай-Петролиум», г.Атырау РК*

Высоковязкие нефти (ВВН) и природные битумы (ПБ) характеризуются весьма высоким содержанием асфальто-смолистых компонентов. Наличие в ВВН и ПБ других ценных компонентов позволяет рассматривать их в качестве многоцелевого комплексного полезного ископаемого, которое может быть использовано для получения: нефтехимических и химических продуктов (смазочные, лакокрасочные, изоляционные материалы, сера и т.д.), строительного и дорожно-строительного сырья, топливно-энергетических продуктов (газообразных, жидких, твердых), металлосодержащих продуктов, биостимуляторов, лечебных препаратов, в сельском хозяйстве и т.д.

Проблема освоения ВВН и ПБ актуальна как для Татарстана, так и для других регионов РФ и стран СНГ.

В настоящее время в ОАО «НИИнефтепромхим» организовалась инициативная группа по разработке битумных программ, в которой реанимированы работы А.В.Талантова, А.М.Клеева, Е.С.Смерковича по разработке технических средств как для воздействия на залежи ВВН и ПБ, так и для внутрискважинного синтеза реагентов для разработки этих месторождений [1]. Авторы доработали технологию теплового воздействия на пласт для интенсификации добычи ВВН и ПБ и модернизировали конструкцию используемого в ней оборудования, а также разработали новую конструкцию запального устройства и систему защиты от взрывов. Предлагаемая технология заключается в воздействии на пласт разогретым воздухом. При реализации этого способа на забой скважины на трубах НКТ помещается специальное устройство «твердотопливный нагреватель» (ТТН), который, в свою очередь, включает в себя следующий комплекс оборудования (рис.1): емкость, наполненную твердым и жидким топливом, запальный механизм, радиатор защиты резины пакера от повышенных температур, защиту скважины от открытого пламени и взрыва при спуске и горении топлива (аналог шахтерской лампы) в виде медной сетки. За счет того, что горячий теплоноситель не транспортируется с поверхности, а генерация тепловой энергии происходит непосредственно на забое скважины, мы значительно уменьшаем потери тепла при прогреве околоскважинной зоны пласта. Суть процесса заключается в том, чтобы добиться необходимого режима, при котором ВВН или ПБ значительно повысят свою подвижность, которую можно будет добывать стандартным способом. ТТН может обеспечить на забое вблизи корпуса температуру от 120 до 1200 C^0 и повышенное давление от 30 до 100 атм, радиус прогрева будет зависить от проницаемости породы, скорости и объема закаченного воздуха.

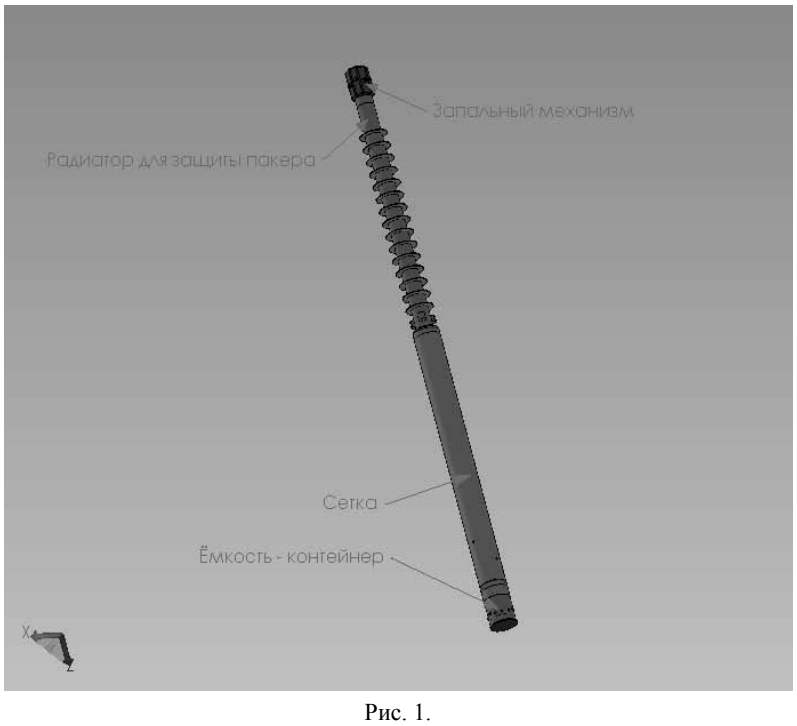


Рис. 1.

Испытания модифицированного ТТН проводились в Республике Казахстан. Месторождение Жыланкабак было введено в разработку на режиме истощения с очень низким коэффициентом нефтеотдачи. Нефть месторождения Жыланкабак является высоковязкой и при 20°С вязкость составляет 381.62 мПа*с, а плотность в поверхностных условиях составляет 0.913 т/м^3. Проблема разработки месторождения с ВВН заключается в том, что естественные изотермические условия практически не обеспечивают необходимой подвижности этой нефти во время фильтрации по пласту и притока в скважины. Применение различных вытеснителей (холодная вода, воздух, газ и др.) в таком случае не дает желаемого эффекта, т.к. вследствие высоких вязкостных соотношений происходит прорыв вытесняющих агентов и резко снижается эффективность разработки месторождения. Иногда при сверхвязких нефтях (100 мПа*с и более) затруднительно нагнетать рабочие агенты в пласт. При добыче высоковязких битуминозных нефтей основным, если не единственным, методом интенсификации добычи нефти и увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) является метод введения тепловой энергии в продуктивный пласт с целью повышения температуры пласта и, соответственно, снижения вязкости добываемых флюидов. Введение тепловой энергии в пласт возможно осуществлять различными методами. Вопрос выбора теплоносителей при проектировании теплового воздействия на пласт для конкретных геологических условий и нефтей имеет решающее значение. Отсутствие в пустыне, где находится месторождение Жыланкабак, достаточного количества воды предопределило применение тепловой технологии с использованием модернизированной конструкции ТТН .

Предварительно был определен приток нефти в скважину при различных забойных температурах. Дебит q_c (см^3/сек) гидродинамически совершенной скважины, вскрывшей однородный изотропный пласт, при плоскорадиальном притоке однородной несжимаемой жидкости, линейном законе сопротивления и стационарном режиме фильтрации определяется по формуле

$$q_c = \frac{2 \cdot 10^3 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{пз} - P_з)}{b \cdot \mu \cdot \ln(R_k / r_c)}$$

где : k- проницаемость продуктивного пласта , мкм^2;

h – вскрытая толщина пласта, м;

$P_{пл}$ – пластовое давление на контуре, МПа;

$P_з$ – забойное давление, МПа;

R_k – радиус влияния скважины, м;

r_c – радиус скважины, м;

b – объемный коэффициент жидкости;

μ – вязкость жидкости в пластовых условиях, МПа·с.

Зависимость изменения вязкости нефти в пластовых условиях от температуры для условий месторождения Жыланкабак представлена на рис. 2.

Исходные данные для расчета потенциального возможного дебита жидкости:

Среднее значение проницаемости – 0,285 мкм^2

Среднее значение вскрытой толщины пласта – 15.0 м

Среднее значение депрессии ($P_{пл}$-$P_з$) – 2,0 МПа

Объемный коэффициент – 1,006 доли ед.

В таблице приводятся результаты расчета потенциально возможного дебита жидкости на одну скважину по месторождению Жыланкабак в зависимости от изменения вязкости нефти, связанного с изменением температуры на забое скважин.

Месторождение	Температура на забое скважины, ^{0}С	Вязкость нефти, мПа*с	Потенциальный дебит жидкости, м^3/сут
Жыланкабак	20.0	650.0	0.99
	30.0	300.0	2.13
	50.0	90.0	7.15
	80.0	24.0	26.7

Из таблицы видно, что с увеличением температуры потенциальный дебит жидкости возрастает, при прогреве призабойной зоны пласта до температуры 80°С ожидаемый дебит составит 26.7 м^3/сут [2].

Заложенные в конструкцию ТТН характеристики в ходе промысловых испытаний получили полное подтверждение и позволяют, при необходимости, использовать ТТН как с целью прогрева околоскважинной зоны пласта, так и для инициирования очага внутрипластового горения и получения продуктов внутрипластового крекинга ПБ. Кроме того, было выяснено, что для более полной реализации метода необходимо доработать комплекс оборудования регулирования и контролирования процесса внутрипластового горения, использовать современные методы контроля и автоматики (регулирование подачи воздуха, контроль давления и температуры и т.д.).

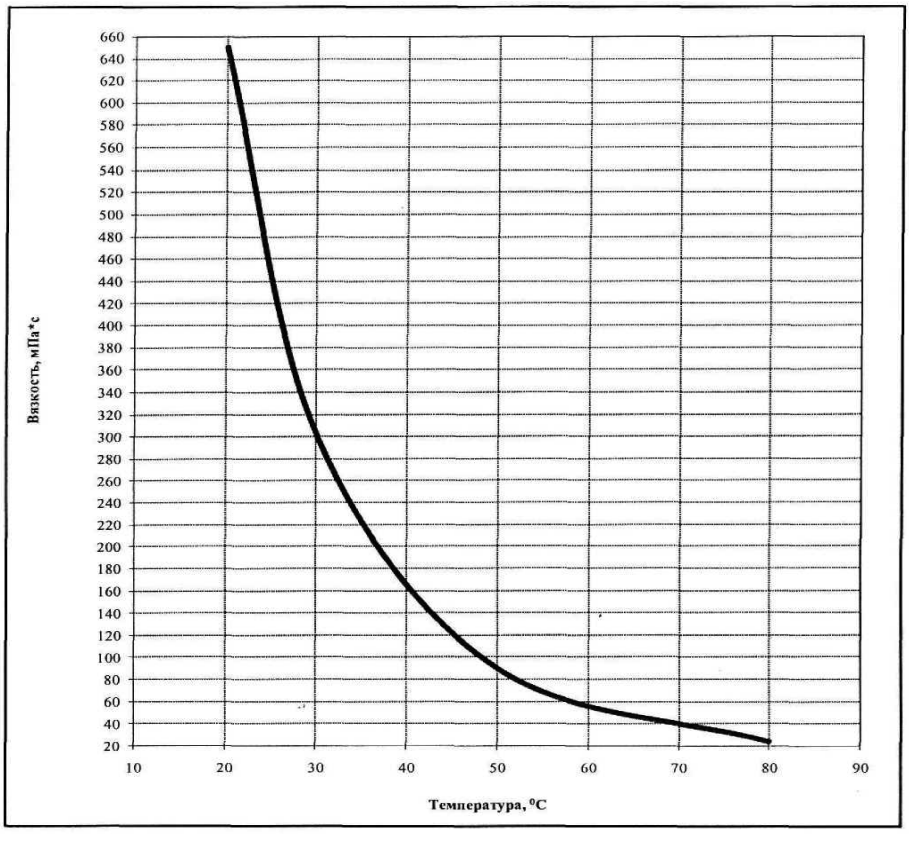


Рис. 2. График зависимости вязкости нефти от температуры для месторождения Жыланкабак.

Литература

1. *Шагеев А.Ф., Маргулис Б.Я., Шагеев М.А., Лукьянов О.В., Романов Г.В., Лебедев Н.А.* Внутрискважинный твердотопливный теплогазогенератор. История развития. – Нижнекамск: «Экспозиция». – 2007. – №18.

2. *Шагеев А.Ф., Маргулис Б.Я., Шагеев М.А., Лукьянов О.В., Пагуба А.И., Назымов С.И.* Анализ методов теплового воздействия на призобойную зону скважин на месторождениях Жыланкабак и Жолдыбай . -Нижнекамск: «Экспозиция», – 2008. – № 6.

НОВЫЕ ПОДХОДЫ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РЕАГЕНТА СНПХ-9633

Р.Г. Шайдуллин*, М.М. Хамидуллин* О.Б. Собанова **

**ОАО «Татнефть», **ОАО «НИИнефтепромхим»*

Доля запасов нефти из трудноизвлекаемых карбонатных коллекторов с каждым годом возрастает. Основное отличие карбонатных коллекторов от терригенных заключается в широком развитии в них густой сети трещин и каверн, в более высокой неоднородности, прерывистости (линзовидности) и расчлененности пластов. Если залежи нефти терригенных отложений девона и нижнего карбона со средним коэффициентом проницаемости менее 0,050 мкм^2 считаются практически непроницаемыми и эти запасы относят к забалансовым, то залежи в карбонатных породах с такими значениями коэффициента проницаемости пористой матрицы могут разрабатываться с достаточно высокой степенью эффективности. Однако в большинстве случаев ускоренная обводненность продукции скважин не позволяет достичь высоких значений коэффициента нефтеизвлечения. Важнейшей задачей на сегодняшний день является поиск новых технологий водоизоляционных работ и повышение эффективности ранее используемых технологий без увеличения затрат на проведение мероприятий. В качестве полигона для исследований и разработки новых технологий могут служить залежи №302, 303 Ромашкинского месторождения, которые наиболее полно отражают проблемы большинства трудноизвлекаемых залежей нефти.

Продуктивные отложения залежей №302, 303 представлены сложными неоднородными карбонатными коллекторами, переслаивающимися с глинистыми карбонатами, гипсами и аргиллитами. Они характеризуются массивно-слоистым строением, когда в пределах массива как по разрезу, так и по простиранию пористые и проницаемые пропластки замещаются плотными разностями. Массивный тип залежей проявился в характере распределения общих нефтенасыщенных толщин, который сводится к закономерному их уменьшению от сводовой

части залежи к внешнему контуру нефтеносности. Кроме того, залежи обладают выраженной вертикальной трещиноватостью и глинистая перемычка в кровле протвинского горизонта не может являться надежной изоляцией этих двух залежей друг от друга. Коллекторы имеют значительную расчлененность и прерывистость. В нижней части разреза прерывистость коллекторов увеличивается и они часто представлены короткими линзами. Высокая степень неоднородности как в разрезе, так и по простиранию объясняет резкую литологическую изменчивость и отличие коллекторских свойств в разных скважинах.

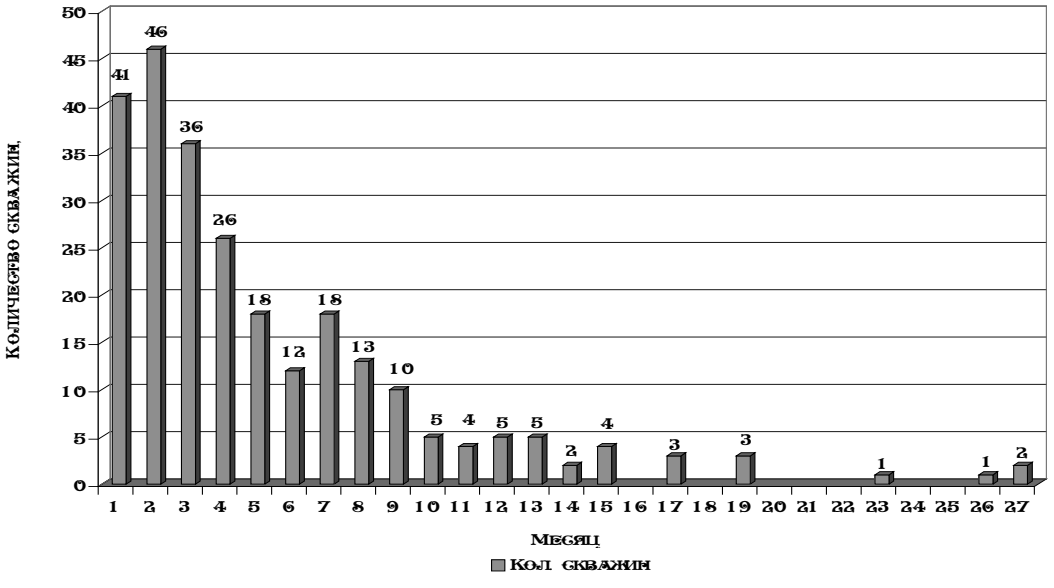


Рис. 1. Ранжирование скважин по длительности безводного периода эксплуатации

Запасы нефти в башкирско-серпуховских отложениях распределены неравномерно и в основном сосредоточены в серпуховских отложениях. Разработка залежей усложняется не только сложным геологическим строением, но и сильно развитой вертикальной трещиноватостью, повышенным значением вязкости нефти (выше 48–50МПа·с), активным водонапорным режимом, что способствует ускоренному продвижению подошвенной воды по трещинам вдоль вертикальной оси скважины по сравнению с продвижением ее вдоль горизонтальной. В результате этого происходит прорыв подошвенной воды к забою скважин, предопределяя интенсивное обводнение как после бурения, так и в процессе эксплуатации (рис.1).

В последнее время много внимания уделяется применению водоизоляционных материалов, при этом эффективность и прочность их закрепления в пласте во многом зависит от геологических особенностей залежей и режима освоения скважин после проведения обработки.

Водоизоляционные работы (ВИР) на 302,303 залежах чаще всего проводятся с использованием реагента СНПХ-9633. Последний представляет собой композицию поверхностно-активных веществ в углеводородном растворителе (УК ПАВ). Его воздействие основано на способности образовывать в пустотах коллектора при контакте с пластовой водой гелеобразные «твердоподобные» эмульсионные системы с внешней углеводородной фазой. Эмульсии могут содержать от 6 до 100 объемов воды на 1 объем реагента, стабильны в течение длительного времени (более 2 лет), имеют высокую вязкость (20-50 тыс. МПа·с и более при небольших скоростях сдвига), устойчивы к размыванию водой и легко разрушаются при контакте с нефтью. В результате этого происходит селективное блокирование высокопрони-цаемых водонасыщенных пропластков и вовлечение в работу слоев, ранее неохваченных воздействием.

По состоянию на 01.01.2010, начиная с 1990 г., данным реагентом обработано 532 скважины, при этом дополнительная добыча достигла 487,7 тыс.т, а сокращение попутно добываемой воды – 1103,7 тыс.т. За эти годы ВИР с использованием реагента СНПХ-9633 претерпели ряд усовершенствований: закачка композиции в чистом виде, с добавлением глинопорошка, циклическая закачка с минерализованной водой, закачка с добавкой модификатора.

С целью повышения эффективности применения реагента СНПХ-9633 проведен предварительный анализ результативности ВИР от ряда геологических факторов (табл.).

Как следует из полученных данных, использование реагента СНПХ-9633, по-видимому, наиболее эффективно в скважинах, расположенных в синклиналях с близостью пластовых вод и интенсивным притоком по сети вертикальных трещин, а также на краевых участках залежи. Это можно объяснить тем, что УК ПАВ при взаимодействии с пластовой водой способны образовывать высоковязкие эмульсии, а при контакте с нефтью - смешиваться и терять свою активность. Однако, для окончательного подтверждения полученных результатов требуется дальнейшее накопление промысловых данных.

Таблица.

Влияние геологических факторов на результаты применения СНПХ-9633

Анализируемый показатель	Градация	Среднесуточный прирост дебита нефти, т/сут	Дополнительная добыча нефти, т
Расположение на структуре	Антиклин.	2,21	626
	Синклинал.	2,98	854
	м/у структур	2,34	788
Расположение на залежи	в центре залежи	2	637
	на краю залежи	2,97	883
Коэффициент пористости, %	9-15	2,62	799
	15 - 21	3	871
Коэффициент глинистости	0 - 2	2,73	866
	2 - 4	2,47	628

Основной причиной, вызывающей образование трещиноватости пород, являются внешние и внутренние силы, деформирующие породу, что может привести к нарушению внутреннего сцепления частиц. Система макротрещин сопровождается зонами кливажа пород, ширина которых может колебаться от 0,1 до 2,4м. В данном случае необходимо отметить, что субвертикальная трещиноватость направлена внутрь структуры поднятия. В купольной части интенсивная трещиноватость наблюдается только в башкирском ярусе (рис.2). Это связано с тем, что при изгибе пород пласта, как и при изгибе строительной балки, образуются зоны растяжения в верхней кровельной части и зоны сжатия в нижней подошвенной части пласта. Крылья испытывают лишь процессы растяжения, что ведет к образованию протяженных вертикальных трещин, способствующих более быстрому продвижению воды и обводнению скважин.

Рис.2. Геологический разрез залежей 302-303 по линии скважин 17917-17918.

После вздымания центральной части произошло трещинообразование по концентрическим и радиальным направлениям. При этом раскрытость концентрических трещин значительно превышает раскрытость радиальных. Следовательно, основное влияние на течение жидкости в массиве оказывают концентрические трещины. На рис. 3 схематично изображен разрез залежей 302, 303. В правой части рисунка изображена ситуация, когда в результате нисходящих тектонических движений часть массива погрузилась, либо осталась стабильной при вздымании окаймляющих ее областей. Вследствие чего трещины имеют максимальную раскрытость в направлении ВНК. Вертикальные трещины, сопровождаются зонами кливажа, т.е. системой параллельных трещин, не совпадающей со слоистостью пород, который является результатом деформации горных пород под влиянием тектонических воздействий. Кливаж в основном развит в подошвенной части массива. Данная ситуация будет способствовать более легкому поступлению подошвенной воды, даже при низких депрессиях. Благодаря уникальным свойствам реагента СНПХ-9633 это будет способствовать образованию более устойчивых к размыванию эмульсий, а сжатие трещин в кровельной части синклинали предотвратит вынос реагента при создании депрессий в процессе эксплуатации скважин. Таким образом, полученные результаты можно объяснить увеличением зоны смешения УК ПАВ и пластовой воды, облегчением и ускорением образования в пласте блокирующей эмульсионной системы с более высоко прочностью.

