

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 лиц¹.

Следующим в списке нормативных актов, регулирующих инвестиционные отношения, следует назвать Гражданский кодекс Республики Беларусь от 7 декабря 1998 г. № 218-З².

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. 51¹ 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. 51¹ 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-З³. 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) отвода⁴.

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 нанесения 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 нанесение 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. № 96-3).

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. № 37¹ (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 Ведомості 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» устанавливаются 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 хартии⁴, 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 простираения 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 $V(r_\Gamma) = \text{const}$ 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:

$$V_k(r) = V_0(r) + k \cdot [V(r) - V_0(r)], \quad (1)$$

где функция $V_0(r)$ определяется из уравнений краевой задачи

$$\frac{\partial^2 V_0}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 V_0}{\partial y^2} = 0, \quad V_0|_{\Gamma} = V|_{\Gamma}$$

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 $k \in (0, 1)$ и сохраняет подобие формы исходной функции. Амплитуда или максимальное отклонение в зоне, взятое по абсолютной величине, равно

$$|\Delta V_k| = \max_{r \in \omega} k \cdot |V(r) - V_0(r)|,$$

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:

$$V_0(r) = \frac{1}{\pi \rho^2} \int_{|r-s| < \rho} V(s) ds, \quad s \in \omega \quad (2)$$

Сглаживающим окном является круг радиуса ρ . Радиус зависит от положения центра r и вычисляется как наименьшее расстояние до контура Γ

$$\rho(r) = \min_{r_\Gamma} |r - r_\Gamma|$$

в результате чего размер окна увеличивается от нуля на контуре до размеров поперечника зоны на ее середине. Сначала необходимо вычислить эту функцию расстояния $\rho = \rho(r)$, 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 простираения. 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:

$$A(r) = \frac{\partial^2 V^A}{\partial x^2} dx^2 + \frac{\partial^2 V^A}{\partial y^2} dy^2, \quad B(r) = \frac{\partial^2 V^B}{\partial x^2} dx^2 + \frac{\partial^2 V^B}{\partial y^2} dy^2 \quad (3)$$

Учет знаков этих форм приводит к разбиению R на подмножества со своей характеристической функцией, представленной цветом:

$$\begin{aligned}
\Omega_1 &= \{r: A(r) < 0 \wedge B(r) < 0, \text{ красный} \}, \\
\Omega_2 &= \{r: A(r) < 0 \wedge B(r) > 0, \text{ желтый} \}, \\
\Omega_3 &= \{r: A(r) > 0 \wedge B(r) < 0, \text{ зеленый} \}, \\
\Omega_4 &= \{r: A(r) > 0 \wedge B(r) > 0, \text{ синий} \}, \\
\Omega_0 &= \{r: R - \bigcup_4 \Omega_k, \text{ белый} \},
\end{aligned}
\tag{4}$$

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

$$\Omega_0 = \{r: (|A(r)| < d) \vee (|B(r)| < d)\}.$$

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

$$\begin{aligned}
A_{ij} &= V_{i+1j}^A - 2V_{ij}^A + V_{i-1j}^A + V_{ij+1}^A - 2V_{ij}^A + V_{ij-1}^A \\
B_{ij} &= V_{i+1j}^B - 2V_{ij}^B + V_{i-1j}^B + V_{ij+1}^B - 2V_{ij}^B + V_{ij-1}^B
\end{aligned}
\tag{5}$$

Сложность решения заключается 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:

$$\Delta_x^2(i,j) = V_{nj} - 2V_{ij} + V_{mj} \quad \Delta_y^2(i,j) = V_{ip} - 2V_{ij} + V_{iq} \tag{6}$$

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; делимость 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.Ларочкина¹, В.А.Сухова², И.Ф.Валеева²

¹Министерство энергетики РТ, Казань

²ГБУ 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/см³) 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/см³) 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.

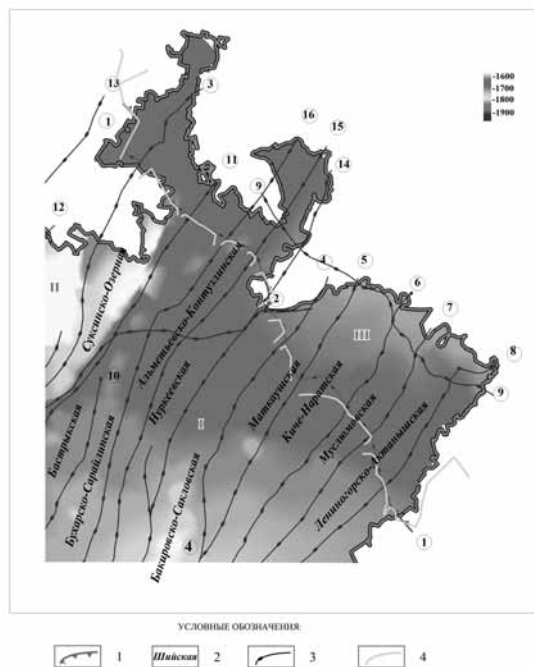


Рис. 1. Северо-восток Республики Татарстан. Тектоническая схема поверхности кристаллического фундамента

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 – Алтуново-Шунакский, 4 – Дружбинский, 5 – Киче-Наратский, 6 – Масадский, 7 – Шугуровско-Шуганский, 8 – Холмовский, 9 – Актанышский, 10 – 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.