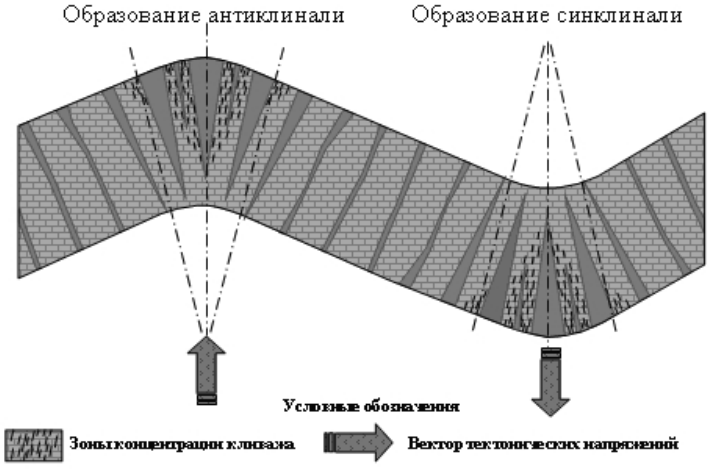


Рис.3.Схема дезинтивных нарушений карбонатной породы.

В антиклинальных складках трещины будут наиболее раскрыты в кровельной части массива, а в районе ВНК будут смыкаться, тем самым препятствуя подтягиванию воды. Зона кливажа будет расположена в кровле. Приток нефти оттуда будет способствовать частичному растворению блокирующей эмульсии, полученной на основе реагента СНПХ-9633, и ухудшению тампонирующих свойств. В данном случае при смешении реагента в пласте с водой, взаимодействие происходит преимущественно на границе их контактирования, а не во всем объеме. Это приводит к снижению объема образующихся эмульсионных систем и прочности изоляционного материала.

Для улучшения тампонирующих свойств реагента СНПХ-9633, создания устойчивого и прочного экранирующего слоя в первые дни после мероприятия желательна периодическая эксплуатация скважины с постепенным увеличением области питания, что приводит к дополнительному перемешиванию УК ПАВ с водой. Периодическое освоение заключается в постепенном увеличении времени эксплуатации скважины. Это приводит к созданию устойчивого блокирующего экрана, поскольку отсутствие длительной депрессии на первоначальном этапе работы скважины способствует дальнейшему перемешиванию реагента СНПХ-9633 и воды, увеличивая объем и прочность изолирующей эмульсионной системы, что положительно сказывается на эффективности воздействия УК ПАВ.

В ОАО «Татнефть» НГДУ «Лениногорскнефть» предложена новая схема освоения скважин после ВИР с применением реагента СНПХ-9633. Работы проводят в два этапа. На первом этапе выполняют 3 цикла пошагового освоения скважины. Продолжительность каждого цикла определяют как сумму времен: времени отбора жидкости из скважины до создания депрессии с шагом увеличения депрессии от цикла к циклу 0,08 – 0,12 МПа, времени на структурирование изоляционного материала и времени на восстановление забойного давления до пластового. Время отбора жидкости из скважины до создания заданной депрессии определяют по кривой создания депрессии на продуктивный пласт при пуске скважины ($T1$). Время на восстановление забойного давления до пластового определяют по кривой восстановления давления ($T2$). Время на структурирование изоляционного материала определяют по регламентирующему документу на изоляционный материал или опытным путем ($T3$). Продолжительность (Tц) каждого из трех циклов на первом этапе освоения скважины равна

$$T\text{ц} = T1 + T2 + T3.$$

По окончании первого этапа выполняют второй этап освоения скважины. На втором этапе может выполняться до 7 циклов освоения скважины. Для этого определяют максимально возможную депрессию в скважине на пласт после водоизоляционных работ (ΔP_{max}). Величину (ΔP_{max}) определяет геологическая и технологическая служба Управления, эксплуатирующего скважину, с учетом определения допустимого давления, при котором эффективность водоизоляционных работ не снижается, либо указана в регламентирующих документах. Количество циклов освоения определяют исходя из ΔP_{max}. Проводят последующий пуск-остановку скважины с постепенным увеличением депрессии на продуктивный пласт с шагом $P = \dfrac{\Delta P_{max} - 0{,}3}{K - 3}$, по формуле

$$P_n = P_{n-1} + \frac{\Delta P_{\max} - 0{,}3}{K - 3}$$

где K – количество циклов освоения скважины с учетом количества циклов освоения на первом этапе;

n – шаг депрессии (1, 2, 3, …, K);

P_n – депрессия на продуктивный пласт (МПа) при шаге n;

P_{n-1} – депрессия (МПа) при шаге n-1.

После окончания последнего цикла скважину запускают на постоянный режим эксплуатации.

На рис. 4 представлена динамика дополнительной добычи нефти в скважинах, обработанных реагентом СНПХ-9633, в зависимости от режима освоения. Как видно из приведенных данных, наблюдается значительное увеличение добычи нефти в скважинах, освоенных с пошаговым периодическим созданием депрессии по сравнению со скважинами, освоенными обычным путем.

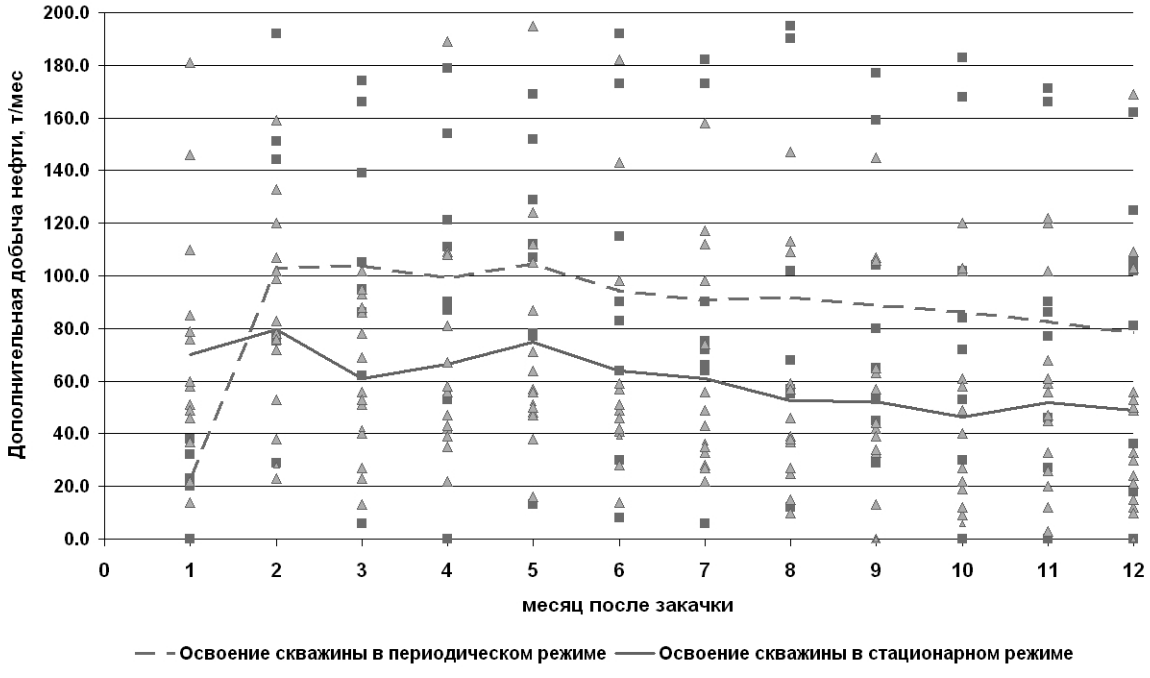


Рис.4. Усредненная динамика дополнительной добычи нефти в скважинах, обработанных реагентом СНПХ-9633, в зависимости от режима освоения.

Полученные данные по применению реагента СНПХ-9633 в сложнопостроенных 302-303 залежах с вертикальной трещиноватостью и высокой гидродинамической связью с подошвенной водой позволяют рекомендовать его для ограничения водопритоков в условиях, в которых другие реагенты малоэффективны.

Для повышения результативности метода освоение скважин после мероприятия следует, по возможности, проводить в периодическом режиме.

ТЕХНОЛОГИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЛИТОЛОГО-СТРУКТУРНЫХ И ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ КРИТЕРИЕВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Р.С. Шайхутдинов, А.А. Драгунов, Шакирова Т.С.
ООО «ТНГ-Казаньгеофизика», г. Казань

Принципы применения литолого-структурных и палеогеоморфологических критериев основаны на изучении неоднородностей геологических разрезов в целом и продуктивных (перспективных) пластов, в частности, что непосредственно связано со строением, типами и особенностями размещения ловушек нефти и газа. Формирование последних определяется двумя основными факторами – условиями осадконакопления с одной стороны и явлениями структуроформирования, с другой, или – конседиментационными и постседиментационными процессами, изучение которых лежит в основе всех литолого-структурных построений и прогнозов. Палеогеоморфологические реконструкции являются одним из видов подобных исследований.

Принципы использования данной методики рассмотрены ниже на примере разведочных площадей Южно-Татарского свода (ЮТС).

Известно, что формирование ловушек УВ является весьма сложным многофакторным геологическим процессом, являющимся объектом структурно-тектонических, палеогеографических, литологических, палеогидрогеологических и других видов исследований. Строение, формы и типы ловушек обусловлены как особенностями осадконакопления, так и последующими геодинамическими процессами, то есть они являются результатом сочетания и взаимовлияния конседиментационных и постседиментационных явлений, происходивших в конкретных геологических условиях исследуемых территорий.

Авторами данной работы разработана методика локального прогноза объектов, выделяемых геолого-геофизическими методами. При этом привлекаются для анализа все имеющиеся данные полевой геофизики и глубокого бурения. В частности, для реконструкции литолого-структурных и палеогеоморфологических обстановок, влияющих на формирование ловушек УВ, используются структурные карты по основным отражающим горизонтам и схемы изопахит перспективных комплексов отложений, построенных по данным сейсморазведочных работ.

На юго-восточном склоне ЮТС наиболее четко выраженной структурой II порядка является Бавлинско-Туймазинский вал сквозного тектонического типа, южная граница которого проходит по Сокско-Бавлинскому грабенообразному прогибу северо-восточного простирания. Территория, размещающаяся к югу от Бавлинско-Туймазинского вала, по структурным поверхностям девона и карбона имеет пологое террасовидное строение с общим погружением в направлении Серноводско-Абдулинского авлакогена. Структурные террасы осложнены большим количеством локальных поднятий небольших размеров с амплитудами 5–15 м. В связи с тем, что крупные структуры типа Бавлинской выявляются и опоисковываются, как правило, на начальном этапе геологоразведочных работ, на более поздних стадиях объектами поисково-разведочных работ становятся преимущественно малоамплитудные поднятия.

Для целей прогноза нефтегазоносности локальных объектов большое значение имеет изучение особенностей неоднородности регионально нефтеносных пластов и горизонтов. Существенную роль при этом играет выявление форм палеорельефа морских и континентальных бассейнов. Как известно, основные предпосылки формирования различных типов ловушек нефти создавались уже в процессе осадконакопления. Так, сложный комплекс палеотектонических, палеогеоморфологических, палеогидрогеологических факторов обусловили литолого-фациальную неоднородность, чередование, взаимозамещение песчано-алевролитовых, глинистых и карбонатных пород терригенного девона. Терригенные отложения нижнего карбона также являются результатом сложного цикла осадконакопления, обусловившего высокую степень геологической неоднородности пород и весьма значительный диапазон колебаний их мощностей.

Как показывают исследования, проведенные на ряде разведочных площадей Южно-Татарского свода, палеогеоморфологические методы анализа терригенных комплексов отложений представляют определенный интерес при выявлении особенностей строения и размещения литологически экранированных, антиклинально-литологических и других сложнопостроенных типов ловушек нефти. Эти исследования включали в себя детальный анализ мощностей терригенных пород девона и карбона, снятие фона регионального наклона слоев при осадконакоплении и палеогеоморфологическую интерпретацию особенностей распределения мощностей с использованием метода «реперных поверхностей» и «статического окна», анализ соотношений положительных форм с современными структурными планами палеозойских отложений.

Роль палеорельефа в формировании ловушек нефти можно рассматривать в нескольких аспектах. Формы рельефа, прежде всего, отражались на тех отложениях, которые непосредственно залегали на поверхности фундамента. При одновременном наличии в разрезе пород покрышек и пластов-коллекторов образовались антиклинально-литологические и литологически экранированные ловушки нефти. На пологих поднятиях, которые можно рассматривать как структуры покрышек и пластов-коллекторов образовались антиклинально-литологические и литологически экранированные ловушки нефти. На пологих поднятиях, которые можно рассматривать как структуры облекания, формировались литологически замкнутые типы, на более морфологически выраженных поднятиях в основном антиклинально-литологические. Когда ловушки нефти приурочены к таким сложным формам палеорельефа, как останцы, образуются антиклинально-литологические или антиклинально-стратиграфические их разновидности, т.е., чем выше поднятие по амплитуде, тем более вероятно развитие прислоненных и клиноформенных пород-коллекторов. Другой аспект взаимосвязи палеорельефа с формированием локальных поднятий и ловушек нефти заключается в унаследованном сохранении положительных форм древней поверхности в строении морского дна в периоды осадконакопления более молодых отложений.

В пределах ЮТС и его склонов выявлено сложное чередование положительных и отрицательных форм палеорельефа. В отличие от структур тектонического генезиса, у форм палеорельефа не наблюдается строгой упорядоченности и соподчиненности по размерам и местоположению. В то же время на западном и северо-западном склонах преимущественное простирание положительных форм субмеридианальное, в их размещении прослеживается определенная взаимосвязь с бортами грабенообразных прогибов. На северном и северо-восточном склонах связь палеорельефа с грабенообразными прогибами не прослеживается. Однако простирания в основном субмеридианальные, при этом характерно последовательное чередование отрицательных и положительных форм с расстояниями 12–15 км между пологими грядами, что, видимо, обусловлено особенностями трансгрессии морского бассейна с юга на север и соответствующим характером абразии и захоронения палеорельефа поверхности фундамента.

На юго-восточном склоне ЮТС терригенные отложения девона также залегают на сложно-расчлененной поверхности фундамента, где выявлен ряд положительных и отрицательных форм, неравнозначных по морфологическим параметрам. По пространственному размещению палеоструктуры резко отличаются от тектонических, размещение и морфологические особенности элементов палеорельефа обусловлены сложными очертаниями и характером развития береговой линии девонского бассейна. Таким образом, условия седиментации пород-коллекторов и пород-

покрышек играют большую роль для формирования тех или иных типов ловушек. Тем не менее, созданные при осадконакоплении предпосылки могли реализоваться преимущественно в сочетании с последующими процессами структурообразования. Это, в первую очередь, относится к ловушкам, связанным с локальными поднятиями, к которым в геологических условиях Южно- и Северо-Татарского сводов приурочено большинство открытых залежей нефти. В тоже время, как показывает практика, имеется немало локальных структур, в которых залежи нефти первыми поисковыми скважинами не обнаружены даже при наличии благоприятных факторов: расположенность их в пределах перспективных площадей, присутствие регионально и локально нефтеносных комплексов отложений и т.д.

Одним из главных факторов, влияющих на формирование залежей нефти в пределах локальных поднятий, является форма соотношения структурного и литологического факторов. Авторами был проведен геолого-статистический анализ всех основных параметров, характеризующих строение ловушек и горизонтов, к которым они приурочены: мощность и количество пород-коллекторов, высота ловушек и амплитуды поднятий, коэффициенты заполненности ловушек, соотношения пород-коллекторов и неколлекторов, площади распространения коллекторов в пределах локальной структуры и т.д. Одновременно был прослежен характер взаимосвязи этих параметров.

Очень важным показателем развития тех или иных групп ловушек нефти в терригенных толщах является соотношение песчаных, глинистых и глинисто-карбонатных пород в разрезах (Рс). Так, максимальные значения распределения литологических и антиклинально-литологических типов ловушек девона и карбона соответствуют интервалу значений 0,3–0.2, а пластово-антиклинальных – 0,5–0.3. Особенно отчетливо можно проследить эту тенденцию для залежей и ловушек нефти терригенных отложений девона.

На склонах ЮТС сложно построенные комбинированные типы ловушек терригенной толщи девона преобладают в тех стратиграфических горизонтах и на тех площадях, где значения P_c колеблются в пределах 0.2–0.4, а преобладающему большинству ловушек пластово-антиклинального типа соответствует диапазон значений P_c от 0,3 до 0,6. Аналогичная закономерность прослеживается и в строении ловушек нефти тульского и бобриковско-радаевского горизонтов нижнего карбона по всем площадям исследуемой территории: комбинированные типы ловушек тяготеют к зонам меньших значений P_c, так как разрезы в их пределах отличаются большей степенью расчлененности и литологической неоднородности.

Из проведенного анализа видно, что те или иные типы ловушек приурочены к определенным интервалам значений параметров, характеризующих строение пластов и соотношение пород в разрезах. Причины этого явления во многом проясняются при сопоставлении последних с морфометрическими параметрами локальных поднятий и прежде всего их амплитудами, являющимися наиболее важным признаком, отражающим формы взаимосвязи показателей соотношения пород в пределах залежей нефти терригенных отложений девона с высотами ловушек, к которым они приурочены. В графиках взаимосвязи вышеназванных параметров можно проследить следующие тенденции. Ловушки нефти с высокими значениями P_c соответственно имеют в основном и более высокие амплитуды. Одновременно с увеличением значений соотношения пород (P_c) и амплитуд (А) уменьшается доля антиклинально-литологических ловушек нефти в рассматриваемой совокупности ловушек. Особенно это характерно для терригенных отложений девона. И, наоборот, среди малоамплитудных локальных поднятий число антиклинально-литологических ловушек заметно выше (соответственно, они имеют низкие значения P_c).

Очень важная взаимосвязь в строении ловушек нефти прослеживается между амплитудами локальных поднятий и мощностью пластов-коллекторов. Анализ графиков этих зависимостей показывает, что для ловушек нефти терригенных комплексов отложений девона существуют определенные диапазоны соотношений мощностей пластов-коллекторов и высот ловушек. Эта связь выражена через отношение $a=h/A$, где h – средняя мощность пласта (м), А – амплитуда локального поднятия, или высота ловушки (м), в пределах оконтуривающей изогипсы кровли пласта. По данному признаку в распределении ловушек можно условно выделить три зоны.

1. В первой зоне, где $\alpha < 0.5$, преобладают антиклинально-литологические ловушки нефти, особенно в пределах локальных поднятий с малыми и средними амплитудами.

2. Во второй зоне ($\alpha = 0.5–1.0$) в основном распространены ловушки пластово-антиклинального типа, особенно в пределах средне- и высокоамплитудных структур.

3. В третьей зоне, где $\alpha \geq 1.0$ – ловушки нефти только структурного типа, но с нефтеносностью непромышленного характера.

На склонах Южно-Татарского свода в терригенной толще преобладающее большинство локальных поднятий мало- и среднеамплитудные. Тем не менее и здесь широко развиты ловушки нефти, имеющие $\alpha < 0,5$, среди которых многие относятся к антиклинально-литологическому типу, особенно в отложениях тиманского и ардатовского горизонтов. В то же время интервалы значений P_c и α могут незначительно изменяться в зависимости от геологического строения конкретных структурных зон, однако общая тенденция сохраняется: с их уменьшением увеличивается вероятность распространения сложнопостроенных ловушек нефти.

Литолого-фациальный фактор, наряду со структурным, определяет строение многих залежей нефти в пределах большинства зон нефтенакопления ЮТС и практически во всех нефтеносных комплексах палеозоя как региональных, так и локальных. Однако проследить характер соотношения структурного и литологического факторов представляется возможным прежде всего по строению залежей нефти, приуроченных к терригенным комплексам девона и карбона.

Известно, что основные черты строения терригенной толщи девона обусловлены ярко выраженной ритмичностью процесса осадконакопления, периодической сменой прибрежно-морских, мелководных и относительно глубоководных фаций. Другими факторами, сыгравшими большую роль в процессе осадконакопления, являются перерывы, сложная гидродинамическая обстановка и донные течения в ардатовское и пашийское время, формирование древних грабенообразных прогибов, полигенетические формы палеорельефа. Все это предопределило значительную литолого-фациальную сложность и неоднородность терригенного комплекса.

Если рассматривать вышеназванные геологические факторы и количественные критерии залежей нефти терригенных отложений девона юго-восточного склона ЮТС, то данные геолого-статистического анализа показывают, что по коэффициенту P_c – отношению общей мощности пород-коллекторов к мощности горизонта: пашийскому равен в среднем 0,5, муллинскому – 0,7, ардатовскому – 0,3, воробьевскому – 0,7. При этом наиболее благоприятным диапазоном значений P_c для формирования залежей пластово-сводового типа является 0.4–0.6, а для залежей, контролируемых сложнопостроенными ловушками, от 0,1 до 0,3. Значения коэффициента α для ловушек пластово-антиклинального типа изменяются от 0,5 до 0,8, а для ловушек комбинированных типов – от 0,1 до 0,5. При определении перспектив нефтеносности конкретных поисковых объектов используется также и ряд других параметров, характеризующих степень литолого-фациальной неоднородности пластов и строение ловушек.

Вышеприведенные данные согласуются также и при сопоставлении их со строением ловушек и залежей нефти известных месторождений юго-восточного склона ЮТС. Так, залежи нефти пластов $Д_I$ а, б пашийского и $Д_{III}$ старооскольского горизонтов Урустамакского месторождения приурочены к ловушкам литологического и структурно-литологического типов (α = 0.1-0.3). К тем же типам относятся залежи нефти пашийского и старооскольского горизонтов Алексеевского месторождения, характеризующиеся значениями коэффициента α от 0.14 до 0.5.

Аналогичные примеры можно провести и по терригенным отложениям нижнего карбона, где залежи нефти тульского и бобриковского горизонтов в пределах вышеназванных месторождений контролируются литологическими и структурно-литологическими ловушками (α = 0.12–0.4). В то же время залежи нефти пластово-сводового типа приурочены к более высокоамплитудным поднятиям и к более однородным пластам коллекторам, для которых значения P_c и α, как правило, более 0,5 (Бавлинское, Тат-Кандызское и др.).

Одним из последних объектов, где применялись вышеприведенные критерии литолого-структурного анализа является Кувайский участок Оренбургской области.

Необходимо отметить, что интервалы значений α и P_c могут незначительно изменяться в зависимости от геологического строения тех или иных структурных зон, однако общая тенденция сохраняется: с их уменьшением увеличивается вероятность развития сложнопостроенных ловушек УВ.

Таким образом, различия в строении, а следовательно, и в размещении различных типов УВ во многом определяются характером соотношения пород-коллекторов и неколлекторов в разрезах, особенностями распределения их мощностей и степенью литологической неоднородности, обусловленных главным образом характером палеорельефа в периоды их осадконакопления. Большую роль играют также формы взаимосвязи параметров пластов с амплитудами локальных поднятий или высотами ловушек.

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ СТРУКТУР ШЕШМИНСКОГО ГОРИЗОНТА ПЕРМСКОЙ СИСТЕМЫ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

И.Е. Шаргородский, А.З. Ахметшин, М.Ф. Зинатова

ТГРУ ОАО «Татнефть»

В настоящее время в Татарском геологоразведочном управлении (ТГРУ) ОАО «Татнефть» для выделения перспективных структур песчаной пачки шешминского горизонта уфимского яруса, контролирующих месторождения сверхвязкой нефти (СВН), широко используются геоинформационные системы (ГИС). В составе ГИС, сформированных в ТГРУ, первостепенный интерес для вышеназванной цели представляют следующие информационные материалы:

1. Цифровые карты: «Размещение скважин структурного и поисково-разведочного бурения на СВН и ПБ», «Залежи СВН и ПБ», «Структурная карта по кровле уфимского яруса», «Карта изопахит песчаной пачки»;

2. Фактографические базы данных (БД): «Нефтебитумопроявления в керне скважин», «Первичный геологический материал по залежам СВН и ПБ».

БД «Размещение скважин…» содержит информацию по географическим координатам и абсолютным отметкам устьев более 23 000 скважин. Информационный материал этой БД необходим при использовании данных всех других геоинформационных систем, характеризующих нефтебитумоносность пермских отложений. Все эти данные так или иначе связаны с материалами, полученными при бурении скважин.

Структурная карта по кровле уфимского яруса относится к первоочередному информационному источнику, с которого начинается работа по выделению перспективных поднятий шешминского горизонта. Большинство этих поднятий находит отражение на структурной карте. Однако ввиду того, что шешминские структуры седиментационного характера, они могут быть как брахиантиклинального облика (чаще всего), так и иметь вид линзы, почти плоской

сверху и «вложенной» в песчано-глинистую пачку шешминского горизонта. Второй тип исследуемых поднятий не находит своего отражения на структурной карте (пример показан на рис. 1). В этом случае решающее значение для выделения структур придается картам изопахит песчаной пачки шешминского горизонта. Отмеченные две карты анализируются совместно, что повышает достоверность наличия перспективных поднятий.

Цифровая картографическая БД «Залежи СВН и ПБ» включает в себя контуры всех выявленных на сегодняшний день залежей, в том числе шешминского горизонта: 156 залежей в песчаной пачке, 16 – в песчано-глинистой. Блоки подсчета запасов и оценки ресурсов СВН и ПБ сопровождаются следующими фактографическими данными: название месторождения (залежи), номер залежи, тип коллектора, год подсчета запасов (ресурсов), автор подсчета, категория запасов (ресурсов), ярус, подъярус, толща, пачка, площадь нефтебитумоносности, мощность нефтебитумонасыщенная средневзвешенная, коэффициент пористости, коэффициент нефтебитумонасыщенности, плотность пород, начальные запасы и ресурсы балансовые, начальные запасы и ресурсы забалансовые.

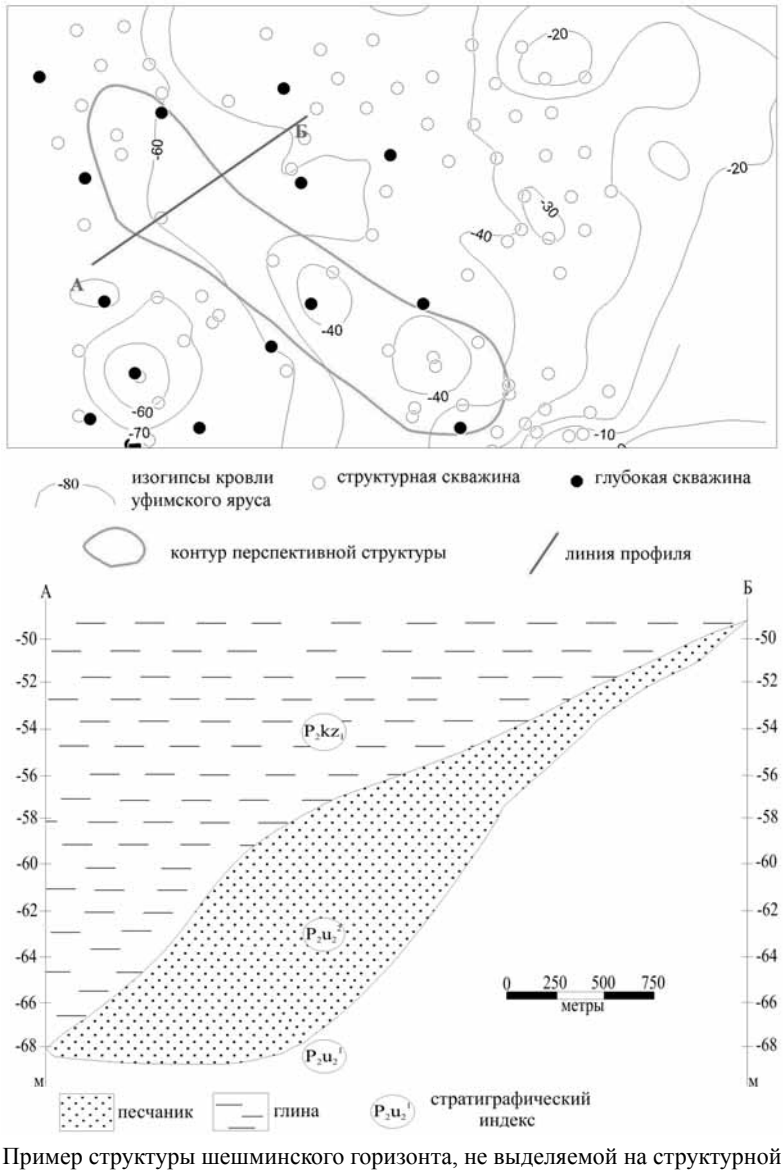


Рис.1. Пример структуры шешминского горизонта, не выделяемой на структурной карте.

БД «Залежи СВН и ПБ» используется для позицирования перспективных структур относительно выявленных скоплений СВН, прослеживания аналогий изученных залежей и расположенных вблизи них перспективных структур, а также для точного прослеживания гряд северо-западного простирания, в которые обычно группируются шешминские структуры. Велика вероятность расположения перспективных структур в краевых частях этих гряд, вдоль их продолжения к северо-западу или юго-востоку. Но мелкие новые поднятия могут находиться и в средних частях гряд, между ранее выявленными залежами СВН (рис. 2).

Созданная в ТГРУ БД «Нефтебитумопроявления в керне структурных и поисково-разведочных на СВН и ПБ скважин» позволяет оценивать масштабы нефтеносности выделенных перспективных структур и оконтуривать залежи СВН. Основные объекты учета в БД – скважины и зафиксированные по керну интервалы пермского осадочного разреза, характеризующиеся наличием нефтебитумопроявлений.

Скважины охарактеризованы номером, названием площади (участка), альтитудой, глубиной, отбором керна из пермских отложений, в том числе из наиболее перспективного шеминского горизонта уфимского яруса.

Каждый из нефтебитумоносных интервалов (слоев) пермского разреза охарактеризован значениями однотипных параметров, расположенных в БД в виде отдельной строки фактографической таблицы. Даны стратиграфические индексы, отметки кровли и подошвы слоя, его мощность, длина керна, отобранного из слоя. Учитывались выявленные при описании керна нефтебитумопроявления всех стратиграфических подразделений пермской системы, а также верхнекаменноугольного отдела.

Охарактеризованы основные типы пород-коллекторов, интенсивность, характер нефтебитумопроявлений и консистенция УВ.

Наименование полей в таблицах БД (наименование колонок в таблицах), сформированных в Excel и ГИС MapInfo, с расшифровкой их кратких наименований, приведено в табл. 1.

Таблица 1

Информационные поля баз данных

№ п/п	Имя параметра в таблице	Полное имя параметра
1	Номер скважины	Номер скважины
2	Площадь	Площадь бурения
3	Alt	Альтитуда устья скважины, м
4	Глубина скважины	Глубина скважины, м
5	Стратиграфия	Стратиграфическая приуроченность слоя с нефтебитумопроявлениями
6	Отметка кровли	Отметка кровли слоя с нефтебитумопроявлениями, м
7	Отметка подошвы	Отметка подошвы слоя с нефтебитумопроявлениями, м
8	Мощность	Мощность слоя с нефтебитумопроявле-ниями, м
9	Длина_керна	Длина керна, м
10	Интенсивность нефтебит.	Интенсивность нефтебитумопроявлений
11	Характер. нефтебит.	Характер нефтебитумопроявлений
12	Равномерность насыщения	Равномерность нефтебитумонасыщения
13	Литология. вмещ. пород	Литология вмещающих пород
14	Консистенция_УВ	Консистеция УВ
15	Автор, год	Источник информации (автор, год написания отчета)

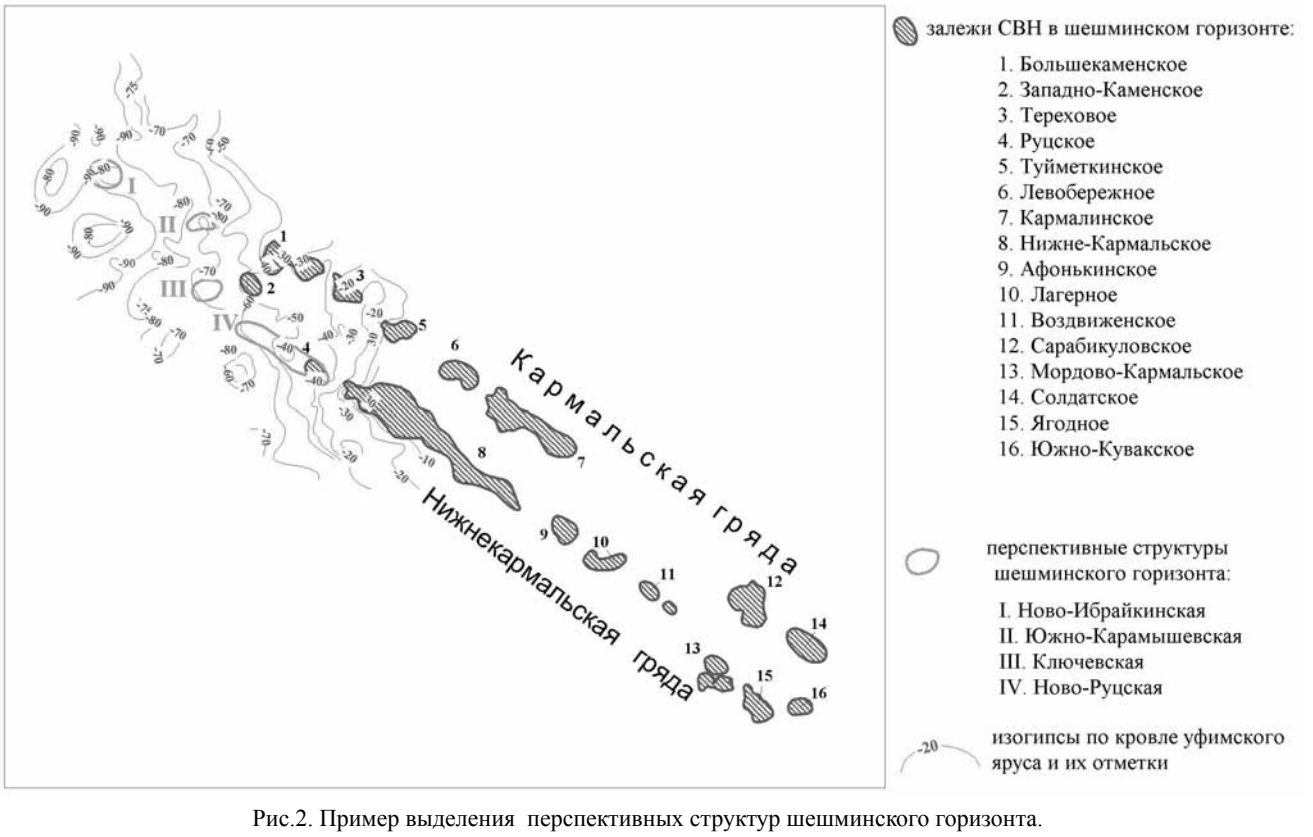


Рис.2. Пример выделения перспективных структур шешминского горизонта.

При работе с БД с целью выделения перспективных структур анализируются информационные поля, характеризующие интервалы залегания нефтенасыщенных слоев, интенсивность, равномерность и характер нефтенасыщения. Первостепенный интерес представляют скважины, которыми пройдены средне и интенсивно нефтенасыщенные слои суммарной мощностью более 1 м. Средняя и интенсивная степень нефтенасыщения коллекторов условно принимается за эффективно нефтенасыщенную. При сравнении визуального описания керна скважин и результатов аналитических исследований образцов из этого керна, установлено, что средняя и интенсивная степень нефтенасыщенности характеризуются числовыми значениями нефтенасыщенности соответственно 4,0–7,5 и более 7,5% по массе.

БД «Первичный геологический материал по залежам СВН и ПБ» содержит материалы описания керна скважин и сведения о стратиграфических отбивках. БД используется для уточнения геологического строения районов исследований и способствует повышению достоверности прогноза перспективных структур.

На рис. 2 показаны результаты выделения перспективных структур шешминского горизонта с использованием геоинформационных систем, сформированных в ТГРУ.

НАЛОГИ И ПЛАТЕЖИ ПРИ ПОЛЬЗОВАНИИ НЕДРАМИ НА УСЛОВИЯХ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ПРОДУКЦИИ

А.Ф.Шарифуллина
РГУ нефти и газа им.И.М. Губкина

Соглашение о разделе продукции (далее – соглашение, СРП) является договором, в соответствии с которым Российская Федерация предоставляет субъекту предпринимательской деятельности (далее – инвестор) на возмездной основе и на определенный срок исключительные права на поиски, разведку, добычу минерального сырья на участке недр, указанном в соглашении, и на ведение связанных с этим работ, а инвестор обязуется осуществить проведение указанных работ за свой счет и на свой риск.

СРП наряду с лицензионной системой является одной из форм предоставления прав пользования недрами. Если проанализировать выделенные нами условия СРП, можно сделать вывод, что единственным отличием СРП от лицензионной системы предоставления прав является слово «договор». Однако именно договорная форма взаимоотношений государства и инвестора является новацией в недропользовании и позволяет осуществлять его на условиях, учитывающих особенности каждого предоставляемого участка. Основной вопрос, который решает инвестор, отдавая предпочтение СРП, это особый налоговый режим, применение которого делает рентабельным разработку самых сложных месторождений. Именно особенности налогообложения и являются предметом договоренностей сторон, что выделяет СРП из остальных форм предоставления прав пользования недрами.

Перед тем как рассматривать систему налогов и платежей при реализации СРП, обратимся к видам раздела продукции, поскольку именно различия в виде раздела, закрепленные в СРП, определяют перечень уплачиваемых инвестором налогов и платежей.

Виды раздела продукции

Первый вариант раздела продукции (в сложной пропорции)

Данный вариант предусматривает многоступенчатую систему раздела продукции. Иногда ее называют «непрямым разделом». Главным ее отличием от второго варианта (прямой раздел) является выделение компенсационной продукции.

В первую очередь, должен быть определен общий объем произведенной продукции и ее стоимость.

Произведенной продукцией признается количество продукции, по своему качеству соответствующей установленным стандартам, добытое инвестором в ходе выполнения работ по соглашению и уменьшенное на количество технологических потерь в пределах нормативов.

Со всего объема добытой продукции инвестор должен заплатить налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

Затем определяется часть произведенной продукции, которая передается в собственность инвестора для возмещения его затрат на выполнение работ по соглашению (компенсационная продукция).

При этом предельный уровень компенсационной продукции не должен превышать 75 процентов, а при добыче на континентальном шельфе Российской Федерации – 90 процентов общего объема произведенной продукции.

Состав затрат, подлежащих возмещению инвестору за счет компенсационной продукции, определяется соглашением в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Продукция, оставшаяся после уплаты НДПИ и выделения компенсационной продукции, является прибыльной продукцией по соглашению и подлежит разделу между государством и инвестором.

При применении данного варианта раздела продукции законодательство не устанавливает требования по пропорциям раздела. Сторонами могут быть выбраны различные методы определения долей сторон. Механизм раздела продукции используется как инструмент регулирования периода окупаемости капитальных вложений и изъятия в пользу государства сверхприбыли. Обычно учитывается несколько критериев при определении пропорций раздела. Это могут быть уровень добычи, внутренняя норма рентабельности, показатель накопленной рентабельности и другие. Установление гибкой формулы расчета долей сторон позволяет государству увеличивать свою долю в прибыльной продукции в случае улучшения показателей инвестиционной эффективности для инвестора при выполнении соглашения. И наоборот, инвестор вправе рассчитывать на увеличение своей доли при ухудшении инвестиционной привлекательности проекта.

Механизм определения долей сторон, шкала раздела продукции, устанавливающая процентное соотношение долей сторон в зависимости от того или иного показателя, определяются сторонами в Соглашении.

Инвестор со своей доли прибыльной продукции обязан уплатить налог на прибыль, ставка которого не меняется в течение всего срока действия СРП.

Таким образом, доля государства складывается из трех составляющих: НДПИ, государственной доли прибыльной продукции и налога на прибыль. Доля инвестора складывается из двух частей – компенсационной продукции и доли прибыльной продукции за вычетом налога на прибыль.

После определения размеров долей каждой из сторон складывается пропорция раздела, отличная от предусмотренной в соглашении. Это связано с тем, что в условиях соглашений предусматриваются пропорции раздела прибыльной продукции. С учетом всех составляющих, входящих в доли сторон, фактические пропорции раздела всей продукции существенно отличаются.

Второй вариант раздела продукции (в простой пропорции)

В отдельных случаях раздел произведенной продукции между государством и инвестором в соответствии с соглашением может осуществляться в простой пропорции (прямой раздел).

Так же, как и при сложной пропорции раздела, вначале должен быть определен объем и стоимость произведенной продукции.

В дальнейшем весь объем продукции подлежит разделу между государством и инвестором в пропорции, определяемой соглашением.

Доля сторон при данном разделе зависит от геолого-экономической и стоимостной оценок участка недр, технического проекта, показателей технико-экономического обоснования соглашения. При этом доля инвестора в произведенной продукции не должна превышать 68 процентов.

Соглашением может быть определено, что разделу подлежит либо непосредственно произведенная продукция либо ее стоимостной эквивалент.

Как видим, прямой раздел не предусматривает ни компенсации расходов инвестора, ни уплаты НДПИ и налога на прибыль. Данное принципиальное отличие действительно позволяет упростить отношения между сторонами СРП.

Однако отсутствие компенсационной продукции ставит возможность инвестора использовать дорогостоящие технологии и работать на сложных месторождениях в зависимость от пропорции раздела, о которой стороны договорились в соглашении. С другой стороны, данное обстоятельство требует от инвестора максимально тщательного и обоснованного подхода к своим затратам ради получения прибыли в рамках своей доли продукции.