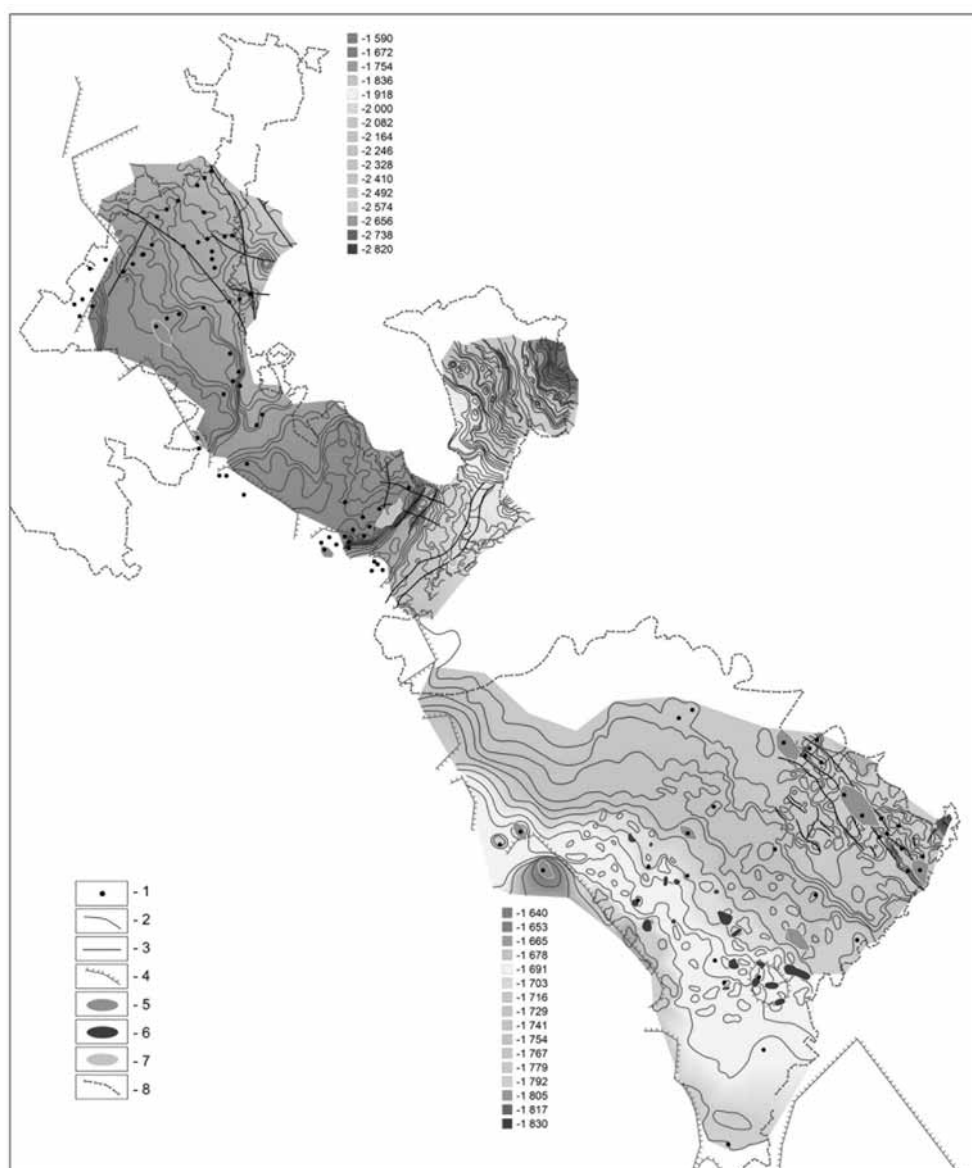


Рис. 2. Структурная карта поверхности рифейско-вендских отложений по данным глубокого бурения и сейсморазведки (использованы материалы сейсморазведочных партий: 18-19/81-82, 11-12/82-83, 15/03-6, 10/98, 449/222-В/01.)
1 – скважины глубокого бурения; 2 – изолинии структурной поверхности; 3 – тектонические нарушения, предполагаемые по данным сейсморазведки; 4 – граница развития рифейско-вендских отложений; 5 – проявления позднепротерозойского магматизма по данным глубокого 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 (динамические 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.

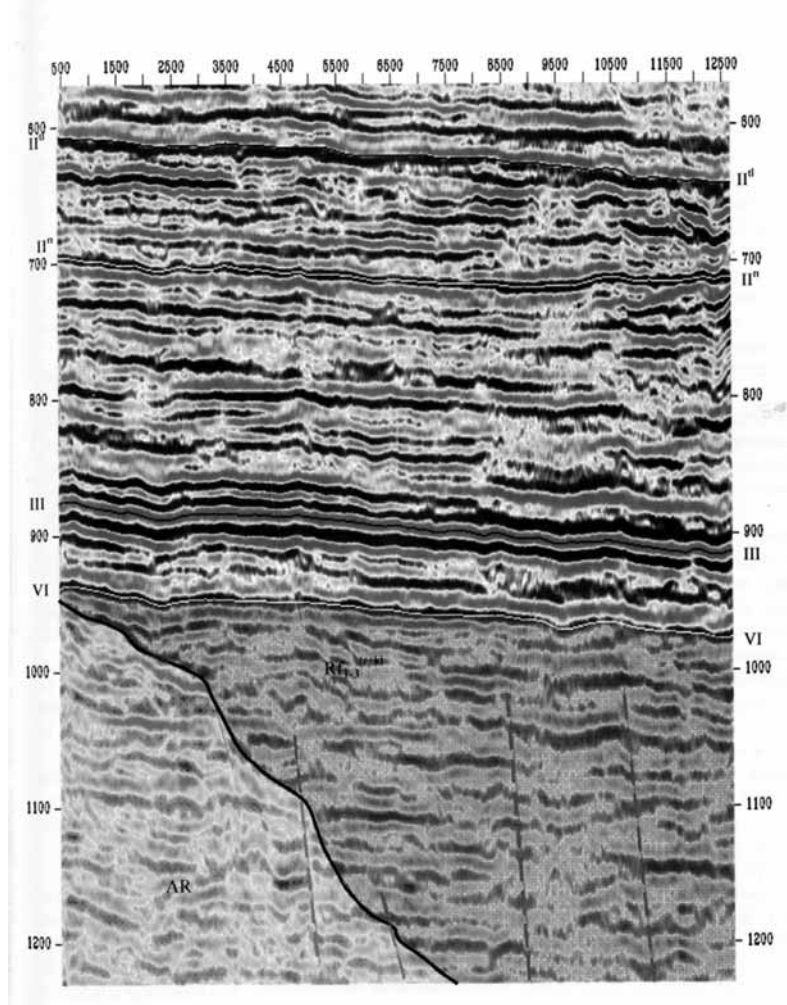


Рис. 3. Камско-Бельский авлакоген. Фрагмент временного сейсмического разреза.

Динамические 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 видоизменявшимися 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 микропорфиры, диабаз-порфиры, 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 Азевско-Салаушского месторождения, Бондюжском, Елабужском и Луговом месторождениях, расположенных в непосредственной близости от тектонических швов северо-восточного простирания, осложняющих юго-западный борт авлакогена.

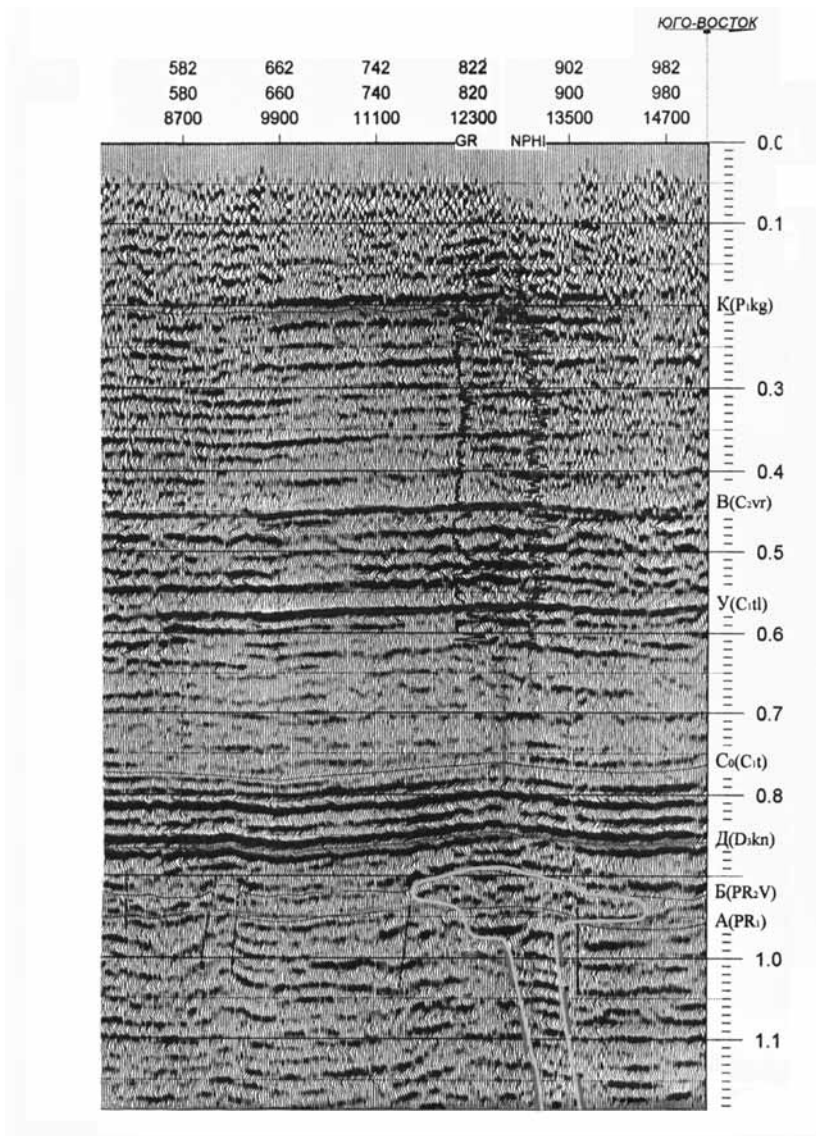


Рис. 4. Камско-Бельский авлакоген. Фрагмент временного сейсмического разреза.

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 вышележащей 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.

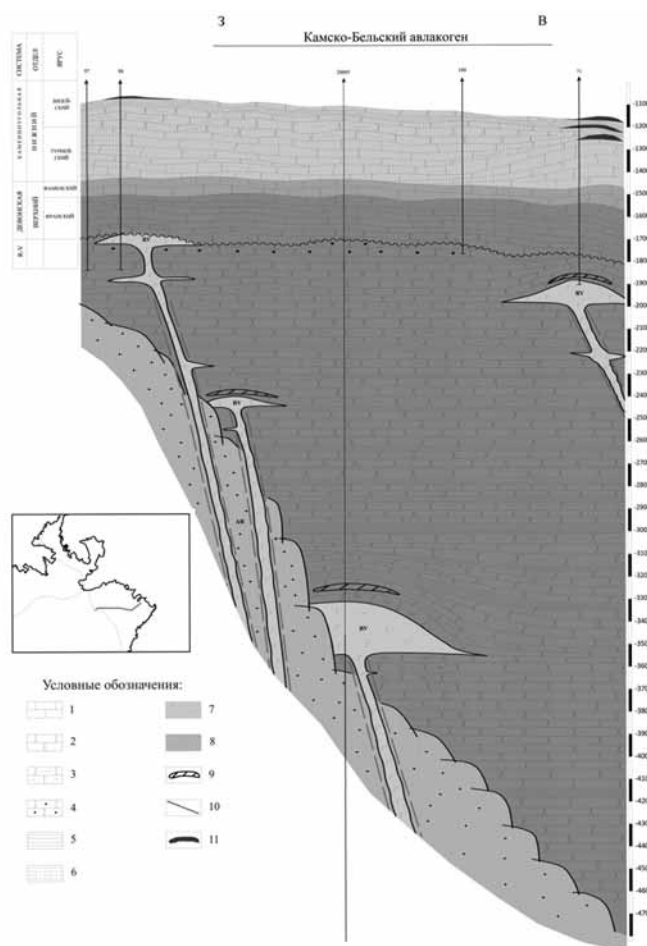


Рис. 5. Камско-Бельский авлакоген. Схематический геологический разрез.
1 – карбонаты; 2 – песчаники; 3 – песчаники глинистые; 4 – песчаники водоносные; 5 – алевролиты; 6 – глины и аргиллиты; 7 – габбро-диабазы; 8 – кристаллический фундамент; 9 – предполагаемые залежи в рифейско-вендских отложениях; 10 – 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 $2,6 - 2,7 \text{ г/см}^3$ обладают более высокой плотностью: $2,8 - 3,12 \text{ г/см}^3$. Габбро-диабазы характеризуются и более высокой магнитной

восприимчивостью: от 280 до 5000×10^{-5} ед. СИ по сравнению с породами кислого состава, характеризующихся величиной магнитной восприимчивости, варьирующей от 4,7 до 280×10^{-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/км². 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

¹Министерство энергетики РТ, Казань

²ГБУ ИПЭН АН РТ, Казань

³ОАО «Татнефтьпрот», 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 ККСР 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).

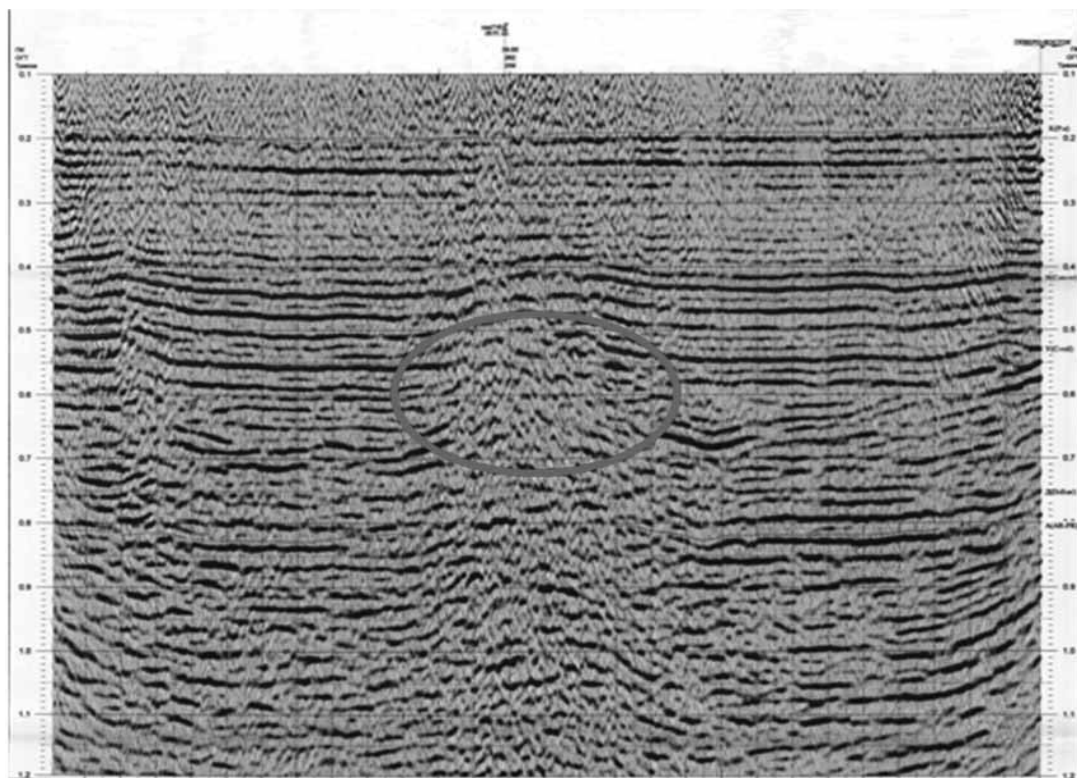


Рис.1. Фрагмент сейсмического временного разреза с выделенным ядром биогермной постройки, являющимся основанием структур в нижнем и среднекаменноугольном возрасте.

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 осадконакопления, а зачастую приводил к размыву и сносу их в эрозионно-карстовые ложбины (рис.2).