Налоги и платежи, уплачиваемые инвестором при реализации соглашений о разделе продукции

Налоговым кодексом Российской Федерации (НК РФ) установлен специальный налоговый режим, применяемый при выполнении СРП (глава 26.4). Данный режим применяется к СРП, отвечающим следующим условиям:

1) соглашения заключены после проведения аукциона на предоставление права пользования недрами на иных условиях, чем раздел продукции, и признания аукциона несостоявшимся;

2) при выполнении соглашений, в которых применяется прямой порядок раздела продукции, доля государства в общем объеме произведенной продукции составляет не менее 32 % общего количества произведенной продукции;

3) соглашения предусматривают увеличение доли государства в прибыльной продукции в случае улучшения показателей инвестиционной эффективности для инвестора при выполнении соглашения. Показатели инвестиционной эффективности устанавливаются в соответствии с условиями соглашения.

При рассмотрении платежей при СРП следует выделить две основные группы:

1) платежи, предусмотренные соглашением;

2) налоги, сборы и платежи, предусмотренные законодательством.

Платежи, предусмотренные соглашением

Условиями СРП устанавливаются размеры и сроки уплаты следующих платежей:

1) разовые платежи за пользование недрами при наступлении событий, определенных в соглашении и лицензии (бонусы);

2) плата за геологическую информацию о недрах;

3) ежегодные платежи за договорную акваторию и участки морского дна, уплачиваемые в порядке, установленном соглашением в соответствии с законодательством Российской Федерации на дату подписания соглашения;

4) сбор за участие в конкурсе (аукционе);

5) сбор за выдачу лицензии;

6) регулярные платежи за пользование недрами (рентальс);

7) компенсация расходов государства на поиски и разведку полезных ископаемых;

8) компенсацию ущерба, причиняемого в результате выполнения работ по соглашению коренным малочисленным народам Российской Федерации в местах их традиционного проживания и хозяйственной деятельности.

Несмотря на то, что данный перечень предусмотрен Федеральным законом «О соглашениях о разделе продукции» он в определенной степени не соответствует действующему на сегодняшний день законодательству в области платежей при пользовании недрами. В частности, ежегодные платежи за договорную акваторию и участки морского дна и сбор за выдачу лицензии более не взимаются, а плата за геологическую информацию о недрах будет отменена с 01.01.2011.

В соглашении могут быть предусмотрены несколько *разовых платежей* за пользование недрами, например, бонус подписания, бонус за коммерческое открытие, бонусы при достижении определенного уровня добычи и другие.

Цена за право заключения СРП (бонус подписания) является критерием определения победителя аукциона.

Рассматривая систему платежей при СРП стоит особое внимание уделить *компенсации расходов государства* на поиски и разведку полезных ископаемых. Обычно их называют историческими затратами государства. Размер расходов государства определяются в порядке, установленном Правительством РФ в Правилах определения сумм компенсации расходов государства на поиски и разведку полезных ископаемых, предусматриваемых в соглашениях о разделе продукции[1].

Инвестор компенсирует расходы, связанные с проведением поиска и разведки полезных ископаемых в пределах предоставленного ему в пользование на условиях раздела продукции участка недр, а также за его пределами, если соответствующие данные были использованы для поиска и разведки полезных ископаемых в пределах этого участка.

В состав подлежащих компенсации расходов включаются расходы на проведение:

а) поисковых работы;

б) разведочных работ;

в) подсчета запасов полезных ископаемых;

г) тематических и иных исследований, связанных с геологическим изучением участка недр и оценкой его перспектив;

д) иных документально подтвержденных работ по поиску, разведке и оценке месторождений полезных ископаемых, проведенных на предоставленном инвестору в пользование на условиях раздела продукции участке недр.

Расчет сумм компенсации расходов осуществляется Федеральным агентством по недропользованию. Сумма расходов государства пересчитывается на дату начала проведения переговоров о заключении соглашения о разделе продукции с использованием индексов-дефляторов, устанавливаемых Министерством экономического развития Российской Федерации.

Сумма компенсации расходов включается в состав условий российской стороны, предусматриваемых соглашением о разделе продукции, то есть является условием, которое будет обсуждаться сторонами при подготовке СРП. Окончательная сумма компенсации указывается в соглашении.

Порядок зачисления указанных в настоящем разделе платежей в бюджеты разных уровней бюджетной системы Российской Федерации определяется ежегодно в Бюджете Российской Федерации.

Порядок, размеры и условия взимания *платежей за пользование природными ресурсами*, а именно:

- разовые платежи за пользование недрами,
- плата за геологическую информацию о недрах,
- сбор за участие в конкурсе (аукционе),
- регулярные платежи за пользование недрами

определяются в соответствии с действующим на момент заключения СРП законодательством. Данные условия остаются неизменными на весь период действия соглашения. Платежи за пользование природными ресурсами уплачиваются только при непрямом разделе продукции (в сложной пропорции).

Компенсация исторических расходов государства и ущерба, причиняемого в результате выполнения работ по соглашению коренным малочисленным народам Российской Федерации в местах их традиционного проживания и хозяйственной деятельности, должна предусматриваться во всех соглашениях независимо от вида раздела продукции.

Налоги, сборы и платежи, предусмотренные законодательством

Кроме платежей, предусмотренных условиями соглашений, инвестор обязан уплачивать налоги, сборы и платежи, предусмотренные действующим законодательством. Поскольку СРП по своей сути является особым налоговым режимом, то и уплачиваемые инвестором налоги и сборы имеют особый порядок уплаты.

[1] Постановление Правительства РФ от 12.12.2004 № 764.

Перечень уплачиваемых инвестором платежей зависит от вида раздела, предусмотренного СРП.

При выполнении соглашения, предусматривающего условия раздела произведенной продукции в сложной пропорции (непрямой раздел) инвестор уплачивает следующие налоги и сборы:

- налог на добавленную стоимость;
- налог на прибыль организаций;
- единый социальный налог;
- налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ);
- платежи за пользование природными ресурсами;
- плату за негативное воздействие на окружающую среду;
- плату за пользование водными объектами;
- государственную пошлину;
- таможенные сборы;
- земельный налог;
- акциз на минеральное сырье.

Суммы уплаченных инвестором налогов, сборов и платежей относятся к затратам инвестора, возмещаемым за счет компенсационной продукции, за исключением налога на прибыль и НДПИ.

Инвестор освобождается от уплаты налога на имущество организаций и транспортного налога в отношении имущества, которое используется исключительно для осуществления деятельности, предусмотренной соглашениями.

При выполнении соглашения, предусматривающего условия раздела произведенной продукции в простой пропорции (прямой раздел) инвестор уплачивает следующие налоги и сборы:

- единый социальный налог;
- государственную пошлину;
- таможенные сборы;
- налог на добавленную стоимость;
- плату за негативное воздействие на окружающую среду.

Поскольку при прямом разделе отсутствует компенсационная продукция, уплаченные инвестором налоги и сборы не подлежат возмещению.

Инвесторы по всем СРП также освобождаются от уплаты:

региональных и местных налогов и сборов по решению соответствующего законодательного (представительного) органа государственной власти или представительного органа местного самоуправления,

таможенной пошлины в отношении товаров, ввозимых на таможенную территорию Российской Федерации для выполнения работ по соглашению, предусмотренных программами работ и сметами расходов, а также вывозимой продукции, произведенной по соглашению.

Подводя итог, стоит отметить, что инвесторы реализующие проекты на основе СРП, уплачивают только некоторые налоги и сборы, действующие в Российской Федерации для остальных налогоплательщиков. Именно в этом и заключается основной смысл применения механизма раздела продукции. Государство, освобождая инвесторов от основной части налогового бремени, заменяет его разделом произведенной продукции. При этом стоит обратить внимание на то, что объект налогообложения, налоговая база, налоговый период, налоговая ставка и порядок исчисления налога в отношении всех уплачиваемых налогов, за исключением НДС, определяются с учетом особенностей, предусмотренных положениями Налогового кодекса, действующими на дату вступления соглашения в силу.

В качестве обеспечения стабильности условий соглашения п.14 ст.346.35 Налогового кодекса предусматривает, что в случае если нормативными правовыми актами законодательных (представительных) органов государственной власти и представительных органов местного самоуправления не предусмотрено освобождение инвестора от уплаты региональных и местных налогов и сборов, затраты инвестора по уплате указанных налогов и сборов подлежат возмещению инвестору за счет соответствующего уменьшения доли произведенной продукции, передаваемой государству, в части, передаваемой соответствующему субъекту Российской Федерации, на величину, эквивалентную сумме фактически уплаченных указанных налогов и сборов.

УТИЛИЗАЦИЯ НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ОБЪЕКТАХ ОАО «ТАТНЕФТЬ»

А.Н.Шаталов, Р.З.Сахабутдинов, В.М.Гревцов, А.А.Ануфриев

ТатНИПИнефть, ОАО «Татнефть»

ОАО «Татнефть» является одной из немногих нефтяных компаний, на объектах которой коэффициент использования попутного нефтяного газа (ПНГ) близок к 95 %. В настоящее время из общего объема добываемого на месторождениях ОАО «Татнефть» нефтяного газа, составляющего 807,4 млн. м^3/год, используется 747,3 млн. м^3/год (рис. 1). При этом коэффициент использования девонского газа – 97,3 %, сероводородсодержащего – 72,5 %.

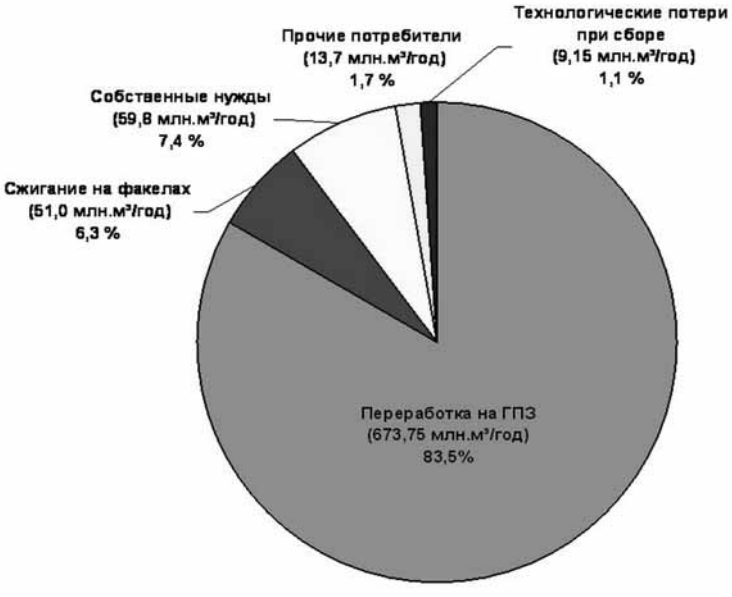


Рис. 1. Распределение ПНГ в ОАО «Татнефть».

Около 51,0 млн.м^3 нефтяного газа в год (6,3 % от общего количества) сжигается на факелах. Это большей частью газ, выделяющийся при разгазировании нефти угленосных горизонтов. Основной объем сжигаемого в факелах газа приходится на три управления: НГДУ «Нурлатнефть», НГДУ «Ямашнефть», НГДУ «Прикамнефть». По составу ПНГ представляет собой смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов (азот, углекислый газ, сероводород), выделяющихся из нефти при ее сепарации. Компонентные составы ПНГ, сжигаемого на факелах, значительно отличаются. Объемная доля метана в газе составляет от 14,3 % до 41,5 %, сероводорода – от 0,02 % до 5,8 %. В газе сепарации отдельных месторождений содержится значительное количество азота (до 85 %).

На месторождениях ОАО «Татнефть» существуют две раздельные системы газопроводов – для сбора девонского ПНГ и для сбора ПНГ угленосных горизонтов, эксплуатация которых осуществляется управлением «Татнефтегазпереработка». Система газопроводов для девонского ПНГ не загружена полностью и имеет резерв, в то время как бóльшая часть газопроводов сбора сероводородсодержащего ПНГ работает с предельной загрузкой. Поэтому каждый вариант подключения нового источника сероводородсодержащего ПНГ требует исследования на пропускную способность существующей системы газосбора.

Анализ множества факторов, которые учитываются при выборе направлений утилизации ПНГ, в первую очередь существующая инфраструктура, объемы и составы газов, потребность объектов нефтедобычи в тепловой и электрической энергии, а также накопленный опыт применения различных технологий и технических средств для утилизации ПНГ, позволил выделить 4 характерные зоны нефтегазодобывающего региона Татарстана.

1. Центральная и восточная часть характеризуются наличием системы газопроводов, по которым газ поступает на Миннибаевский ГПЗ. Поэтому вариант подключения расположенных в этой зоне объектов утилизации газа НГДУ «Азнакаевскнефть», НГДУ «Альметьевнефть», НГДУ «Бавлынефть» к существующей системе газопроводов для дальнейшего направления газа на переработку показал наибольшую экономическую эффективность.

2. Для объектов НГДУ «Прикамнефть», расположенных в северной части нефтедобывающего региона Татарстана и характеризующихся разбросанностью на большой территории, наиболее целесообразным вариантом является локальная (децентрализованная) система утилизации – использование ПНГ, получаемого на каждом объекте, для выработки электроэнергии и тепла на собственные нужды, в основном в силу того, что газ месторождений, разрабатываемых НГДУ «Прикамнефть», не содержит сероводорода, либо его концентрация не превышает 1 %.

3. Западная зона месторождений, разрабатываемых НГДУ «Нурлатнефть», характеризуется высокой плотностью и вязкостью дегазированной нефти (эмульсии) и для предварительной подготовки продукции скважин на всех объектах используется ее нагрев в печах или путевых подогревателях. При этом в качестве топливного газа зачастую используется природный газ, в то время как получаемый на этих же объектах ПНГ сжигается в факелах. В этих условиях наиболее эффективным вариантом утилизации ПНГ является сжигание его для выработки тепловой энергии в путевых подогревателях нефти, эксплуатация которых допускается при использовании в качестве топлива сероводородсодержащего газа.

4. Месторождения части центральной и западной зон, разрабатываемых НГДУ «Ямашнефть» и «Елховнефть», характеризуются средней плотностью и вязкостью нефти, предварительная подготовка которой не требует нагрева, а следовательно исключает необходимость использования печей для утилизации нефтяных газов, объемная доля сероводорода в которых составляет от 1,2 до 5,8 % или в среднем 3,1 %. Объекты НГДУ также разбросаны на

большой территории, система газосбора отсутствует, поэтому большинство из известных методов утилизации ПНГ в настоящее время являются малоэффективными.

Наиболее окупаемые варианты, предусматривающие сжигание газа в газовых электростанциях для выработки электроэнергии, проблематично использовать при утилизации сероводородсодержащего газа, поскольку это требует его подготовки, включающей очистку от сероводорода, осушку от влаги и удаление тяжелых фракций углеводородов. При реализации указанных мероприятий варианты утилизации газа с выработкой электроэнергии окупаются за период времени, превышающий 15 лет. Кроме того, в настоящее время не существует дешевого надежного оборудования отечественного и зарубежного производства (газотурбинные или газопоршневые электростанции) необходимой мощности для выработки электроэнергии, способного длительное время эксплуатироваться на сероводородсодержащем газе. Проводимый на объектах НГДУ «Ямашнефть» промышленный эксперимент по использованию ПНГ в качестве топлива электростанций поршневого типа без очистки газа от сероводорода показал их крайне низкую надежность.

Варианты утилизации сероводородсодержащего ПНГ с использованием газотурбинных электростанций наиболее предпочтительны, поскольку они менее чувствительны к составу газа. Учитывая небольшие объемы газа на объектах НГДУ, в основном в диапазоне 0,5–1,5 млн. м^3/год, такие электростанции должны иметь единичную мощность 200-500 кВт. Подобную мощность имеют микротурбины Capstone и Ingersol Rand (США). Однако эти электростанции, согласно технической характеристике, не могут эксплуатироваться на сероводородсодержащем газе. В мире для этой цели используются лишь микротурбины Capstone мощностью 30 кВт, но они имеют очень высокую стоимость более 1600 долл./кВт. При столь низкой мощности на большинстве объектов ОАО «Татнефть» велико потребное количество микротурбин, что требует больших площадей застройки и повышает затраты на обслуживание электростанций. Например, для утилизации 1 млн. м^3 газа требуется ≈12 микротурбин единичной мощностью 30 кВт, поэтому варианты с использованием микротурбин могут быть окупаемыми только при дополнительной выработки и использовании тепла и при условии надежной их эксплуатации без специальной подготовки газа. Но это осуществимо только на отдельных объектах. В большинстве же случаев для надежной работы энергоустановок требуется дополнительное оборудование для подготовки ПНГ (прежде всего очистка от сероводорода), стоимость которого сопоставима или даже выше стоимости самих электростанций, что делает варианты утилизации газа с использованием электростанций нерентабельными.

Альтернативным вариантом утилизации газа с месторождений зон деятельности НГДУ «Ямашнефть» и «Елховнефть» является сбор газа с помощью газопроводов, транспорт его и переработка на существующем МГПЗ или автономном мини-ГПЗ. Оба варианта имеют окупаемость на уровне 8–10 лет. Недостатком их являются высокие единовременные капитальные вложения.

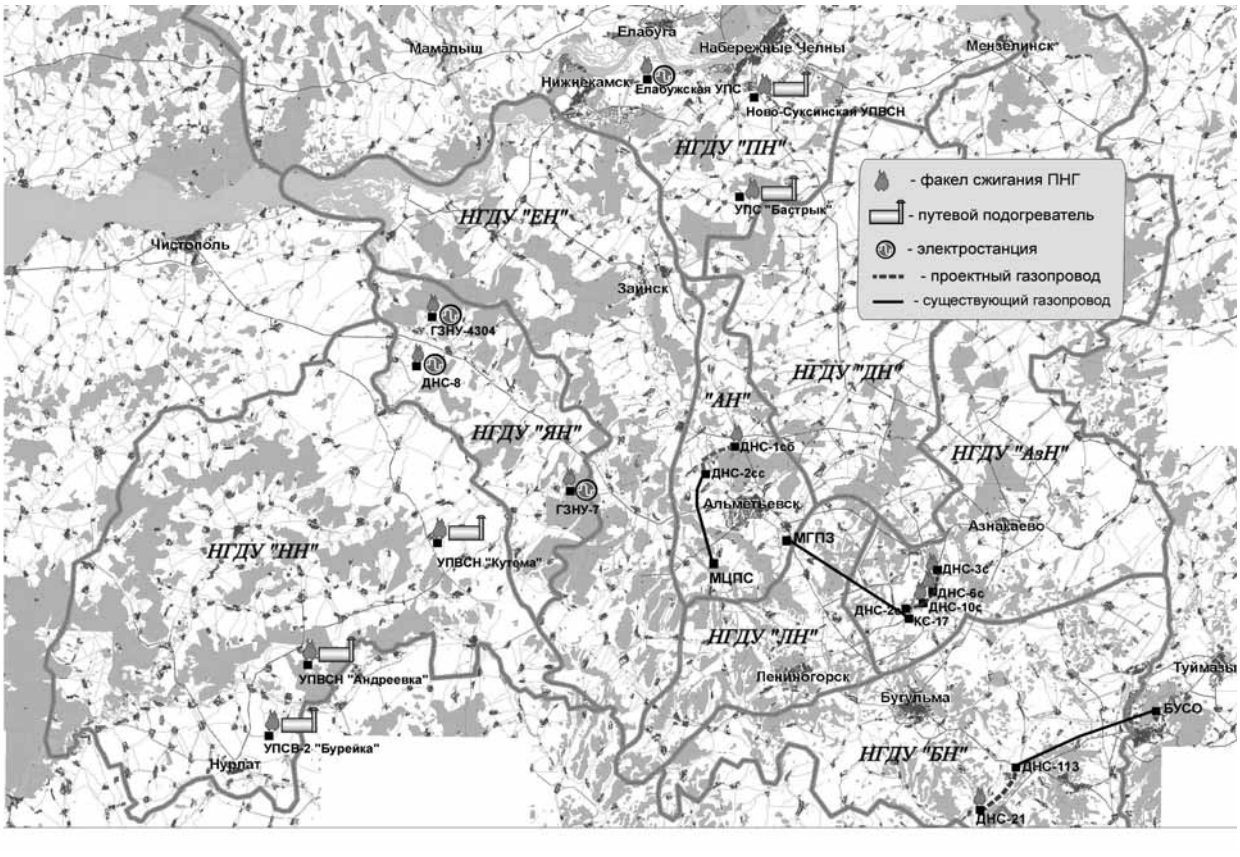


Рис. 2. Мероприятия по утилизации ПНГ на объектах ОАО «Татнефть».