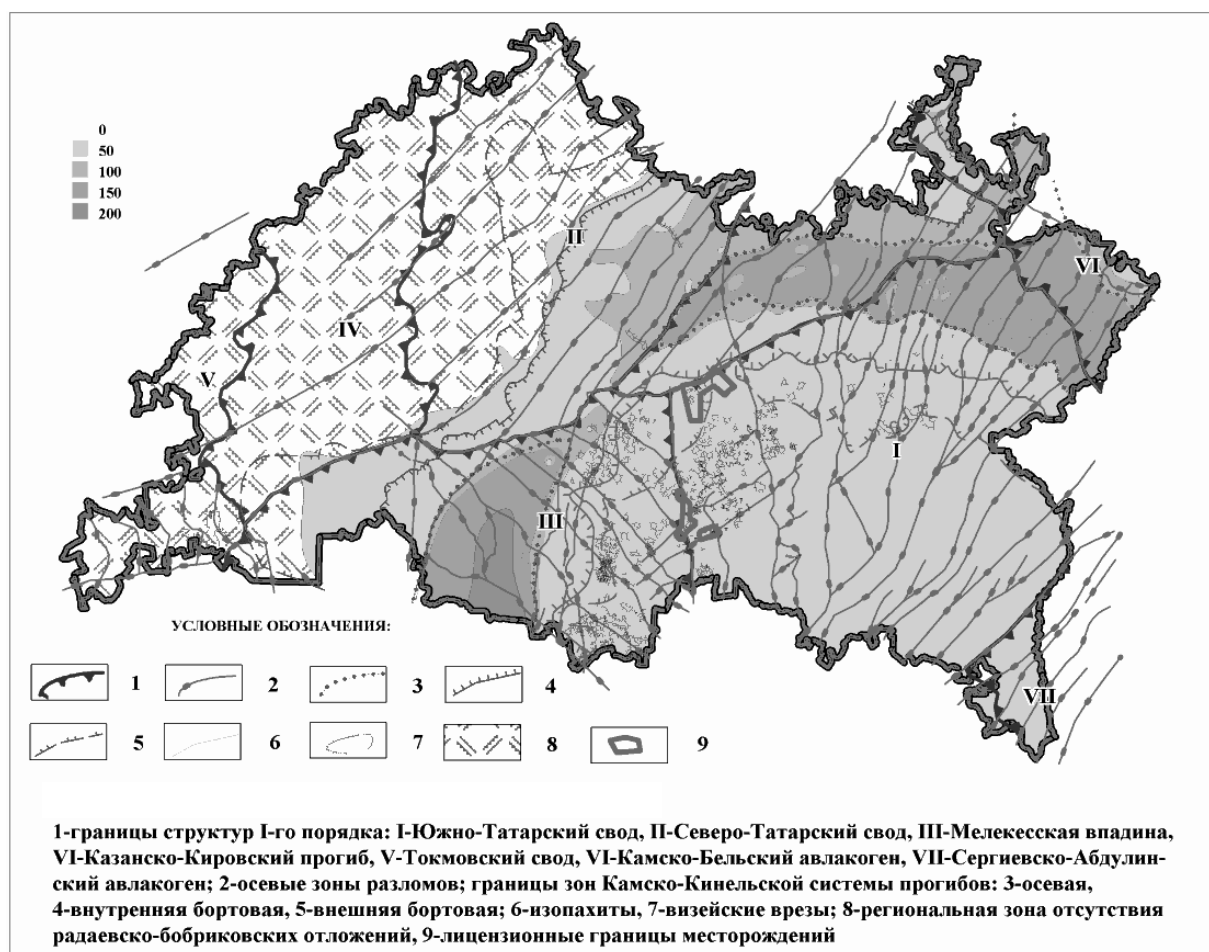


Рис.2. Палеогеологические условия осадконакопления в бобриковско-радаевское время (по данным Ларочкиной И.А.).

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 Стл-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).

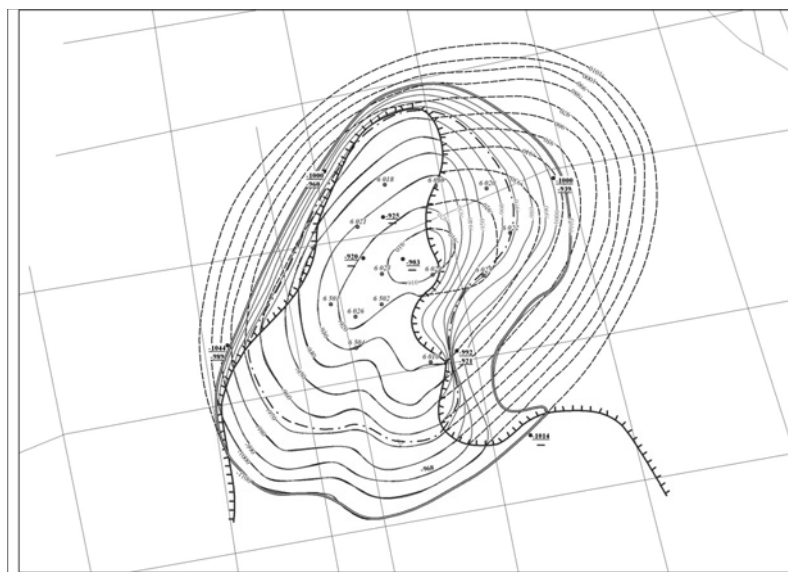


Рис.3. Структурный план Западно-Пановского поднятия Шереметьевского месторождения с элементами палеоструктурных построений.

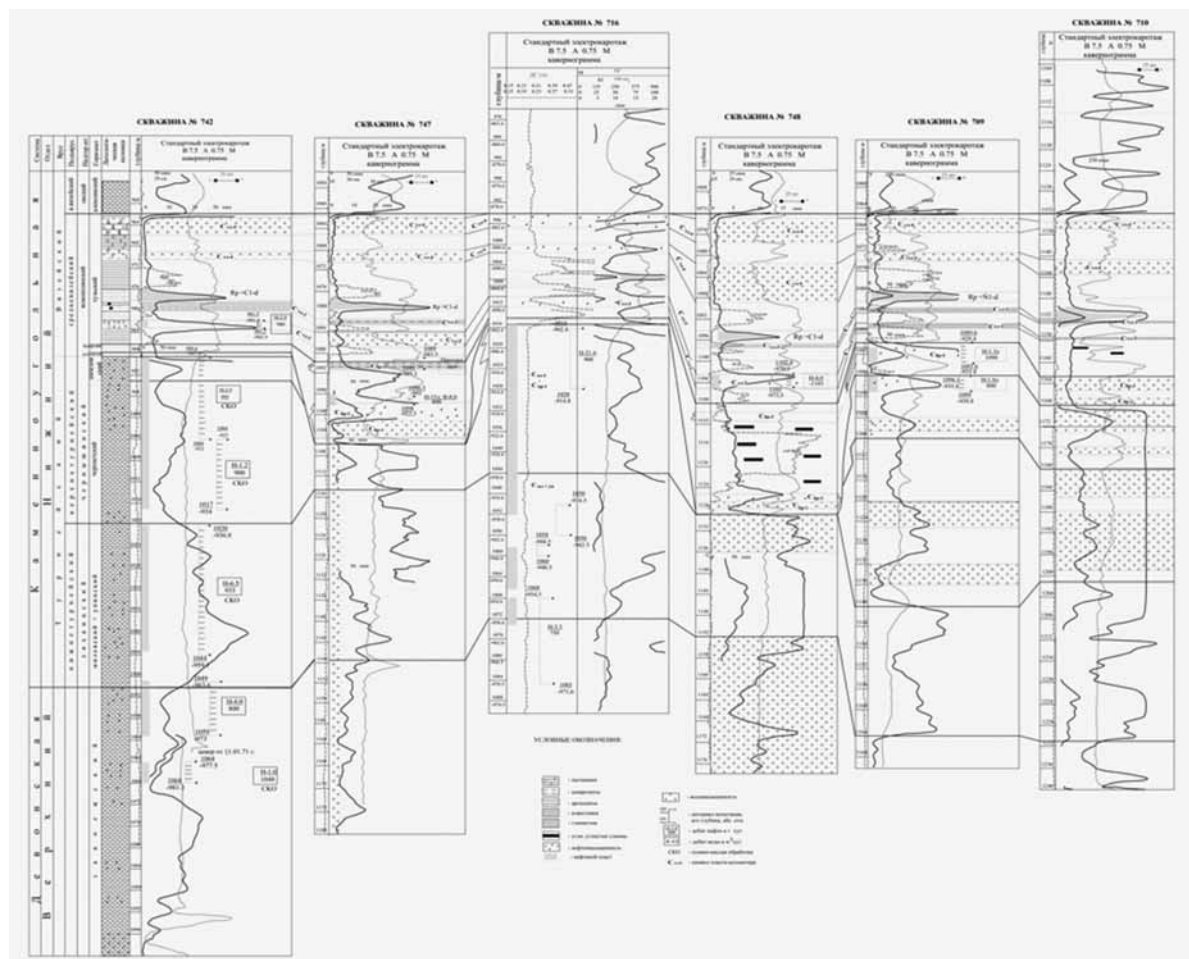


Рис.4. Схема корреляции терригенных нижнекаменноугольных отложений Шереметьевского месторождения.

Пласт $C_{\text{ТЛ-3}}$ на площади маломощный от 0,5 м до 0,8 м 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 $C_{\text{ТЛ-2}}$. 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 $C_{\text{ТЛ-1}}$ 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 $C_{\text{бр-1}}$, $C_{\text{бр-2}}$, $C_{\text{бр-3}}$ (снизу вверх).