Локальная организация мероприятий по утилизации нефтяного газа на отдельных объектах, например с помощью электростанций или печей нагрева нефти, может быть оправдана при требованиях по достижению показателя по утилизации 95 % газа по предприятию-недропользователю, т.е. при возможности зачета объемов утилизируемого газа одного участка недр, где достигнут показатель использования газа свыше 95 %, для другого участка недр, где в силу определенных экономических или технико-технологических причин целевой показатель использования газа не может быть достигнут в данный момент времени. Возможность взаимозачетов объемов газа по лицензионным участкам позволяет предприятию рационально вкладывать средства в мероприятия по утилизации нефтяного газа и снизить риски при внедрении инновационных технологий. В случае, если требования по утилизации не менее 95 % газа будут предъявляться не к предприятию в целом как юридическому лицу, а к каждому лицензионному участку месторождений, учитывая, что объем добычи угленосной нефти на месторождениях ОАО «Татнефть» увеличивается, девонской – сокращается, в перспективе варианты утилизации всего газа со всех участков путем сбора, трубопроводного транспорта и переработки на ГПЗ представляются наиболее рациональными.

На основании технико-экономических расчетов вариантов утилизации ПНГ на каждом объекте разработана комплексная «Программа действий ОАО «Татнефть» по утилизации попутного нефтяного газа по объектам компании на 2009-2013 гг.», в которую для достижения целевого показателя использования нефтяного газа не менее 95 % в качестве первоочередных включены следующие мероприятия (рис. 2):

1. Строительство газопровода от ДНС-2с до ДНС-3с с подключением к газопроводу ДНС-10с и ДНС-6с, и газопровода от Бирючевского ЦСП до напорного газопровода от КС-17 на территории деятельности НГДУ «Азнакаевскнефть».
2. Строительство газопровода от ДНС-1сб до ДНС-2сс на территории деятельности НГДУ «Альметьевнефть».
3. Строительство газопровода от ДНС-21с до газопровода ДНС-113с-БУСО на территории деятельности НГДУ «Бавлынефть».
4. Строительство газопоршневой электростанции мощностью 2 МВт на Елабужской УПС НГДУ Прикамнефть.
5. Реконструкция УПС «Бастрык» и УПВСН «Ново-Суксинская» НГДУ Прикамнефть с установкой путевых подогревателей с использованием ПНГ в качестве топлива.
6. Реконструкция УПВСН «Андреевка» и «Кутема», УПСВ-2 «Бурейка» НГДУ «Нурлатнефть» с заменой существующих печей на путевые подогреватели, работающие на топливном газе с повышенным содержанием сероводорода.
7. Использование электростанций на пяти объектах НГДУ «Ямашнефть».

Реализация только первоочередных мероприятий разработанной «Программы» к 2012 году позволит утилизировать дополнительно порядка 40 млн. м^3 нефтяного газа в год и поддерживать степень его использования выше 95 %.

К ВОПРОСУ ОБ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГАЗА

Р.Б.Шигапова

ГАОУ СПО Альметьевский политехнический техникум

Проблемы рационального использования попутного нефтяного газа рассматривались во многих источниках [1,2,3,4, 5,6,7,8,9,10,11,12,13]. Так, в Решении Высшего экологического совета Комитета по природным ресурсам, природопользованию и экологии Федерального собрания РФ пятого созыва Государственной Думы от 10 марта 2009 г. № 4.2 отмечено следующее [2]:

• в России на нефтяных промыслах сжигается по самым минимальным оценкам более 20 млрд.м^3 ПНГ в год;

• в мире – 110 млрд.м^3 ПНГ в год (кроме Российской Федерации, более 20 млрд.м^3 ПНГ в год сжигает Нигерия, Иран и Ирак).

На рис. 1 показана утилизация ПНГ (по подсчетам [2] Минприроды России).

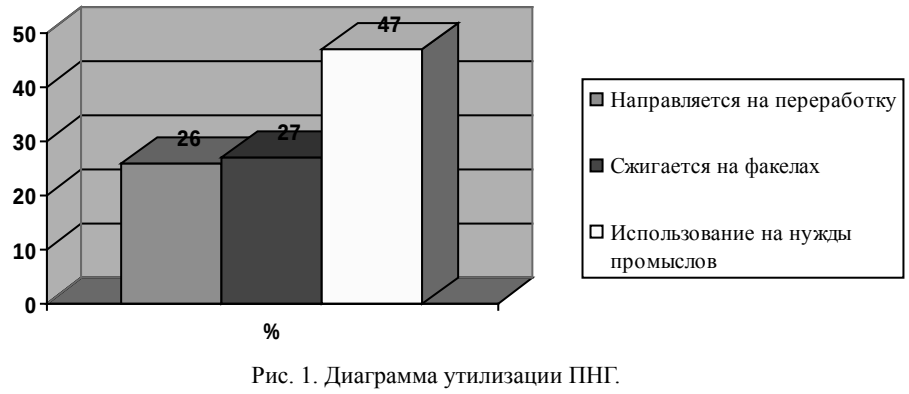


Рис. 1. Диаграмма утилизации ПНГ.

В постановлении Правительства РФ от 8 января 2009 г. №7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» указано – установить целевой показатель сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках на 2012 г. и последующие годы в размере не более 5 процентов от объема добытого попутного нефтяного газа [1].

Следует отметить, что решением проблемы утилизации попутного газа занимались и в Республике Татарстан еще в прошлом веке [7], но только в конце 1980 г. впервые в мире в крупном промышленном масштабе эта проблема была решена институтом «ТатНИПИнефть» совместно со специалистами объединения «Татнефть» (система УЛФ). Авторами был предложен и внедрен комплекс технологий, получив при этом большой экономический эффект. В статье [7] рассмотрен вопрос очистки сероводородосодержащего газа от сероводорода до 99,99% по технологии, предусматривающей использование растворов хелатов железа и трилона Б в качестве абсорбентов, нейтрализации сероводорода ионами растворенного в пластовой воде железа и т.д.

Для эффективной очистки попутного нефтяного газа используется современная технология и оборудование, которые позволяют обеспечить комплексное решение проблемы:

• Применение дожимной струйной установки для совместного транспорта продукции скважин [4]

• Использование эжекторов для сбора газов [4]

• Использование газа для путевого подогрева [7]

• Сжигание небольших объемов факельного газа на мини-электростанциях с возвращением электроэнергии в энергосеть [7]

• Использование энергосберегающей турбин «Ютрон» и котлов Тремакс [3]

• Концепция утилизации газа HYDRAFLOW [12]

• Утилизация низконапорного нефтяного газа с помощью струйных компрессоров [11]

• Закачка газа в пласт [6]

• Временное хранение газа в пластах-коллекторах [10]

• Внедрение мультифазных насосов [5]

• Использование газа для питания газопоршневых электростанций [14]

• нейтрализация H_2S ионами железа, находящимися в воде девонской нефти.

Исходя из вышеизложенного следует :

- необходимость сооружения газосборной сети с внедрением экономичных технологий;
- совершенствование нормативно-правовой базы.

Литература

1. Постановление Правительства РФ от 8 января 2009 г. №7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках». http://base.garant.ru.

2. Решение Высшего экологического совета Комитета по природным ресурсам, природопользованию и экологии Федерального собрания РФ пятого созыва Государственной Думы от 10 марта 2009 г. № 4.2 http://www.gosnadzor-kazan.ru.

3. Прибыльная утилизация :Попутного нефтяного гаха при генерации энергии на энергосберегающих турбинах «Ютрон» http://www.energyland.info/news-show.

4. *Тронов В.П.* Сепарация газа и сокращение потерь нефти. – Казань: Фэн, 2002. – 408 с.

5. *Тронов В.П.*. Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных технологических процессов. – Казань: Фэн, 2002. – 512 с.

6. *Сахабутдинов Р.З., Шаталов А.Н., Гревцов В.М., Ибрагимов Н.Г.* Выбор направлений и методов утилизации нефтяного газа с учетом особенностей нефтепромысловых объектов. Нефтяное хозяйство. – 2009. – №7. – С.70–73.

7. *Тронов В.П., Сахабутдинов Р.З., Закиев Ф.А., Рахимов И.В., Ибрагимов И.В*. Эксплуатация систем улавливания паров нефти на промыслах. Нефтяное хозяйство. – 1996. – №12. – С.50–52.

8. В России и мировом сообществе имеются необходимые технологии, техника и материальные ресурсы для экономически эффективного использования нефтяного газа. (Интервью с генеральным директором ОАО «НижневартовксНИПИнефть Н.Н.Андреевой) // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №1. – С.86–89.

9. *Гумеров А.Г., Бажайкин С.Г., Ильясова Е.З., Авдеева Л.А.* О возможности достижения уровня утилизации нефтяного газа, равного 95 %, к 2012 г. // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №10. – С.122–124.

10. *Михайловский А.А., Бузинов С.Н., Бочков Ф.А*. Решение проблемы рационального использования нефтяного газа за счет временного хранения в пластах-коллекторах // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №8. – С.91–95.

11. *Тарасов М.Ю., Зобнин А.А., Зырянов А.Б., Панов В.Е., Магомедшерифов Н.И*. Разработка и промысловые испытания технологии утилизации низконапорного нефтяного газа с помощью струйных компрессоров // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №2. – С.43–45.

12. *Валько И., Тохиди Б., Азаринежат Р., Глазков О.* Концепция HYDRAFLOW: новый подход к утилизации газа на российских месторождениях // Нефтяное хозяйство. – 2008. – №11. – С.93–97.

13. *Бочарова Д.Д.* Оценка проектов утилизации нефтяного газа с учетом механизмов Киоткого протокола // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №6. – С.92–93.

14. *Тарасов М.Ю*. Подготовка нефтяного газа для питания газопоршневых электростанций // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №2. – С.46–48.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ИЗУЧЕНИИ СТРОЕНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ.

Г. Е. Яковлев, А. Н. Амиров, С. И. Петров
Казанский федеральный университет

Эффективность освоения и разработки залежей углеводородов (УВ) определяется степенью адекватности применяемых систем разработки реальному строению продуктивных отложений. Фактором, существенно осложняющим разработку залежей, является их сугубо блоковое строение и развитие в продуктивных интервалах разрезов таких субвертикальных неоднородностей как зоны повышенной глинизации и трещиноватости.

Данные геофизических исследований (разведочных методов и ГИС) позволяют выявить крупномасштабные блоки и оценить параметры продуктивных пластов (ФЕС, характер насыщения) в отдельных пунктах. Получаемые сведения в первом приближении достаточны для составления геологических моделей залежей. Однако их совершенно недостаточно для построения гидродинамических моделей, т.к. разрешающая способность традиционно применяемых геофизических методов недостаточна для выявления сравнительно маломасштабных неоднородностей, которые могут оказать существенное влияние на изменение фильтрационных свойств продуктивных отложений в пределах залежей.

Для оценки фильтрационных свойств пластов в процессе их разработки широко применяются геолого-промысловые исследования. Информативность этих исследований ограничена по следующим причинам:

- результаты измерений в отдельных скважинах (в первую очередь гидродинамические) характеризуют свойства пластов на небольшом удалении от ствола скважины и поэтому недостаточны для суждения об их изменении по площади;

- применение более глубинных методов (метод фильтрационных волн давления (МФВД), индикаторные методы, заводнение пластов и др.) позволяют определять направления с различной интенсивностью фильтрации пластового флюида. Однако они не позволяют выявить причину этого различия, а при отсутствии гидродинамической связи между скважинами установить положение неоднородности, вызвавшей это.

Отмеченные недостатки геолого-промысловых исследований обусловливают целесообразность применения на стадиях подготовки к разработке и эксплуатации месторождений УВ геофизических методов с повышенной разрешающей способностью.

Выявление маломасштабных неоднородностей сейсмическими исследованиями в скважинах

Наиболее высокую разрешенность при отображении строения геологических сред обеспечивают сейсмические методы. Однако разрешающая способность наземных исследований не позволяет выявить многие неоднородности, существенно влияющие на ФЕС пластов (разрывные нарушения, соизмеримые с мощностью продуктивных отложений; узкие зоны повышенной глинизации и трещиноватости и др.). Разрешающая способность наблюдений существенно возрастает при регистрации сейсмических сигналов в скважинах. Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП) и особенно его поляризационная модификация (ПМ ВСП) позволяют повысить разрешенность сейсмических записей по сравнению с наземной сейсморазведкой в 3–5 раз и обеспечивают более детальное изучение особенностей строения продуктивных интервалов. Проиллюстрируем это примерами.

На рис. 1 а приведен фрагмент глубинного разреза НВСП (непродольного ВСП). На удалениях 320–380 м от ствола скважины, в которой выполнялись наблюдения, отмечается ослабление интенсивности отражений от кыновского и пашийского горизонтов. В этих горизонтах выделяется поднятие небольших размеров (с амплитудой и шириной соответственно около 5 м и 120 м). Поднятие контролируется разрывными нарушениями в подстилающих породах (наиболее ярко они выражены в кристаллическом фундаменте). Подобные вышеописанным особенности сейсмической записи зарегистрированы в пределах северного и западного склонов, а также в сводовой части Южно-Татарского свода (ЮТС). На некоторых из этих объектов пробурены скважины и установлено, что в пашийском горизонте повышена суммарная мощность глинистых отложений по сравнению с их мощностью в соседних скважинах (до 30–50%, в соседних скважинах – 15–20%), Это позволяет считать, что наблюдаемые изменения характера волновой картины обусловлены повышенной глинизацией отложений (рис. 1 б). По результатам исследований на одном из участков Бухарского нефтяного месторождения зоны повышенной глинизации имеют субширотное простирание (рис. 1 в). Зоны являются литологическим экраном, препятствующим фильтрации пластовых флюидов и выявление таких зон актуально для оптимизации освоения залежей.

В карбонатных породах фильтрацию флюидов в пластах нарушают зоны высокой трещиноватости, контролируемые, как правило, малоамплитудными (по вертикали) разрывами сплошности пород. Эти зоны зачастую очень узкие (несколько десятков метров, до 50–70 м) и так же, как и вышеописанные зоны повышенной глинизации не могут выявляться традиционной наземной сейсморазведкой. Пример выделения зоны повышенной трещиноватости шириной около 60 м приведен на рис. 2.

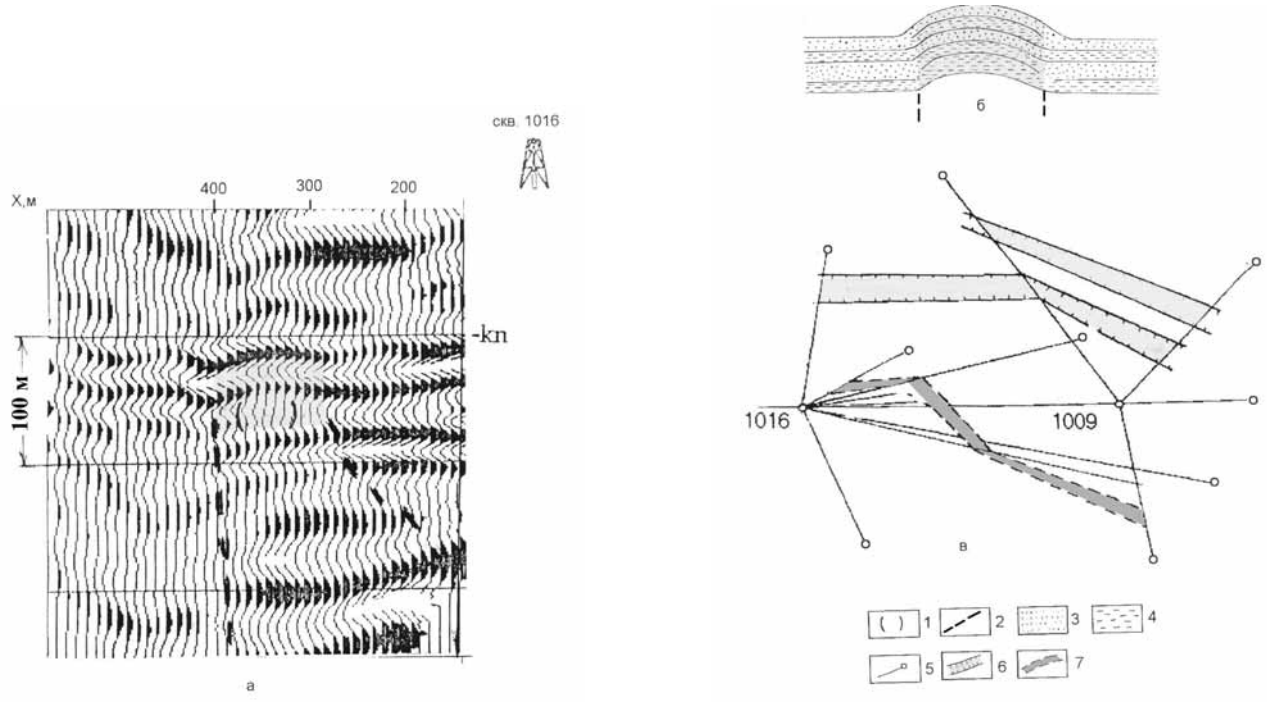


Рис 1. Выделение зон повышенной глинизации в отложениях терригенного девона, Бухарское нефтяное месторождение (северный склон ЮТС): а) глубинный разрез НВСП; б) схематичный разрез пашийских отложений; в) положение зон в плане 1 – область понижения амплитуд отражений от пашийского горизонта, 2 – разрывные нарушения, 3 – песчаники, 4 – глины, 5 – профили НВСП, 6 и 7 – зоны повышенной глинизации соответственно с положительными и отрицательными структурными формами.

Повышение эффективности выявления блоков и оценки их свойств сейсмическими наблюдениями на дневной поверхности

Успешность применения сейсмических скважинных исследований для выявления субвертикальных неоднородностей сравнительно небольших размеров, которые могут существенно влиять на процесс фильтрации флюидов в продуктивных пластах, является несомненной. Можно ли получить подобные результаты с помощью наземных наблюдений? Исследования, выполненные в этом направлении, позволили приблизиться к решению этой задачи. Для этого активно использовался наиболее тонкий параметр волнового поля - поляризация сейсмических колебаний (3).

Геолого-физическое обоснование исследований. Исследования базируются на следующих положениях:

· месторождения УВ формируются в средах с активным тектонодинамическим режимом. При интенсивной деформации массивов горных пород, как правило, сосуществуют зоны сжатия и растяжения (4). В результате образуются разномасштабные блоки, характеризующиеся своим напряженно-деформированным состоянием. Образование блоков сопровождается развитием в них трещиноватости, в том числе упорядоченной субвертикальной с превалирующим направлением открытых трещин, что обусловливает азимутальную анизотропию физических свойств горных пород. Параметры трещиноватости в соседних блоках отличаются, что позволяет определять границы между ними;

· субвертикальные блоки с повышенной трещиноватостью пород соответствуют зонам растяжения. В зонах сжатия значимая трещиноватость в глубокозалегающих отложениях развита лишь во флюидонасыщенных пластах. В этих зонах трещиноватость зачастую наиболее выражена в приповерхностных отложениях, непосредственно под зоной аэрации (зоной малых скоростей). Это установлено многочисленными измерениями в разведочных и специально пробуренных мелких скважинах, расположенных в пределах нефтяных месторождений Татарстана.

· трещиноватость в приповерхностных породах образуется в результате воздействия новейших и современных тектонодинамических процессов. Последние в значительной степени определяют строение всей осадочной толщи и, в первую очередь, контролируют развитие в ней блоков и трещиноватости в них.

Методика и некоторые результаты исследований. Оценка параметров азимутальной сейсмической анизотропии по площади базируется на изучении поляризации головной поперечной волны SSS, образующейся на границе между терригенными и карбонатными породами в пермских отложениях (глубина залегания на территории РТ 200-300м). При распространении поперечной волны в породах с субвертикальной трещиноватостью происходит ее расщепление на две составляющие. В одной из составляющих смещение частиц среды происходит вдоль трещин (волна S1), а во второй – перпендикулярно трещинам (волна S2). Волна S1распространяется с более высокой скоростью, чем волна S2. Регистрация волны SSS осуществлялась трехкомпонентными установками шагом 20 м по профилям наблюдений

ПМ МПВ (поляризационная модификация метода преломленных волн), возбуждение S волны производилось электродинамическим источником. Исследования на наземных профилях ПМ МПВ комплексировались с сейсмическими наблюдениями поляризационным методом (ПМ ВСП) и НВСП в глубоких и мелких (глубины до 100 м) скважинах.

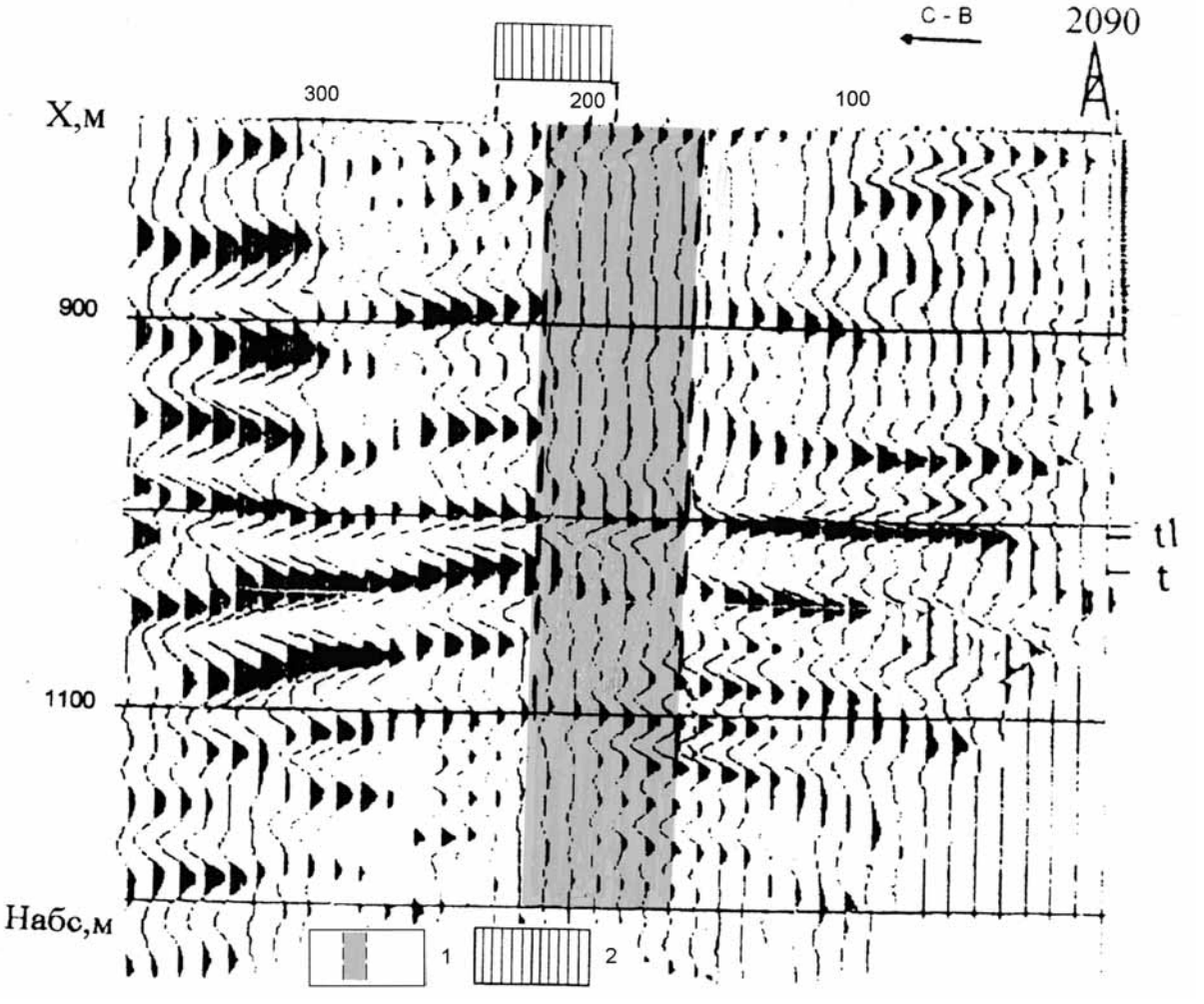


Рис. 2. Выделение зоны повышенной трещиноватости в карбонатных отложениях, Кузайкинское нефтяное месторождение (западный склон ЮТС): 1 – зона повышенной трещиноватости, 2 –неоднородность, выявленная наземными наблюдениями поляризационным методом.

В результате интерпретации материалов выделялись быстрая S1 и медленная S2 волны, а также определялись временные сдвиги между ними (2). Направление смещения в волне S1 принималось за ориентировку наиболее открытых трещин, а зоны с отличающейся поляризацией S1 – за блоки с различным напряженно-деформированным состоянием.

На рис. 3 приведены результаты исследований на одном из участков Ново-Елховского нефтяного месторождения. На этом участке наблюдениями ПМ ВСП в глубоких скважинах, расположенными на небольшом расстоянии друг от друга, выявлено различие в направлениях субвертикальной трещиноватости в пермских отложениях (рис. 3а). Наблюдениями по субширотному профилю установлена неоднократная смена поляризации поперечной волны. На рис. 3б приведены следящие сейсмограммы, соответствующие зонам с различной поляризацией S волны. Видно, что направления смещений в волнах S1 и S2 в разных зонах меняются. Различаются и временные сдвиги между ними, определяющие коэффициент анизотропии среды.

Исследованиями, выполненными на одном из участков Кузайкинского нефтяного месторождения в отложениях пермского возраста выявлено большое количество блоков с отличающимися направлениями доминирующей трещиноватости (рис. 4). Границам между этими блоками с некоторым смещением в плане соответствуют тектонические нарушения в карбоновых отложениях.

Исследованиями, проведенными на нескольких нефтяных месторождениях Татарстана, установлена сильная латеральная изменчивость параметров трещиноватости в пермских породах и совпадение межблоковых границ в них с положением тектонических нарушений в продуктивных карбоновых отложениях. Наблюдается также согласие направлений доминирующей трещиноватости в перми и среднем карбоне и их несовпадение с ориентировкой трещин в отложениях турне.

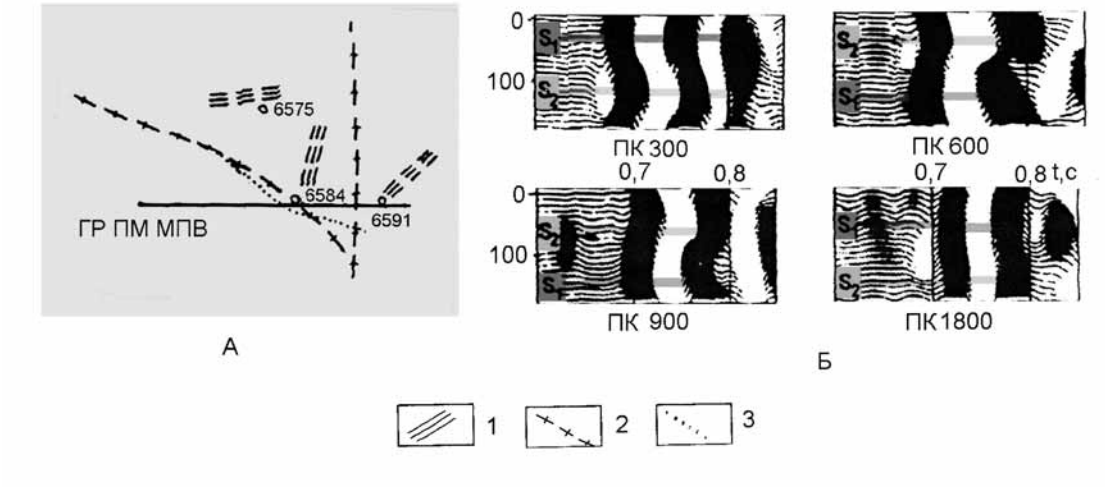


Рис. 3. К исследованиям на участке Ново-Елховского нефтяного месторождения:
А – результаты наблюдений ПМ ВСП и положение тектонических нарушений; Б – следящие сейсмограммы на разных пикетах ПМ МПВ. 1 – направление доминирующей субвертикальной трещиноватости в пермских отложениях, 2 и 3 – тектонические нарушения в фундаменте и отложениях девона (данные гравиразведки и сейсморазведки).

Заключение

Месторождения углеводородов имеют сугубо блоковое строение. Границы блоков контролируются разномасштабными субвертикальными неоднородностями. Сведения об их положении в разрезе, получаемые на основании данных традиционных исследований (геолого-промысловые, ГИС, сейсморазведка) недостаточны для составления кондиционных моделей залежей, особенно гидродинамических.

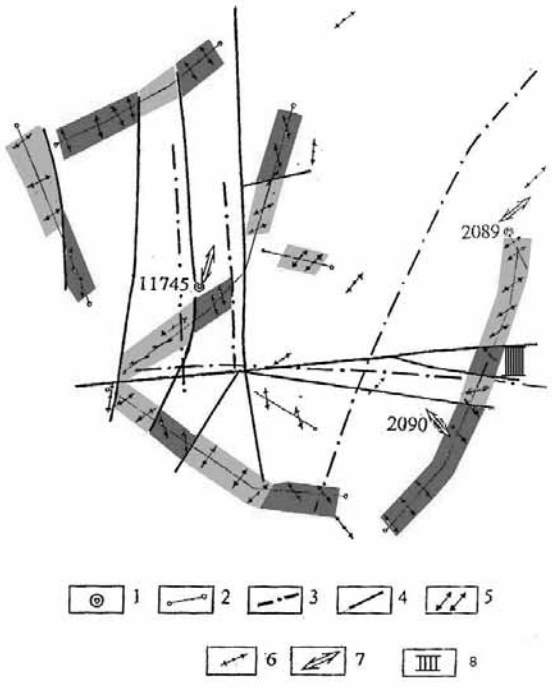


Рис. 4. Результаты исследований поляризационным методом сейсмических наблюдений, Кузайкинское нефтяное месторождение (западный склон ЮТС):
1 – скважины в которых выполнены наблюдения ПМ МПВ и НВСП; 2 – профили ПМ МПВ; 3 – тектонические нарушения по данным НВСП; 4 – межблоковые границы в Перми по данным ПМ МПВ; 5 и 6 – направления смещений в волне S_1 (данные ПМ МПВ и ПМ ВСП в мелких скважинах); 7 – направление доминирующей трещиноватости в отложениях среднего карбона (данные ПМ ВСП); 8 – положение зоны повышенной трещиноватости, выделенной по данным НВСП.

Повышение эффективности изучения блокового строения резервуаров УВ и оценку напряженно-деформированного состояния блоков обеспечивают геофизические исследования, основанные на сейсмических наблюдениях в скважинах и измерении азимутальной анизотропии физических свойств горных пород наземными наблюдениями. При этом принимается, что каждый блок является массивом пород, в котором развита субвертикальная трещиноватость с определенной доминирующей ориентировкой наиболее открытых трещин. Применение таких исследований позволяет определять границы блоков и параметры трещиноватости в них с повышенной детальностью, что способствует оптимизации процесса разработки залежей УВ и, в конечном счете, повышению нефтеотдачи пластов. Очевидно, что исследования целесообразно проводить с начала освоения залежей. Однако и на поздних стадиях разработки с их помощью может быть получена полезная информация, позволяющая уточнить положение границ блоков, оценить их напряженно-деформированное состояние, выявить невыработанные участки залежей и т.п.

Скважинные и наземные сейсмические наблюдения поляризационным методом позволяют получить более полные данные о строении и свойствах продуктивных отложений и расширяют возможности исследований, известных под названием промысловая сейсмика (1).

Оптимизация геофизических исследований, направленных на изучение блокового строения месторождений УВ и оценку свойств отдельных блоков может быть осуществлена комплексированием измерений различными геофизическими методами (в первую очередь, сейсмометрии и гравиметрии).

Литература

1. *Амиров А.Н., Гальперин Е.И., Гурвич И.И.* и др. Промысловая сейсмика-сейсмические исследования на этапе разведки и эксплуатации месторождений. – М.: Изв. вузов. Геология и разведка. – №7. – 1980. – С.78–83.

2. *Амиров А.Н., Ишуев Т.Н., Знатокова Г.Н.* и др. Опыт применения вертикального сейсмического профилирования на поздних стадиях геологоразведочных работ в Татарстане // Геология нефти и газа. – № 5-6. – 1999. – С. 40–45.

3. *Гальперин Е.И.* От скалярной регистрации к векторной // Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1990. – Вып. 11. – С. 1–9.

4. Дистанционные методы изучения тектонической трещиноватости нефтегазоносных территорий. / Г.И.Амурский, Г.А.Абраменок, И.С.Бондарев, Н.Н.Соловьев. – М.: Недра, 1988. – 164 с.

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕДОБЫЧЕ

А.Ф. Яртиев

ТатНИПИНефть

Основой развития нефтяной промышленности является обеспеченность ее сырьевой базой. В это понятие мы вкладываем прирост запасов углеводородного сырья как за счет проведения геологоразведочных работ (ГРР), так и за счет увеличения конечного коэффициента извлечения нефти (КИН). Это две составляющие единого процесса воспроизводства минерально-сырьевой базы (ВМСБ). К сожалению, действующее законодательство не отражает важности второй составляющей – применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и в следствие с этим исключается государственное финансирование фундаментальных исследований по обеспечению ВМСБ.

Основой доходной части бюджета являются налоговые отчисления и платежи. Маневрируя налоговыми ставками, введя одни и отменяя другие налоги, государство создает определенные условия для развития отдельных отраслей, ускоряя или замедляя их развитие, способствует решению актуальных для общества проблем. Налоговая политика – важнейший регулятор развития экономики, полностью находится в руках государства. От ее прогрессивности, от того, подавляет она или, напротив, поощряет предпринимательскую инициативу, в значительной мере зависят темпы экономического развития.

Следует заметить, что в нефтяном бизнесе высокаянефтеотдача не является первостепенной целью недропользователя. Главное для него – получение максимальной прибыли для удовлетворения экономических интересов акционеров компании и инвесторов. Решение этой задачи, как правило, входит в противоречие с достижением максимально возможного КИН. Увеличение нефтеотдачи и на этой основе увеличение извлекаемых запасов – одна из важнейших задач хозяина недр, т.е. государства, а не недропользователя.

Проекты с применением современных методов в зарубежной практике стимулируются государством, так как только их применение позволяет кардинально повысить нефтеотдачу месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Согласно прогнозам Минприроды России рентабельные запасы нефти будут исчерпаны к 2015г., а все ее запасы – в 2025 г. Поэтому принято решение о резком увеличении финансирования ГРР для открытия новых месторождений и провинций. Программа оценивается в 2,5 трлн. рублей (свыше 90 млрд. долларов), в том числе 255 млрд. рублей (около 10 млрд. долларов) государственных средств. За 15 лет (к 2020г.) предполагается обеспечить прирост запасов нефти в размере 6435 млн. тонн и газа в размере 10865 млрд. м3. В Минприроды России полагают, что такой прирост запасов позволит в период 2010-2020гг. обеспечить добычу нефти на уровне 500-550 млн. тонн в год [1].

Однако из-за неэффективности государственного регулирования в области недропользования сроки создания новых крупных центров добычи нефти и газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке существенно задержались. Поэтому добыча нефти в Восточной Сибири и Республике Саха даже при ускорении работ в 2010 г. может быть доведена только до 5-10 млн. тонн, а к 2020 г. – до 55-60 млн. тонн, что, согласно первоначальным прогнозам, ожидалась в 2010 г. Таким образом, задержка в формировании новых центров нефтедобычи уже исчисляется десятью годами.

Важно подчеркнуть, что применение современных инновационных технологий позволило увеличить мировые доказанные извлекаемые запасы нефти в 1,4 раза, то есть на 65 млрд. тонн, а среднее значение нефтеотдачи позволит повысить к 2020 г. с 35% до 50% с перспективой дальнейшего роста. Таким образом, зарубежный опыт со всей очевидностью свидетельствует, что восстановить у нас уровень проектной нефтеотдачи 1960-х гг. можно, однако для этого необходимо внедрение инновационных технологий сделать политикой государства, важнейшим направлением в деятельности геологов и нефтяной промышленности.

Основные две причины расхитительного отношения к недрам следующие. Первая – сверхобеспеченность многих нефтяных компаний запасами нефти, что позволяет им «снимать сливки», выборочно интенсифицируя добычу из активных пластов. Потенциал такой добычи пока еще составляет 310-370 млн. тонн, а извлечение «трудных» запасов невелико. Поэтому и новые технологии не востребованы. Вторая причина - главная – отсутствие государственной

политики управления рациональным использованием недр, способной за счет применения инновационных технологий предотвращать ухудшение структуры запасов.

Согласно мировой практике существуют многочисленные формы стимулирования и применения инновационных технологий. Для этого необходимо:

- заменить НДПИ, дифференцированным налогом в зависимости от природных и горно-геологических параметров минерального сырья и основных условий разработки месторождений;
- ввести в качестве обязательного условия налогового стимулирования разработки трудноизвлекаемых запасов (высокообводненных, малодебитных и остановленных скважин) внедрение новейших методов повышения извлечения полезных ископаемых (повышения нефтеотдачи);
- разработать федеральную программу проектов внедрения методов увеличения нефтеотдачи (тепловых, газовых, химических, микробиологических) на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами и истощенных,предлагаемой программы представляется целесообразным рассмотреть применение трех форм.

В связи со сложностью и высокой стоимостью всех новых инновационных технологий внедрение их на практике целесообразно и необходимо осуществлять в несколько этапов, чтобы избежать неоправданно больших расходов. Принципы многоэтапного испытания и внедрения инновационных технологий на конкретных месторождениях диктуются также тем, что реальную эффективность промышленного применения любого метода можно установить только по фактическим данным испытания.

Эффективность инновационных технологий определяется путем сравнения фактических (планируемых) результатов с базовым (без применения метода) вариантом разработки месторождения.

Для объектов, разрабатываемых с применением вторичных и третичных МУН, базовым может быть режим истощения в случаях, когда методы заводнения по общепринятым критериям на объекте не могут применяться (высоковязкие нефти и битумы).

Основной целью применения инновационных технологий считается увеличение нефтеизвлечения, т.е. прирост извлекаемых запасов на конкретном месторождении. Сам прирост этих запасов на эксплуатируемом объекте уже дает рост добычи нефти. Но ряд инновационных технологий одновременно с этим позволяет интенсифицировать добычу нефти из дренируемых запасов, что дает дополнительный рост добычи нефти. Таким образом, при применении инновационных технологий надо четко различать прирост извлекаемых запасов и интенсификацию добычи нефти.

Экономический эффект от применения инновационнойтехнологии для предприятия заключается в получении положительного чистого дисконтированного дохода за срок проявления эффекта при сопоставлении потоков до и после проведения мероприятия, т.е. путем сопоставления эффективности базового и рекомендуемого вариантов:

$$ЧДД_{ит} = ЧДД_{р}-ЧДД_{б}, \quad (1)$$

где $ЧДД_{ит}$ – прирост чистого дисконтированного дохода от применения технологии;

$ЧДД_{р}$ – чистый дисконтированный доход после проведения мероприятия;

$ЧДД_{б}$– чистый дисконтированный доход до проведения мероприятия.

Доход обычно рассчитывается с учетом фактора дисконтирования. Однако в тех случаях, когда технологический эффект не может быть определен достаточно точно по годам реализации проекта, а рассчитан лишь за срок проявления эффекта, доход от реализации проекта оценивается в базисных ценах.

Денежная наличность формируется как разность между притоком реальных денежных средств и их оттоком и рассчитывается по формуле:

$$ЧДД_{р(б)}=П_{р(б)}+А_{р(б)}–К_{р(б)}–З_{р(б)}, \quad (2)$$

где $П_{р(б)}$ – чистая прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия после (до) внедрения инновационной технологии;

$А_{р(б)}$ – амортизационные отчисления в рекомендуемом (базовом) варианте;

$К_{р(б)}$ – капитальные вложения рекомендуемого (базового) варианта;

$З_{р(б)}$ – предпроизводственные затраты по рекомендуемому (базовому) варианту.

Чистая прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия, рассчитывается по формуле:

$$П_{р(б)}=В_{р(б)}-Э_{р(б)}–Н_{р(б)}, \quad (3)$$

где$В_{р(б)}$ – выручка от реализации нефти после (до) внедрения инновационной технологии;

$Э_{р(б)}$ – эксплуатационные расходы, связанные с добычей, сбором, транспортировкой и подготовкой нефти в рекомендуемом и базовом вариантах, рассчитанные на основании соответствующих статей калькуляции, а также текущие затраты, связанные непосредственно с внедрением инновационных технологий, МУН и ОПЗ в рекомендуемом варианте;

$Н_{р(б)}$ – налоги и платежи, осуществляемые предприятием в соответствии с действующим законодательством после (до) внедрения мероприятия.

Если применение инновационной технологии не требует привлечения дополнительных инвестиционных ресурсов капитального характера, экономический эффект для предприятия заключается в получении прибыли с заданной нормой рентабельности, которая в общем случае не должна быть ниже средней сложившейся по компании в целом за последний отчетный период.

В ситуации, когда результатом внедрения инновационных технологий является изменение только одного технологического параметра (добыча нефти) и за базу сравнения принимается обычное заводнение, расчет экономического эффекта предлагаемой технологии проводится по упрощенной схеме – на прирост добычи нефти (методика оценки экономического эффекта за отчетный период [2], расчет гарантированного экономического эффекта [3]).

Проблема увеличения дебита скважин и применения методов увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов остро стоит для большинства нефтедобывающих регионов страны. Поэтому арсенал техники и технологии повышения нефтеотдачи, дебита скважин, вовлечения в разработку остаточных запасов нефти постоянно должен совершенствоваться.

В связи с этим стратегическим направлением для улучшения сложившейся ситуации наряду с существенным увеличением финансирования разведки и освоения новых месторождений может стать рост объемов применения новых технологий повышения нефтеотдачи пластов с целью увеличения извлекаемых запасов нефти на уже разрабатываемых месторождениях.

К эффективным методам как с технологической, так и с экономической точек зрения, можно отнести применение технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ), широко применяемой на нефтяных месторождениях Татарстана.

Под термином ОРЭ следует понимать комплекс технических и технологических мероприятий, позволяющих воздействовать через скважину (группу скважин) на каждый разделяемый пласт (объект) многопластового нефтяного месторождения с целью обеспечить его выработку в оптимальном режиме.