В бобриковских отложениях Шереметьевского месторождения выделены пропластки $C_{\text{бр-3}}$, $C_{\text{бр-2}}$ и $C_{\text{бр-1}}$.

Пропластки представлены песчаниками мелкозернистыми, алевролитистыми, глинистыми с прослоями алевролитов. Пласт $C_{\text{бр-3}}$ развит в верхней части горизонта и сложен песчаниками алевролитистыми, 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 $C_{\text{бр-2}}$ 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 $C_{\text{бр-1}}$ выделяется исключительно в зоне турнейского вреза. Мощность изменяется от 1,0 м до 12 м.

Нефтеносность бобриковского горизонта связана преимущественно с пластами $C_{\text{бр-1}}$ и $C_{\text{бр-2}}$.

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 вреза, 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 флюидопоров 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 вреза 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 опойскованность локальных поднятий и соответственно залежей нефти и соответственно ниже риск ГРП. 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 опойсывания 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./км². 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./км² на Тетюшском участке до 4, 92 на Сунчелевском 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./км² 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 сейсморазведкой 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 км². Плотность сейсморазведочных работ, проведенных после 1985 г. в пределах лицензионных границ, составляет от 0,9 пог.км/км² на Бакташском поднятии (III участок); 1,95 пог.км/км² в зоне Володарской группы поднятий; до 2,1 пог.км/км² на Урганчинской и Адамчинской группе поднятий. Средняя плотность сейсмопрофилей по всему лицензионному участку составляет 1,7 пог.км/км². Такая плотность является весьма низкой и недостаточной для дальнейшего опосредования 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-Володарское и выходящее за пределы лицензионной границы Северо-Володарское поднятия образуют валообразную зону с простираем на северо-восток. Размер Володарского локального поднятия по длинной оси, направленной на северо-восток, 1,81 км, в крест простираем размер поднятия 1,43 км. Размер Южно-Володарского локального поднятия по длинной оси, направленной на северо-восток, 1,42 км, в крест простираем размер поднятия 0,84 км. Амплитуда обоих поднятий <10 м.

Вторую валообразную зону, более широкую в плане, образуют Урганчинская и Адамчинская группа поднятий. Простираем второй валообразной зоны – так же северо-восточное. Размер Урганчинского локального поднятия по длинной оси, сильно вытянутой на северо-восток, 3,19 км, в крест простираем размер поднятия 0,95 км. Амплитуда поднятия >10 м.

Адамчинское поднятие опосредовано скв. 728, которая, по нашему мнению, попала в восточную крыльевую часть. Поэтому сводовая часть осталась не опосредованной. 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 опосредовано 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 простираем 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 проектировании 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/км².

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/км². 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-Володарского 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 м³ с уровня 1050 м. В настоящий момент скважина вырабатывает 2,5 м³. Коллектор, представленный песчаником, есть также в бобриковских отложениях. Все это говорит о том, что структура при дальнейшем ее опоисковании может расширяться. 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/км² 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 субпараллельно 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/км² и составит 3,2 пог.км/км².

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/км² 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-Татарского 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.Баженков, В.С.Дубровский
ООО «ТНГ-Групп», г.Бузульма

Существующее состояние в области ГИС скважин действующего фонда при определении характера текущей насыщенности

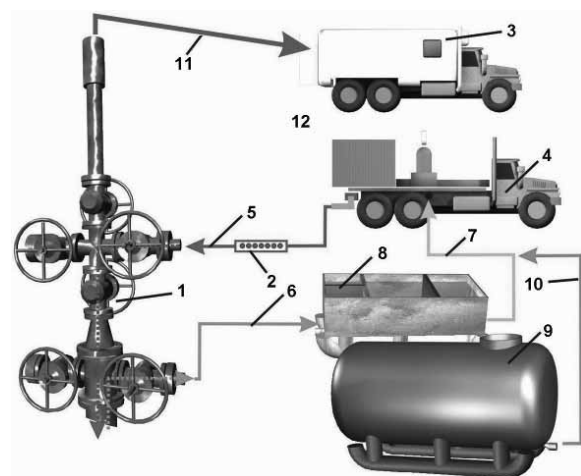
Использование ядерно-геофизических методов для решения различных задач при контроле разработки Ромашкинского нефтяного месторождения

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

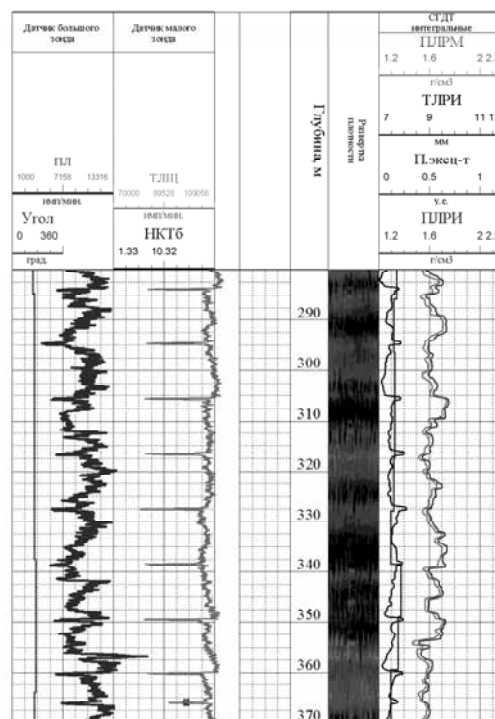
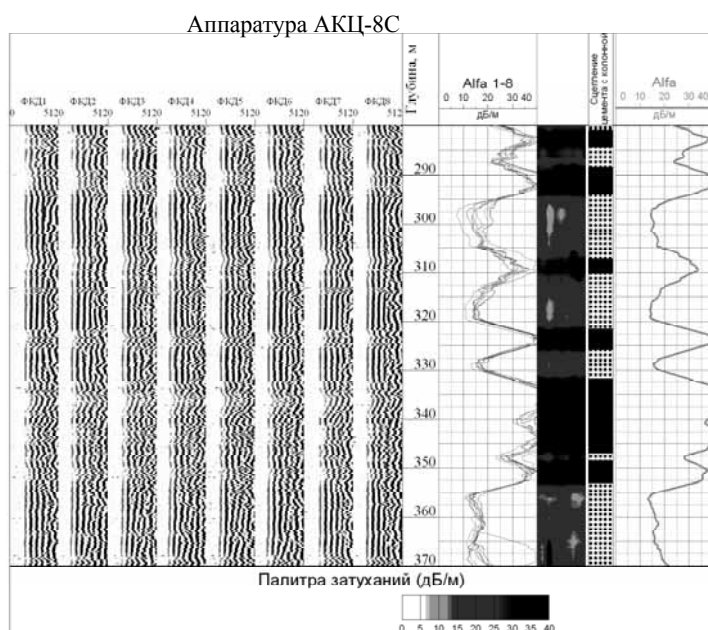


Рис. 2. Определение качества цементирования по результатам исследований аппаратурой АКЦ-8С и СГДТ-СВ.

На сегодняшний день успешно используется один из новых методов – скважинный видеоконтроль «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.

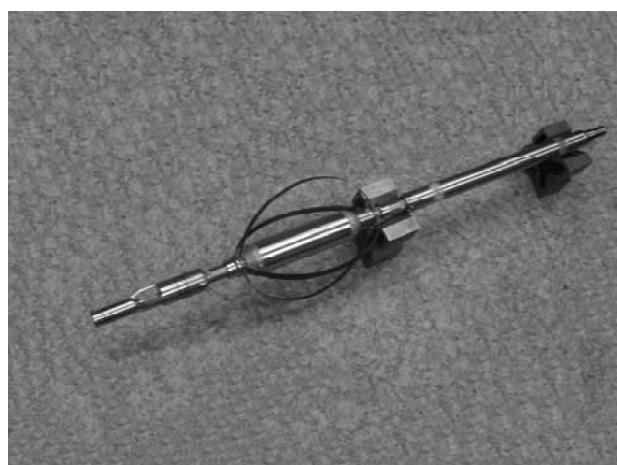


Рис 3. Визуальное изображение кумулятивной перфорации в эксплуатационной колонне.