ОРЭ в свою очередь можно подразделить на одновременно-раздельную закачку (ОРЗ) вытесняющего агента и одновременно-раздельную добычу (ОРД) продукции из каждого разделяемого продуктивного пласта (объекта).

ОРЗ вытесняющего агента в нагнетательные скважины обеспечивает нагнетание агента в необходимых объемах для поддержания пластового давления в пласты с различными геолого-физическими характеристиками при дифференцированном давлении нагнетания (репресии), а ОРД обеспечивает извлечение необходимых объемов продукции разделяемых пластов за счет создания для каждого пласта соответствующей депрессии.

ОРЭ осуществляют путем оснащения скважин обычной конструкции оборудованием, разобщающим продуктивные пласты, или путем использования для этих целей скважин специальной конструкции.

ОРД и ОРЗ позволяют наиболее интенсивно проводить разработку одной сеткой скважин одновременно несколько объектов резко различных по коллекторским свойствам, составу флюида и глубине залегания.

Технология ОРЭ позволяет:

· сократить объемы бурения за счет использования ствола одной скважины и организации одновременного (совместного) отбора запасов углеводородов (УВ) разных объектов одной сеткой скважин;

· эксплуатировать одновременно объекты с разными коллекторскими характеристиками и свойствами флюидов;

· повысить производительность скважины за счет оптимизации работы объектов;

· повысить рентабельность отдельных скважин за счет подключения других объектов разработки или разных по продуктивности пластов одного объекта разработки.

ОРД и ОРЗ на многопластовых месторождениях – один из основных методов по регулированию разработки, под которым понимается целенаправленное изменение условий разработки продуктивных пластов в рамках принятых технологических решений.

Технологическая эффективность применения ОРЭ характеризуется дополнительной добычей нефти из одновременно-раздельно подключаемого пласта за счет интенсификации отбора жидкости, получаемого путем регулирования забойного давления.

Экономический эффект от внедрения технологии для предприятия заключается в получении положительного потока наличности за срок проявления технологического эффекта с учетом дисконтирования при сопоставлении потоков до и после проведения мероприятия.

Таблица 1

Основные показатели применения технологий ОРЭ

Показатели	Технологии ОРЭ		
	ОРД	ОРД и ОРЗ	ОРЗ
Добыча нефти, тыс. т	13,9	11,4	5,2
Выручка от реализации, млн. руб.	113,7	93,2	42,6
Капитальные вложения, млн. руб.	1,0	2,8	2,8
Производственные расходы, млн. руб.	54,6	43,9	18,1
Дисконтированная чистая прибыль, млн. руб.	9,6	7,8	3,7
Чистый дисконтированный доход, млн. руб.	9,2	6,6	2,5
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	89,0	40,9	21,0
Индекс доходности инвестиций (PI), доли ед.	9,9	3,4	1,9
Срок окупаемости инвестиций, лет	2	3	6

Оценка ожидаемого экономического эффекта проведена в прогнозных ценах и затратах, сложившихся на территории республики на дату расчетов. Расчетный период составляет срок технологической эффективности ОРЭ. Технологические показатели вариантов ОРЭ выполнены по методике ТатНИПИнефть, а результаты экономической оценки сведены в табл. 1.

Проведенная экономическая оценка целесообразности применения инновационных технологий ОРЭ показала ее высокую эффективность, в зависимости от вида окупаемость единовременных затрат составит 2 – 6 лет без учета экономии затрат на бурение и обустройство дополнительных скважин.

Оценим критические значения по подключаемым извлекаемым запасам нефти и необходимому минимальному начальному дебиту инновационных технологий [4]. Результаты экономической оценки приведены в табл. 2.

Таблица 2

Экономически обоснованные предельные запасы нефти и минимальный начальный дебит по технологиям ОРЭ

Технологии ОРЭ	Запасы нефти, тыс. т	Начальный дебит, т/сут
ОРД	3,86	1,31
ОРД и ОРЗ	5,03	1,59
ОРЗ	3,51	1,12

Критическими значениями для применения технологии одновременно-раздельной добычи и закачки является необходимость обеспечить прирост извлекаемых запасов не менее 5 тыс. т нефти с приростом начального дебита на 1.6 т/сут по сравнению с окружающими добывающими скважинами.

Литература

1. *Муслимов Р.Х.* Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. – 688 с.

2. РД 153-39.0-620-09. Положение по определению экономической эффективности внедрения результатов интеллектуальной деятельности. – Альметьевск, 2009. – 97 с.

3. РД 153-39.0-630-2009. Применение информационных технологий при выборе мероприятий, направленных на увеличение добычи нефти. – Бугульма, 2009. –86 с.

4. РД 153-39.0-445-06. Методика экономической оценки проектных решений для расстановки скважин на нефтяных месторождениях. – Бугульма, 2006. – 19 с.

СОДЕРЖАНИЕ

НЕФТЕДОБЫЧА И НЕФТИХИМИЯ КАК БАЗА ДЛЯ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ ТАТАРСТАНА
И. Ш. Фардиев *(Вступительное слово заместителя Премьер-министра Республики Татарстан, министра энергетики)* 3

СЫРЬЕВАЯ БАЗА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН И НАПРАВЛЕНИЯ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ В ОБЛАСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И НЕФТЕДОБЫЧИ
И. А. Ларочкина..... 6

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ДИССИПАЦИИ ЭНЕРГИИ ВОЛН В ПЕРФОРИРОВАННОЙ СКВАЖИНЕ
А.А. Абдрашитов, Е.А. Марфин, *(Исследовательский центр проблем энергетики Учреждения Российской академии наук КазНЦ РАН, г.Казань),* С.Я. Коханова *(Казанский государственный технический университет им. А.Н. Туполева)*..... 11

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ГИДРОГЕОЛОГИИ
И.С. Абросимова, А.В. Христофоров, Д.А. Христофорова *(Казанский федеральный университет)*..... 14

ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ГЛУБОКИМ БОКОВЫМ СВЕРЛЕНИЕМ
П.О.Александров, А.А.Воскобойников, Г.К.Мубаракшин (*ООО «НЕФТЕГАЗСЕРВИС», г. Октябрьский.)* 18

РАЗРАБОТКА И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ НОВЫХ ВЫСОКОПРОЧНЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ
М.И.Амерханов (к.т.н.), А.Н.Береговой, Ш.Г.Рахимова (к.т.н.), В.С.Золотухина, В.Н.Лакомкин, О.И.Афанасьева (*ТатНИПИнефть, ОАО «Татнефть»)*..... 19

СТРУКТУРНАЯ МОДЕЛЬ МЕЛКИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН НА ПРИМЕРЕ АДЕЛЯКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Ю.М. Арефьев, А.Г. Баранова, С.Е. Салун (*ГБУ ИПЭН АН РТ)*..... 22

ВТОРИЧНАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩ КАК ОСНОВА ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ
Ю.В. Афанасьев (*Самарский государственный технический университет)*..... 24

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ
В.В. Ахметгареев (*Институт «ТатНИПИнефть»)*..... 28

ПРИМЕР ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММЫ «ROXAR»
А.Р.Ахметов *(ГБУ ИПЭН АН РТ, Казань)*..... 32

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ СВЯЗИ МЕЖДУ ТУРНЕЙСКИМИ КАРБОНАТАМИ И БОБРИКОВСКИМИ ПЕСЧАНИКАМИ
В.Г.Базаревская, Т.И.Тарасова, Р.Р.Тимергалеева, Н.А.Бадуртдинова, Г.С.Галимова *(ТатНИПИнефть)*..... 35

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ С ЦЕЛЬЮ ПОИСКА И РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ
В.Г. Базаревская, А.Я. Сулейманов, М.А. Шавалиев *(ТатНИПИнефть)*..... 43

ЭКОНОМИЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНЫЙ МЕТОД ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ
Б.А.Баймашев, И.М.Насибулин, Н.А.Мисолина *(ОАО «НИИнефтепромхим», г. Казань)*, Р.Р.Минебаев, Р.М.Мартынчук *(ЗАО «ТАТЕХ», г. Альметьевск)*, К.А.Груздева *(КГУ, Казань)*..... 47

ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ВОСТОЧНОГО УЧАСТКА УРНЯКСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
А.Г.Баранова *(ГБУ ИПЭН АН РТ, г. Казань),* М.П.Круглов *(ЗАО «Предприятие Кара Алтын»)*..... 50

ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА ВРЕД, ПРИЧИНЕННЫЙ ПОЛЬЗОВАТЕЛЮ НЕДР
А.Х. Баширова *(Управление Росприроднадзора по Тюменской области)*..... 52

ИННОВАЦИОННАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРИ ПОИСКАХ И РАЗВЕДКЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ
М.Я.Боровский *(ЗАО НПО «РЕПЕР),* В.П.Носко, Д.В.Мельников *(ЗАО «Р-ВНЕДРЕНИЕ),* А.Д.Сурков, В.А.Большов, В.И.Богатов, А.А.Ефимов, Р.А.Лутфуллин, Л.Р.Хазигалеева *(ЗАО НПО «РЕПЕР)*..... 54

СВЕРХГЛУБОКИЕ СКВАЖИНЫ – ОСНОВА СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА
М.Я.Боровский *(ЗАО НПО «Репер)*..... 58

ЛИТОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ КАРТИРОВАНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ СРЕДНЕ-ОБСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
Л.Н. Бружес*(ОАО «КогалымНИПИнефть»)*, В.Г. Изотов, Л.М. Ситдикова, А.Р. Садрлиманов *(Казанский федеральный университет)*..... 59

ЦЕЛЬНОЛИТЫЕ ЕМКОСТИ ИЗ ЛЕГКИХ СПЛАВОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗОВ ПОД ВЫСОКИМ ДАВЛЕНИЕМ И ЖИДКОСТЕЙ
Р.И.Булатов *(Российский экологический Центр, Академия информатизации Республики Татарстан)*..... 63

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН (НА ПРИМЕРЕ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ)
Р.Д. Валеева, Р.Ф. Вафин *(Казанский федеральный университет)*..... 64

ВЛИЯНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НА РАЗРАБОТКУ ЗАЛЕЖИ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
И.Ф Гадельшина, М.З.Гарифуллин *(ТатНИПИнефть),* А.Асклу *(ТНГ «Групп»)*..... 66

КОМПЛЕКСНОЕ ОБОБЩЕНИЕ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РТ НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ И ГИС-ТЕХНОЛОГИЙ
А.Р.Ганеева, В.Б.Либерман, З.Н.Ахметова *(ТГРУ ОАО «Татнефть», г.Казань)*..... 69

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ СУСПЕНЗИИ СИЛИКАТНОГО ГЕЛЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО «ТАТНЕФТЬ»
З.М. Ганеева, М.Р. Хисаметдинов, Р.З. Ризванов, Т.Ю. Елизарова *(«ТатНИПИнефть)*..... 73

СИСТЕМА КИА КАК НОВЫЙ УРОВЕНЬ УПРАВЛЕНИЯ АРХИВОМ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ
Р.Р. Ганиев, Е.Е. Андреева, , Р.И. Гайнутдинов, О.Н. Жибрик, С.Е.Салун *(ГБУ ИПЭН АН РТ , г. Казань)* 76

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЛАКСАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ПРИ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИИ
Л.И. Гарипова *(Альметьевский государственный нефтяной институт)*..... 78

ГРАВИМЕТРИЧЕСКИЕ И ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА СТАДИИ ЗОНАЛЬНО-РЕГИОНАЛЬНЫХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ПЕРМСКОГО КРАЯ
И.В.Геник, Г.В.Простолупов, А.А.Борисов *(Учреждение Российской академии наук Горный институт Уральского отделения РАН, Пермь, Россия)*..... 82

ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ИННОВАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СУБЪЕКТОВ МАЛОГО И СРЕДНЕГО ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬСТВА В НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ
А.Р. Гиниятуллин *(ЗАО «КМПЭМ»)*..... 86

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕНОСНОСТИ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ГРАНИЦ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКИ И ГЕОХИМИИ НА ПРИМЕРЕ СУЕЛГИНСКОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПОДНЯТИЯ
С.Н.Горохова *(ООО «ТНГ-Казаньгеофизика»)*..... 88

НОВЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ТЕОРИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ
Е.Б.Грунис..... 90

О РЕЗУЛЬТАТАХ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И БУРЕНИЯ СКВАЖИН МАЛЫМ ДИАМЕТРОМ НА ЗАЛЕЖАХ НГДУ «АЛЬМЕТЬЕВНЕФТЬ»
Н.Ф.Гумаров, А.Р.Рахманов, Б.Г.Ганиев, Э.Н.Гарипова *(ОАО «Татнефть», НГДУ «Альметьевнефть»)*..... 101

О РЕЗУЛЬТАТАХ И ПЕРСПЕКТИВАХ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП НА НАГНЕТАТЕЛЬНОМ И ДОБЫВАЮЩЕМ ФОНДЕ СКВАЖИН НГДУ «АЛЬМЕТЬЕВНЕФТЬ»
Н.Ф.Гумаров, А.Р.Рахманов, Б.Г.Ганиев (ОАО «Татнефть», НГДУ «Альметьевнефть»)..... 103

ПРОБЛЕМЫ ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ
И.А.Гуськова, О.И.Тазиева *(АГНИ)*..... 104

ОЦЕНКА НЕКОТОРЫХ ФАКТОРОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ РАСТВОРИТЕЛЕЙ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ
И.А.Гуськова *(Альметьевский государственный нефтяной институт)*..... 107

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ВОЗМОЖНОСТЬ ПОЯВЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ ПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ
И.А.Гуськова *(Альметьевский государственный нефтяной институт)*..... 111

О ТИПЕ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАЛЕЖИ 303 И ИНТЕРФЕРЕНЦИИ СКВАЖИН ПРИ ФОРСИРОВАННОМ ОТБОРЕ ЖИДКОСТИ
Р.Н. Дияшев *(ООО «ТНГ-Групп»),* Р.С.Хисамов *(ОАО «Татнефть»),* А.Н.Чекалин *(НИИ математики и механики им.Н.Г.Чеботарева)*, И.Ф.Галимов *(НГДУ «Лениногорскнефть»)*, В.Г.Пятов *(Волго-Камское региональное отделение РАЕН)*..... 117

МИРОВОЙ ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ В КАЧЕСТВЕ ОБОСНОВАНИЯ ЕЕ ПРИМЕНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
Р.Н.Дияшев *(ООО «ТНГ-Групп»)*, Д.Р.Абдрашитова *(КП(Ф)У)*..... 112

ХАРАКТЕР ЗАЛЕГАНИЯ РИФЕЙСКО-ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО ДАННЫМ ЛЕГКИХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ И СЕЙСМОРАЗВЕДКИ
Н.А.Докучаева, Ю.М.Арефьев, Е.Е.Андреева, С.Е.Салун *(ГБУ ИПЭН АН РТ)*..... 129

РОЛЬ ТЕКТОНИЧЕСКИХ РАЗЛОМОВ И ЗОН РАЗВИТИЯ ПЛАНЕТАРНОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ
А.А.Драгунов *(ООО «ТНГ-Казаньгеофизика»)*..... 132

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ АППАРАТУРЫ ЯМК ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА
В. С. Дубровский, В. М. Мурзакаев, Р. С. Мухамадиев *(ООО «ТНГ-Групп»)*..... 135

НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН В РАЗРЕЗЕ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ
В.А.Екименко, И.М.Миргалимов *(ООО «ТНГ-Групп»)*..... 140

ПРИМЕНЕНИЕ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ С ЦЕЛЬЮ ПРОГНОЗА КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ОДНОГО ИЗ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОАО «ТАТНЕФТЬ»
В.А. Екименко, Ф.Ф. Зелезняк, А.В. Семенова *(ООО «ТНГ-Групп»)*..... 141

ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МЕЛКИХ И СРЕДНИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ ПРИ ИННОВАЦИОННОМ ПРОЕКТИРОВАНИИ
Р.Х.Закиров *(ЗАО НИЦ «Геотехнефтегаз», г.Казань)*..... 143

ВЛИЯНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
А.Т.Зарипов, Л.Р.Зарипова *(ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть»)*..... 147

ВОЗМОЖНОСТЬ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПЗ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН
Е.Ф.Захарова, О.Тазиева *(Альметьевский государственный нефтяной институт)*..... 149

О МЕРАХ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОДДЕРЖКИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ
Р. Р.Ибатуллин, Е.Д.Подымов *(ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть»)*..... 154

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ
С.А.Иванов *(ТПП «Когалымнефтегаз»)*, Д.М.Клейдман *(ООО «НТЦ Геопроект»)*..... 158

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ СТРУЙНЫХ НАСОСОВ УЭГИС ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ В ПРОЦЕССЕ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА
А.И.Имаев, Э.М.Мугинова, В.С.Дубровский *(ООО «ТНГ-Групп»)*..... 163

ОСВОЕНИЕ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Н.И.Искрицкая, В.Н.Макаревич, С.А.Богословский *(ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт»)*..... 165

ПРАВОВЫЕ АСПЕКТЫ СОВРЕМЕННОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ ТАДЖИКИСТАНА
Ш.М.Исмаилов *(Институт экономики Таджикистана)*..... 169

РАДИОВОЛНОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ИНТЕРВАЛЕ, ОСНАЩЕННОМ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫМ ХВОСТОВИКОМ
Л.Б.Кадырова *(НГДУ"Альметьевнефть")*..... 173

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВИЗИОННОЙ ТОМОГРАФИИ В ИЗУЧЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СРЕД
К.М. Каримов, В.Н. Соколов, В.Л. Онегов, Л.К. Каримова, С.Н. Кокутин, В.Ф. Васев *(ООО «ТРАНС-СЕРВИС», г. Кириши)*..... 176

ФРАКЦИОННЫЙ СОСТАВ АСФАЛЬТЕНОВ ИЗ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТАТАРСТАНА
Г.П.Каюкова, И.М.Абдрафикова, В.И.Вандюкова (*ИОФХ им. А.Е,Арбузова КазНЦ РАН),* В.И.Морозов, А.М.Губайдуллин, И.Р.Сахибгарее *(КГТУ им. С.М.Кирова)*..... 177

ОПЫТ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ МАЛОГАБАРИТНОГО ИМПУЛЬСНОГО ГЕНЕРАТОРА НЕЙТРОНОВ
Д.И. Киргизов, В.В. Баженов, Л.Н. Воронков, В.А. Лифантьев, А.Р.Садыков *(НТУ ООО «ТНГ-Групп»)*.. 181

РАЗВИТИЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЙ БАЗЫ ГОРНОГО ПРАВА РФ: ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ
Б.Д.Клюкин 186

ИЗУЧЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РЕАГЕНТА СНПХ-9633 ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ДВИЖЕНИЯ ВОДЫ В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРОВЫХ КОЛЛЕКТОРАХ
Ю.А. Корнильцев, О.Б. Собанова *(ОАО «НИИнефтепромхим»», г. Казань)*..... 192

ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИ АКТИВИРОВАННАЯ ВОДА КАК СРЕДСТВО ДОСТИЖЕНИЯ ПОВЫШЕННОЙ СТАБИЛЬНОСТИ КОМПОЗИЦИЙ НА ЛАТЕКСНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ
С.В. Крупин, П.И. Церажков *(Казанский государственный технологический университет)*..... 197

КРАТКОВРЕМЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН
Н.П.Кузьмичев *(ООО «Нефть XXI век»)* 199

ПРАВОВЫЕ АСПЕКТЫ ИНВЕСТИРОВАНИЯ В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ГОСУДАРСТВ – УЧАСТНИКОВ СОЮЗНОГО ГОСУДАРСТВА БЕЛАРУСИ И РОССИИ
Р.А.Курбанов *(Российский государственный торгово-экономический университет)*..... 199

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ПОДОБИЯ В ЗАДАЧАХ АНАЛИЗА ГЕОПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ПОЛЕЙ
В.А.Кутин, И.В.Геник *(Горный институт Уральского отделения РАН, Пермь, Россия)* 204

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ПРОГНОЗА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕНОСНОСТИ РИФЕЙСКО-ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В КАМСКО-БЕЛЬСКОМ АВЛАКОГЕНЕ
И.А.Ларочкина *(Министерство энергетики РТ, Казань)*, В.А.Сухова, И.Ф.Валеева *(ГБУ ИПЭН АН РТ, Казань)*..... 206

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ С УЧЁТОМ ОСОБЕННОСТЕЙ КОРРЕЛЯЦИИ ТЕРРИГЕННЫХ НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ЗОНАХ РАЗВИТИЯ ЭРОЗИОННО-КАРСТОВЫХ ВРЕЗОВ
И.А. Ларочкина *(Министерство энергетики РТ, Казань)*, Р.Р. Ганиев, Т.А. Капкова , Е.Н.Михайлова *(ГБУ ИПЭН АН РТ, Казань)*, И.П. Новиков *(ОАО «Татнефтепром», Альметьевск)*..... 212

АДРЕСНОЕ УПЛОТНЕНИЕ ДЕТАЛИЗАЦИОННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ ПРОФИЛЕЙ КАК ФАКТОР ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ
И.А.Ларочкин, Р.Р.Ганиев, Г.А.Анисимов, О.Н.Шабалин..... 216