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.

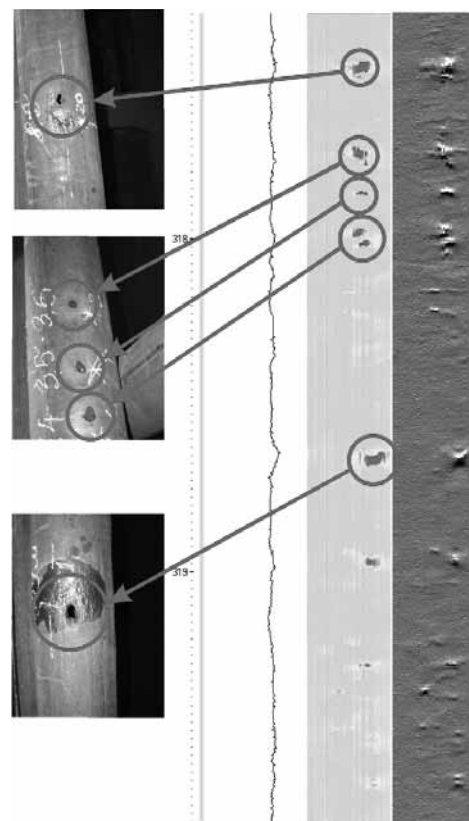


Рис. 4. Сравнение результатов исследований магнитным интроскопом с результатами визуального контроля после отворота и подъема колонны.

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 нефтегазопроисловых 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 отражение 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 структурных 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 (43 000 кв. 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 $\chi < 10 \times 10^{-5}$ 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 $< \chi \leq 2000 \times 10^{-5}$ ед.СИ – 24.9% образцов;
4. Сильномагнитные $\chi > 2000 \times 10^{-5}$ 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 $\chi = 0 \div 5 \times 10^{-5}$ ед. СИ), слабомагнитных ($\chi = 10 \div 25 \times 10^{-5}$ ед. СИ) и сравнительно магнитных ($\chi = 25 \div 100 \times 10^{-5}$ 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 незначительны 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 ($\chi_{\text{макс}}$ до $60\text{--}132 \times 10^{-5}$ 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 $\Delta T_{\text{л.ост.}}$ амплитудой до 5 нТл. Морфологией поля $\Delta T_{\text{л.ост.}}$ подчеркивается более крутое положение складки на северной переклинали.

Изменчивость магнитных свойств пород в пределах структур Областовского 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 высокочувствительной аппаратурой (магнитометр АКМ-01, чувствительность датчика 0.001 нТл, 1296 изм./с). Одним из новых приемов обработки и интерпретации аэрогеофизических данных

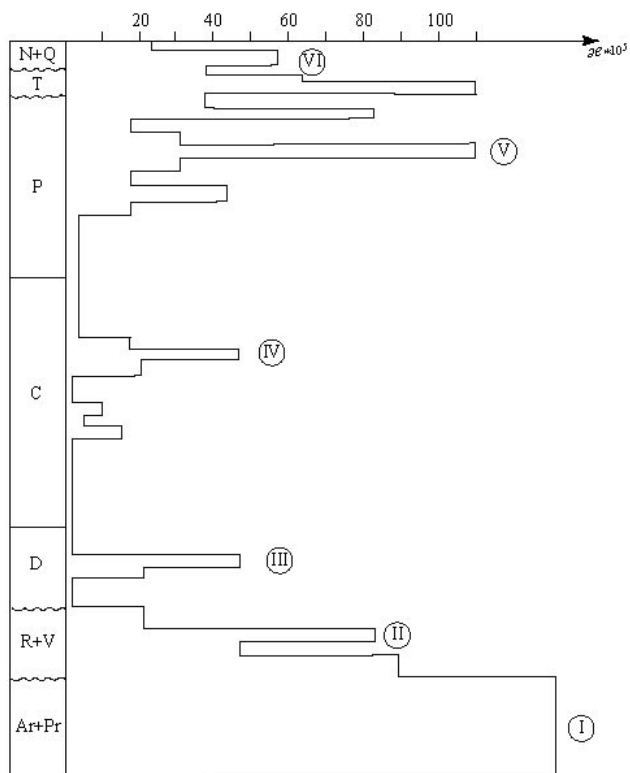


Рис.1. Сводный литомагнитный разрез по территории Удмуртской Республики.

① номера литомагнитных комплексов.

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 влияния 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 аномалиями 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 перспективные площади для постановки поисковых работ методом МОВ ОГТ-2Д (рис.3).

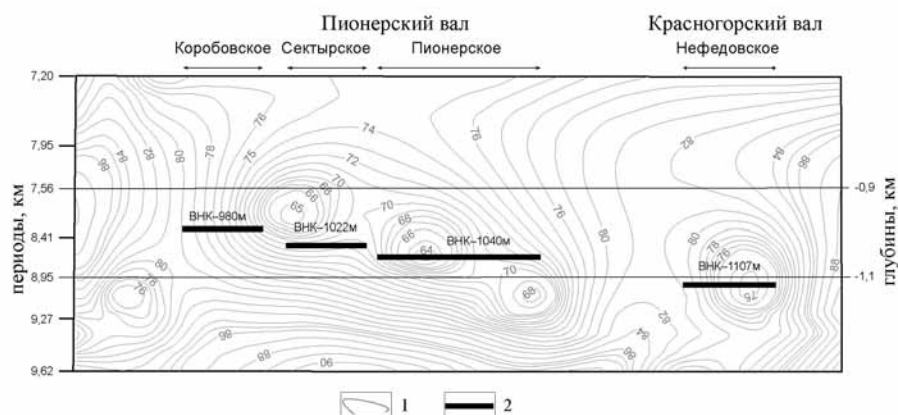


Рис.2. Спанограмма по маршруту 33

1 – изолинии амплитудных характеристик (СПАН) магнитного поля, усл. ед., 2 – положение залежи нефти.

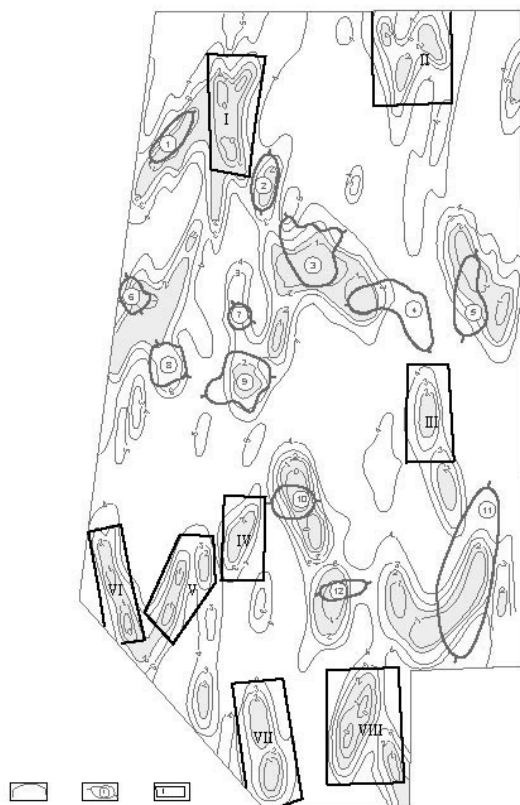


Рис.3. Результаты анализа магнитного поля по программе СПАН.