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ПРАВО: ЕГО ПОНИМАНИЕ И ПРИМЕНЕНИЕ В РОССИИ
П.Г.Лахно *(МГУ им. М.В.Ломоносова)* 220

О НОВЕЙШИХ МЕТОДАХ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ. ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ВНЕДРЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯМИ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН»
Л.И.Лимонова, В.В.Баженов, В.С.Дубровский *(ООО «ТНГ-Групп», г.Бугульма)*..... 223

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ОБРАБОТКЕ МАТЕРИАЛОВ КАЧЕСТВЕННО НОВЫХ ДЕТАЛЬНЫХ ЭРОГЕОФИЗИЧЕСКИХ СЪЕМОК НА ПРИМЕРЕ УДМУРТИИ
В.Г.Мавричев, И.В.Молодцов, А.А.Петрова *(ФГУ НПП «Геологоразведка», г.С.-Петербург)*..... 225

КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КАРБОНАТНЫЙ КОЛЛЕКТОР
Б.Я.Маргулис, М.А.Шагеев, А.Ф.Шагеев, О.В.Лукьянов, А.В.Семенов *(ОАО «НИИнефтепромхим»),* И.И.Иванова *(МГУ им. М.В.Ломоносова)*..... 228

О ВЛИЯНИИ ВОЛНОВОГО ПОЛЯ НА ВЯЗКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ЖИДКОСТИ
Е.А.Марфин, Я.И.Кравцов *(Исследовательский центр проблем энергетики Учреждения Российской академии наук КазНЦ РАН, г.Казань)*..... 231

ЧИСЛЕННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГИДРОДИНАМИКИ ПОТОКА ЖИДКОСТИ В СТРУЙНОМ ИЗЛУЧАТЕЛЕ КОЛЕБАНИЙ
Е.А. Марфин, Я.И. Кравцов, А.А.Абдрашитов *(Исследовательский центр проблем энергетики Учреждения Российской академии наук КазНЦ РАН, г.Казань)*..... 234

ПРОБЛЕМЫ ГРАЖДАНСКО-ПРАВОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В СФЕРЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ И НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ
Д.Е.Медведев *(ООО «Управляющая компания «Татбурнефть»)*..... 236

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ СТИМУЛЯЦИИ ПРИТОКА НЕФТИ В СКВАЖИНЫ, ОТБИРАЮЩИЕ ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
О. А. Мехеева, Е. Д. Подымов *(ТатНИПИнефть)*..... 239

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОДЫ В СКВАЖИНЫ, ОТБИРАЮЩИЕ ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
О. А. Мехеева, Е. Д. Подымов *(ТатНИПИнефть)*..... 245

О КОРРЕКТНОСТИ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ МЕТОДИК ИНТЕРПРЕТАЦИИ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ
В.Н.Михайлов *(ООО «КНТЦ «Недра»),* Ю.А.Волков *(ООО «ЦСМРнефть»)* 249

ПРИМЕНЕНИЕ МИКРОВОЛНОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ УТИЛИЗАЦИИ НЕФТЕШЛАМОВ
Г.А.Морозов, О.Г.Морозов, А.С.Шакиров *(КГТУ им. А.Н.Туполева)* 255

СУЩНОСТНЫЕ ПРИЗНАКИ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ПРОДУКЦИИ
М.К.Мулявин *(г. Тюмень)* 258

КОНСТРУКЦИЯ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА ПРИ ЕЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТЕ.
Т.М.Муртазина *(ООО «Геодрилпроект»),* Р.Г.Габдуллин *(ТатНИПИнефть),* М.Ф.Асадуллин *(ТатНИПИнефть)* 262

РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА КЕРНЕ ЗНАМЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО МОДЕЛИРОВАНИЮ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ
К.М. Мусин, О.С. Сотников *(ТатНИПИнефть)*, П.А. Ладин *(ЗАО «ВИНКА»)*..... 265

ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВА И ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА ТОЧНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ ПОРОВОГО И ТРЕЩЕННО-ПОРОВОГО ТИПА
К.М. Мусин, А.З. Хурамшина (ТатНИПИнефть) 269

ПРОБЛЕМЫ МОДЕРНИЗАЦИИ И РАЗВИТИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В СВЯЗИ С УХУДШЕНИЕМ КАЧЕСТВА РЕСУРСНОЙ БАЗЫ
Р.Х.Муслимов *(Казанский федеральный университет)*..... 274

О КОНЦЕПЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА
Р.Х.Муслимов *(Казанский федеральный университет)*..... 278

ОБ ОДНОЙ ИЗ ПРИЧИН ДОЛГОЛЕТНЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ
И.А.Мустафин *(РН «СахалинНИПИморнефтегаз»)*..... 283

РЕЗУЛЬТАТЫ БУРЕНИЯ РЕКОМЕНДУЕМЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ГОРСКОГО ПОДНЯТИЯ.
А.А.Мустафина *(ГБУ ИПЭН АН РТ, г.Казань)*, Г.М.Ионов *(ЗАО «Предприятие Кара Алтын», г.Альметьевск)*..... 285

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РЕШЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ
Р. Ш. Муфазалов *(НПФ «Тимурнефтегаз», г.Октябрьский, РБ)* 287

СКИН-ФАКТОР ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ЗАВИСИМОСТИ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА, СКВАЖИНЫ И ОБОРУДОВАНИЯ
Р.Ш. Муфазалов *(НПФ «Тимурнефтегаз», г. Октябрьский)*..... 291

РЕАКТИВНО-АКУСТИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ И ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ИНТЕРВАЛА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРИМЕНЕНИЯ
Р.Ш.Муфазалов *(НПФ «Тимурнефтегаз», г.Октябрьский)* 302

ГИДРОАКУСТИЧЕСКАЯ ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ХИМИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ
Р.Ш. Муфазалов *(НПФ «Тимурнефтегаз», г. Октябрьский),* И.М. Латыпов *(УГАТУ, г. Уфа),* И.Г. Арсланов (*ОФ УГНТУ, г. Октябрьский)*..... 305

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ МЕТОДА ВИДЕОТЕПЛОВИЗИОННОЙ ГЕНЕРАЛИЗАЦИИ
Р.Д. Мухамедяров *(ЗАО «Институт аэрокосмического приборостроения», г. Казань),* В.Р. Туманов *(ООО «Космическая геология», г. Казань)* 307

ГЕОТЕРМИЧЕСКАЯ ИНТРОСКОПИЯ ГЛУБИННЫХ СТРУКТУР ЗЕМЛИ НА ОСНОВЕ МЕТОДА ВИДЕОТЕПЛОВИЗИОННОЙ ГЕНЕРАЛИЗАЦИИ
Р.Д.Мухамедяров *(ЗАО «Институт аэрокосмического приборостроения», г. Казань)*..... 312

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И НЕФТЕОТДАЧИ НА ГАЗОНЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖАХ ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ
М.Р.Назыров, В.З.Баишев, Т.Г.Кривина, А.Г.Шуэр *(ООО «ВолгоУралНИПИгаз»)*..... 318

СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ВЛИЯНИИ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА И СТРУКТУРЫ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ БАШКИРСКОГО ЯРУСА РТ НА ВЫБОР МЕТОДА ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА
И.М. Насибулин, Н.А. Мисолина, Б.А. Баймашев *(ОАО «НИИнефтепромхим», Казань)*, В.П.Морозов, М.А.Петров *(КГУ, Казань)*..... 319

КРИТЕРИИ ВЫБОРА ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ КИСЛОТНЫХ ОПЗ СКВАЖИН В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ
И.М. Насибулин *(ОАО «НИИнефтепромхим», г. Казань)*..... 325

ПРАВОВЫЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ГОРОДСКОЙ ПОДЗЕМНОЙ ЗАСТРОЙКИ
Э.Ф. Нигматуллина *(Казанский федеральный университет)*..... 327

ВЛИЯНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ НА ХАРАКТЕР НЕФТЕНОСНОСТИ РАЗРЕЗА НА ПРИМЕРЕ БЕРКЕТ-КЛЮЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
С.П.Новикова *(ГБУ ИПЭН АН РТ, Казань)*, З.Ш.Галимова *(ЗАО «Охтин-Ойл», Лениногорск)*..... 330

ПРОЦЕССЫ СОВРЕМЕННОГО РАЗРУШЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ТЕХНОЛОГИЯ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ
Д.К. Нургалиев, Э.В. Утемов, Д.И. Хасанов, И.Ю. Чернова, И.И. Нугманов, Е.В. Еронина, Б.М. Насыртдинов, А.Н. Даутов *(Казанский федеральный университет)* 333

О НЕКОТОРЫХ ФАКТОРАХ, ВЛИЯЮЩИХ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЗАВОДНЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕРМОГЕЛЯ
Р.Ф. Нуруллин, А.И. Никифоров *(ИММ КазНЦ РАН)*..... 336

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ НАНОГИБРИДНОГО ПАВ И ПРОВЕДЕНИЕ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ С ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
В.Б.Обухова, Г.С.Дьяконов, С.В.Крупин *(Казанский государственный технологический университет, г. Казань)*, Г.Н.Пестерников *(ООО «Силином», г. Ульяновск)*, А.А.Энгельс, С.Ф.Смирнов *(ТОО «Холдинг НТЦ Геосервис», Республика Казахстан)*..... 340

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИННОВАЦИОННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ КОСМИЧЕСКИХ СНИМКОВ НА ОСНОВЕ ВЕЙВЛЕТ-АНАЛИЗА ПРИ ИЗУЧЕНИИ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА
В.Л. Онегов, Л.К. Каримова, С.Н. Кокутин *(ООО «ТРАНС-СЕРВИС», г. Кириши)*..... 341

РОЛЬ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
А.Т.Панарин *(ООО «Газпром нефть шельф»)*..... 342

СОВРЕМЕННЫЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВНИИГИС - ТАТНЕФТИ
В.Т. Перелыгин, Л.Е. Кнеллер, А.И. Лысенков, В.Ф. Кудряшова *(ОАО НПП «ВНИИГИС»)*..... 345

УСТОЙЧИВОСТЬ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ К ОСАЖДЕНИЮ АСФАЛЬТЕНОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАРОТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ СОВМЕСТНО С УГЛЕВОДОРОДНЫМИ РАСТВОРИТЕЛЯМИ
Л.М. Петрова, Н.А. Аббакумова, Д.Н Борисов, Т.Р. Фосс, М.Р. Якубов, Г.В. Романов *(Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова, г. Казань)*, И.М. Зайдуллин *(Казанский государственный технологический университет)*..... 349

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА КАПИЛЛЯРНОГО ВПИТЫВАНИЯ РАСТВОРОВ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ КОЛЛЕКТОРАМИ, НАСЫЩЕННЫМИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ
Ю. В. Прошина, В. С. Золотухина *(ТатНИПИнефть, ОАО «Татнефть»)*..... 353

РАЗРАБОТКА ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БЕНЗИНА ВИСБРЕКИНГА ОАО «ТАНЕКО»
Ш.Г. Рахимова, М.И. Амерханов, В.В. Шестернин, С.И. Ибатуллина *(ТатНИПИнефть)*..... 358

О СОВЕРШЕНСТВОВАНИИ РАЗРАБОТКИ БЕРЕЗОВСКОЙ ПЛОЩАДИ
А.Р.Рахманов, Н.Ф.Гумаров, Б.Ф.Закиев, Б.Г.Ганиев *(НГДУ «Альметьевнефть»)*..... 360

ВИХРЕВОЕ ОТДЕЛЕНИЕ СЕРОВОДОРОДА ИЗ ПОПУТНОГО ГАЗА ПРИ ЕГО УТИЛИЗАЦИИ
А.Н. Романчук, Н.Н. Романчук *(ООО Татспецтехснаб)* 363

ПРОБЛЕМЫ ПРАВОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ
Салиева Р.Н. *(ИПЭН АН РТ)* 364

ВОЗМОЖНОСТИ ПОЛУЧЕНИЯ ВЯЖУЩИХ МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ ПЕРМСКИХ БИТУМОВ ПУТЕМ КОМПАУНДИРОВАНИЯ С ПРИРОДНЫМ АСФАЛЬТИТОМ И МИКРОВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
Р.Ф.Сираев, Г.П.Каюкова, Д.И.Насыров, С.М.Петров *(ИОФХ им. А.Е.Арбузова КазНЦ РАН, КГТУ им. С.М.Кирова)*..... 367

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ КОЛЛЕКТОРА КОР ВЫВЕТРИВАНИЯ ТАТАРСКОГО СВОДА
Л.М. Ситдикова., Е.Ю. Сидорова *(Казанский федеральный университет)*..... 372

ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО ДАННЫМ ГРАВИМЕТРИЧЕСКИХ СЪЕМОК
З.М.Слепак *(Казанский федеральный университет)* 375

ФИЗИЧЕСКОЕ И МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ МНОГОФАЗНОГО ДВИЖЕНИЯ ФЛЮИДОВ В КОЛЛЕКТОРАХ НЕФТИ
О.С. Сотников, К.М. Мусин *(ТатНИПИнефть)* 379

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИЙ ООО УК «ШЕШМАОЙЛ»
Р.Ш. Тахаутдинов, В.И. Малыхин, А.А. Шарифуллин, Э.Г. Шакиров *(Управляющая компания «Шешмаойл»)*, М.Р. Якубов *(Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова, Казань)*... 382

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЙ ЩЕЛЕВОЙ ПЕРФОРАЦИИ В СТАРОМ ФОНДЕ СКВАЖИН
Т.В.Трифонов *(ООО «ТНГК-Развитие»)* 385

ВЫДЕЛЕНИЕ ЛИНИЙ ПЕРЕГИБА (ГЛИНИЗАЦИИ) КЛИНОФОРМ С ЦЕЛЬЮ КАРТИРОВАНИЯ СТРУКТУРНО-ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ЛОВУШЕК В ОТЛОЖЕНИЯХ ТЕРРИГЕННОГО ДЕВОНА НА ПРИМЕРЕ ТУМУТУКСКОЙ ПЛОЩАДИ
Г.С. Умарова, С.А. Куликов *(ТГРУ ОАО «Татнефть», НПЦ «Нейросейсм»)*..... 391

ВОСПРОИЗВОДСТВО МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В СТАРЫХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНАХ ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ДИСКРЕТНОГО И НЕПРЕРЫВНОГО «ЕСТЕСТВЕННОГО» ВЕЙВЛЕТ-ПРЕОБРАЗОВАНИЯ В ЗАДАЧАХ ГРАВИМЕТРИИ
Э.В.Утемов, Д.И.Хасанов, В.Е.Косарев *(Казанский федеральный университет)*..... 399

СЫРЬЕВАЯ БАЗА И НАПРАВЛЕНИЯ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ В ОБЛАСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ И НЕФТЕДОБЫЧИ
И.Ш.Фардиев *(Министерство энергетики Республики Татарстан, г. Казань)*..... 403

ПРАВОВЫЕ ПРОБЛЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ НА ЭТАПЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
З.М.Фаткудинов *(ИУЭП, г.Казань)*..... 407

СОСТОЯНИЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ОАО «ТАТНЕФТЬ» НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН И ПУТИ ЕЕ ВОСПОЛНЕНИЯ
Р.Н. Хадиуллина *(ОАО «Татнефть»),* В.Г. Базаревская, Л.А.Галлямова *(ТатНИПИнефть)* 409

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА ОСАДОЧНОГО ПОКРОВА В ПРЕДЕЛАХ АКТАНЫШ-ЧИШМИНСКОГО ПРОГИБА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ
Г.С. Хамидуллина, Р.И.Нугманов, И.И.Нугманов, Б.М.Насыртдинов *(Казанский федеральный университет)*..... 412

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВЫСОКОТОЧНОЙ МАГНИТОРАЗВЕДКИ ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ
Д.И. Хасанов, Э.В. Утемов, Д.К. Нургалиев, И.И. Нугманов, Б.М. Насыртдинов, А.Н. Даутов *(Казанский федеральный университет)*..... 416

ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ, ПРИМЕНЯЮЩИХСЯ В ТЕХНОЛОГИЯХ ВОДООГРАНИЧЕНИЯ И ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ
М.Р. Хисаметдинов, А.В. Михайлов, З.М. Ганеева, Н.Н. Абросимова *(ТатНИПИнефть)*..... 419

ГРР НА МАЛОИЗУЧЕННЫХ ТЕРРИТОРИЯХ С ПРИВЛЕЧЕНИЕМ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И МЕТОДОВ ЛОКАЛЬНОГО ПРОГНОЗА НЕФТЕНОСНОСТИ
Р.С.Хисамов *(ОАО «Татнефть»),* С.Е.Войтович, М.Г.Чернышова, А.И.Исхаков *(ОАО «Татнефть», ТГРУ)* 423

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ
Р.Р.Хузин *(ООО «Карбон-Ойл», г. Альметьевск)*..... 426

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОЛИОСНОВАНИЙ КАК ОСНОВЫ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕДОБЫЧЕ
П.И. Церажков, Ф.Ш. Файзутдинов, С.В. Крупин, О.Ю. Сладовская *(Казанский государственный технологический университет)* 430

КОЛЛОИДНО-ХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СИСТЕМ ПОВЫШЕННОЙ СТАБИЛЬНОСТИ НА ОСНОВЕ ЛАТЕКСОВ И ПРОИЗВОДНЫХ КРЕМНИЕВОЙ КИСЛОТЫ
П.И. Церажков, С.В. Крупин *(Казанский государственный технологический университет)* 432

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ПОИСКАХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ
С.В. Чернов, Н.В. Бормотова, В.П. Куличков *(ТНГ-Казаньгеофизика)*..... 434

ПОТЕНЦИАЛ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ
И.Ю. Чернова, И.И. Нугманов, А.Н. Даутов, П.С. Крылов *(Казанский (Приволжский) федеральный университет)*..... 439

РАЗРАБОТКА И ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТВЕРДОТОПЛИВНОГО НАГРЕВАТЕЛЯ
А.Ф. Шагеев, Б.Я.Маргулис, М.А. Шагеев, А.Т.Мадижан,* О.В. Лукьянов, А.В.Семенов *(ОАО «НИИНефтепромхим», г. Казань, * ТОО « Тандай-Петролиум», г.Атырау РК)* 441

НОВЫЕ ПОДХОДЫ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РЕАГЕНТА СНПХ-9633
Р.Г. Шайдуллин, М.М. Хамидуллин *(ОАО «Татнефть»),* О.Б. Собанова *(ОАО «НИИнефтепромхим»)*..... 443

ТЕХНОЛОГИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЛИТОЛОГО-СТРУКТУРНЫХ И ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ КРИТЕРИЕВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
Р.С. Шайхутдинов, А.А. Драгунов, Шакирова Т.С. *(ООО «ТНГ-Казаньгеофизика», г. Казань)* 447

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ СТРУКТУР ШЕШМИНСКОГО ГОРИЗОНТА ПЕРМСКОЙ СИСТЕМЫ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН
И.Е. Шаргородский, А.З. Ахметшин, М.Ф. Зинатова *(ТГРУ ОАО «Татнефть»)*..... 450

НАЛОГИ И ПЛАТЕЖИ ПРИ ПОЛЬЗОВАНИИ НЕДРАМИ НА УСЛОВИЯХ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ПРОДУКЦИИ
А.Ф.Шарифуллина *(РГУ нефти и газа им.И.М. Губкина)*..... 453

УТИЛИЗАЦИЯ НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ОБЪЕКТАХ ОАО «ТАТНЕФТЬ»
А.Н.Шаталов, Р.З.Сахабутдинов, В.М.Гревцов, А.А.Ануфриев *(ТатНИПИнефть, ОАО «Татнефть»)*..... 456

К ВОПРОСУ ОБ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГАЗА
Р.Б.Шигапова *(ГАОУ СПО Альметьевский политехнический техникум)*..... 459

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ИЗУЧЕНИИ СТРОЕНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ
Г. Е. Яковлев, А. Н. Амиров, С. И. Петров *(Казанский федеральный университет)*..... 461

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕДОБЫЧЕ
А.Ф. Яртиев *(ТатНИПИНефть)*..... 465

ISBN 978-5-9690-0145-9

Научное издание

ИННОВАЦИИ И ТЕХНОЛОГИИ В РАЗВЕДКЕ, ДОБЫЧЕ И ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТИ И ГАЗА

Редактор *А.Г. Аксенова*
Технический редактор *В.Н. Галкина*

Подписано в печать 14.12.2010 г. Формат 60×84 $^{1}/_{8}$. Бумага мелованная.
Гарнитура “Таймс”. Объем 60 п.л.
Тираж 400 экз. Заказ О-1778 .

Издательство “Фэн” Академия наук РТ.
420111, г. Казань, ул. Баумана, 20
Лицензия № 0226 выдана 10 марта 1998 г. издательству “Фэн” АНТ
Министерством информации и печати РТ

Отпечатано в полном соответствии с качеством представленного электронного
оригинал-макета в типографии филиала ОАО «ТАТМЕДИА» «ПИК «Идел-Пресс».
420066, г. Казань, ул. Декабристов, 2.