- 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 подтверждение 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, отвечающие структурам тектоно-седиментационного генезиса северо-западного простирания, другим структурам, 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-Чибириинский вал. Эти результаты были получены при обработке магнитного поля по программе томографического анализа.

4. Перспективы поисков новых объектов, связанных 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 «НИИнефтепрохим», *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 внутрискважинным 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 предназначена 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 1 кг 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 промышленных условиях.

Известно, что процесс жидкофазного окисления газового ШФЛУ протекает под давлением 50 кгс/см² при температуре 150-180 °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 малоприменимы 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°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°С	3-6

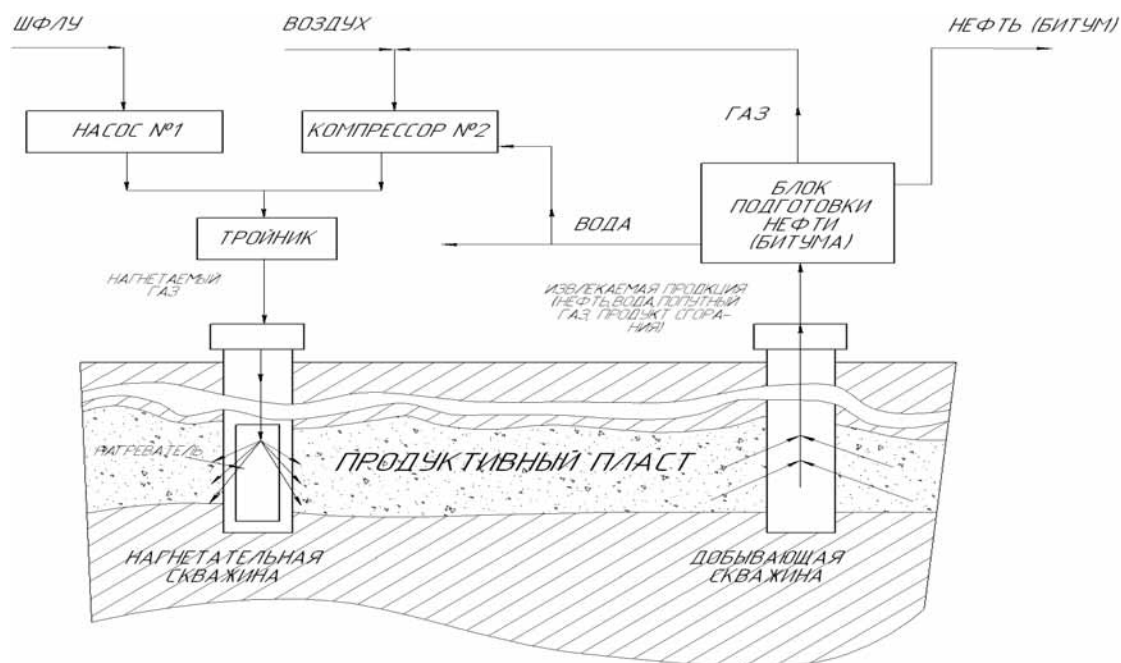


Рис.1. Принципиальная блок-схема осуществления технологии.

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 °С, спз при 70 °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, °С	-40; -45	-
5	рН 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 °С при 150 °С при 200 °С	0,75 0,90 1,40	2,5 6 10,0
8	Скорость коррозии стали «Д» при 25 °С, мм/год при 100 °С, мм/год при 150 °С, мм/год при 200 °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 увеличения 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 A 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 $A=2,21 \cdot 10^{-6}$.

На рис. 1 показано изменение энергии активации вязкого течения воды от температуры.

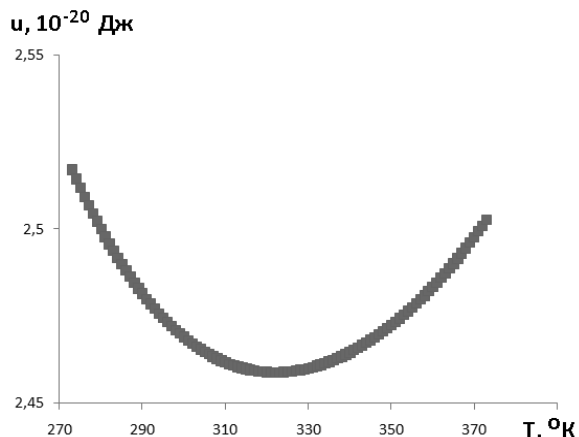


Рис.1. Зависимость энергии активации воды от температуры.

Аналогичным образом исследованы температурные зависимости энергии активации других жидкостей. Характер температурной зависимости энергии активации других жидкостей, например, бензола или углеводов, 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 углеводов 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 обуславливает 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 углеводов 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 углеводов 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., Алмасов В.Е., Кравцов Я.И., Буторин Э.А., Марфин Е.А., Самбунова Л.И., Шестернин В.В. Анализ эффективности термоволнового воздействия на Мордовско-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.Вишневого. – 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.

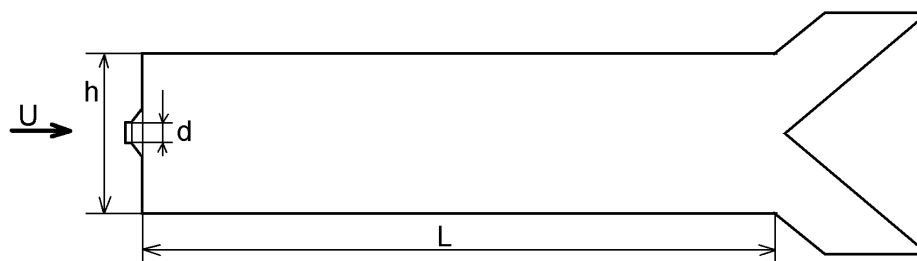


Рис. 1. Схема рабочего участка излучателя.

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-ε 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:

$$A_{\text{отн}} = A / (\rho U^2 / 2) \quad (1)$$

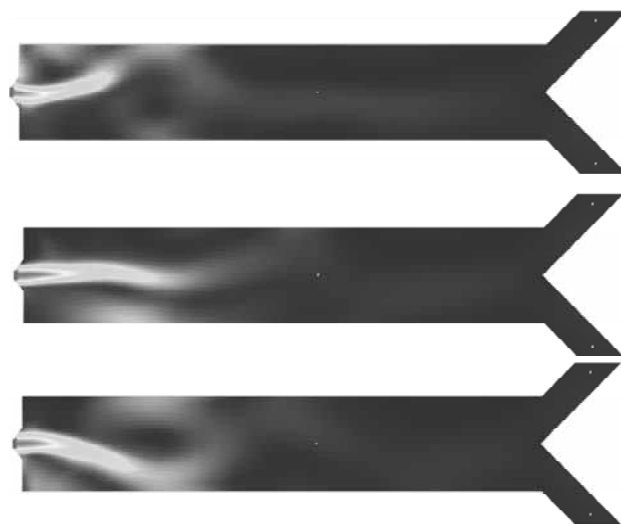


Рис.2. Поле скоростей в продольном сечении излучателя в различные моменты времени.

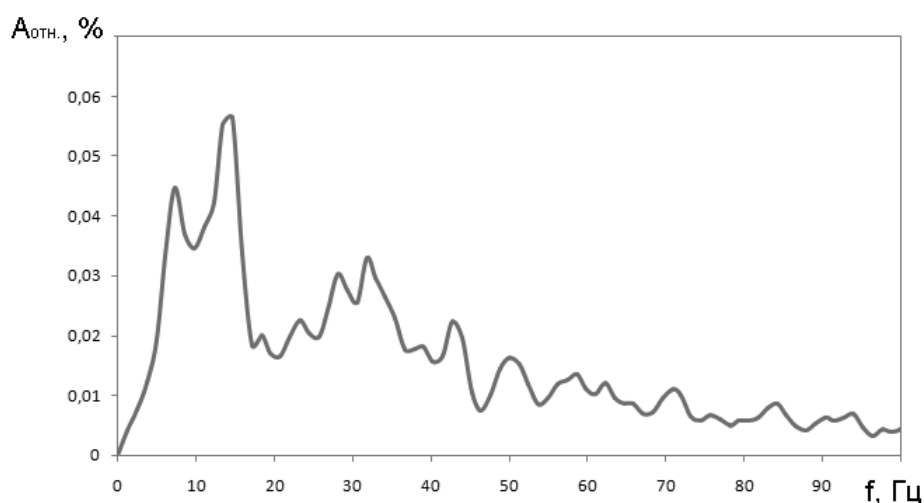


Рис.3. Спектр генерируемых колебаний.

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 Струхала, равному

$$Sh=fd/U=0,32, \quad (2)$$

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 «Татбурнефт»»

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 регулировании 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, структурированность, 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, характеризующиеся 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 законодательства 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 добычных 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-депресссионные воздействия, гидроразрыв пласта и т.д.

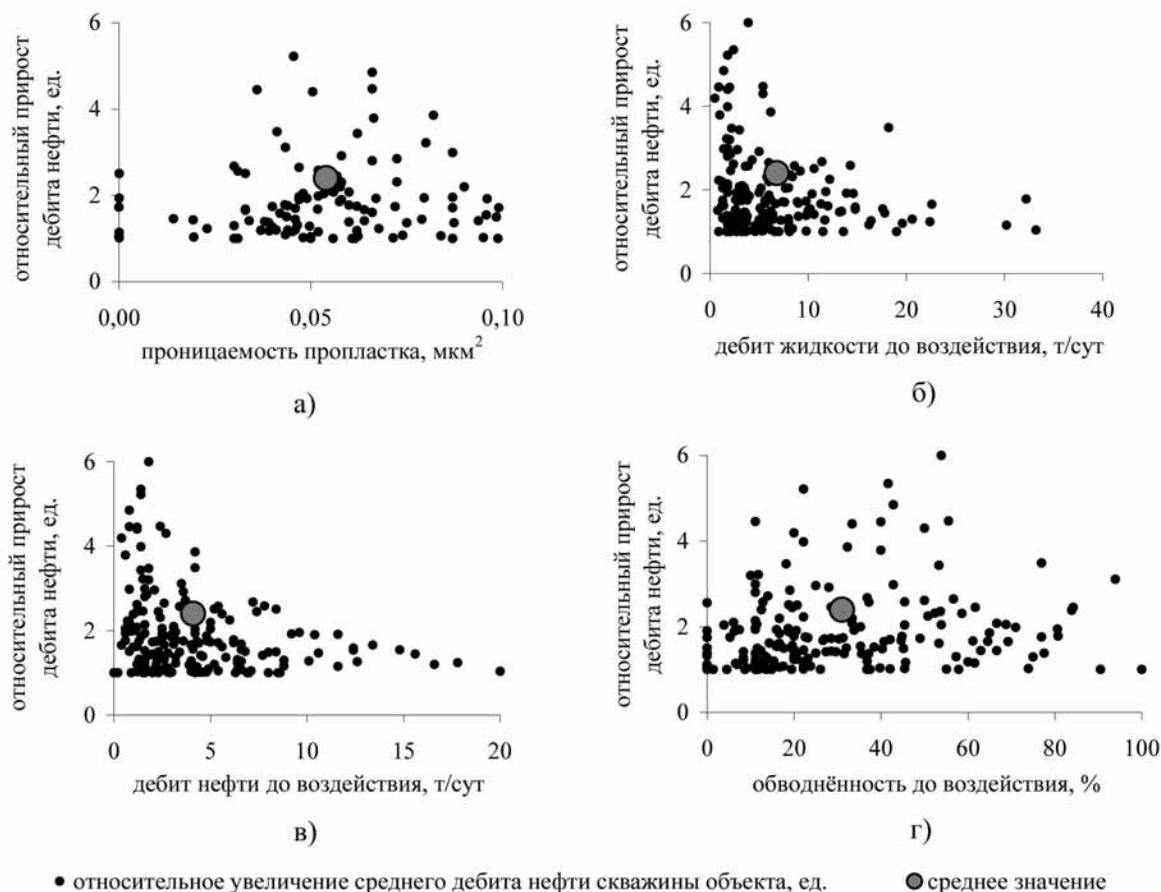
Задачей настоящей работы являлось формирование рекомендаций по дальнейшему использованию наиболее перспективных технологий стимуляции притока нефти на основе анализа результатов их применения в условиях разработки низкопроницаемых коллекторов.

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 мкм²,

глинистости – 5,5 %, нефтенасыщенной толщины – 2 м, дебите жидкости – 9,3 т/сут, дебите нефти – 2,2 т/сут, обводненности – 46 %.



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.

36,3 ед., составляя в среднем 1,6 ед.) при величине проницаемости пропластка, равной в среднем 0,052 мкм², 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 солянокисл. 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 мкм², 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, глиноукислотная 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.

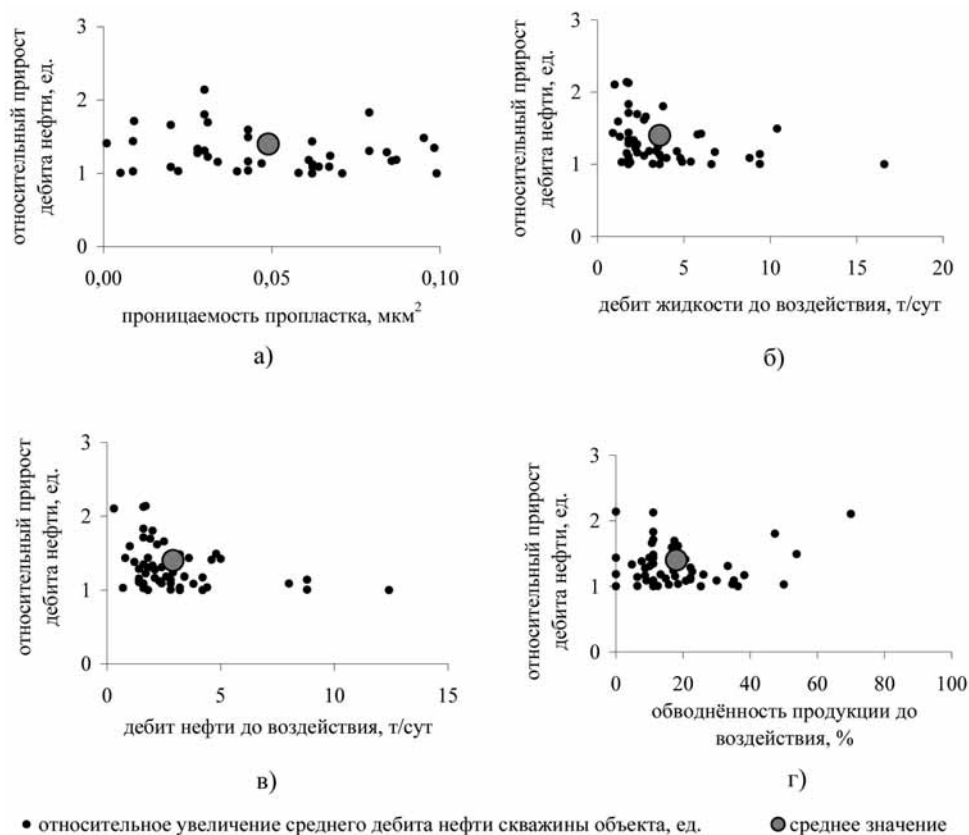


Рис. 2. Связь относительного увеличения среднего дебита нефти за счет применения технологии «Для КХДВ СНПХ-9030» с проницаемостью пропластка (а), дебитом жидкости (б) и нефти (в), обводненностью продукции (г) до воздействия.

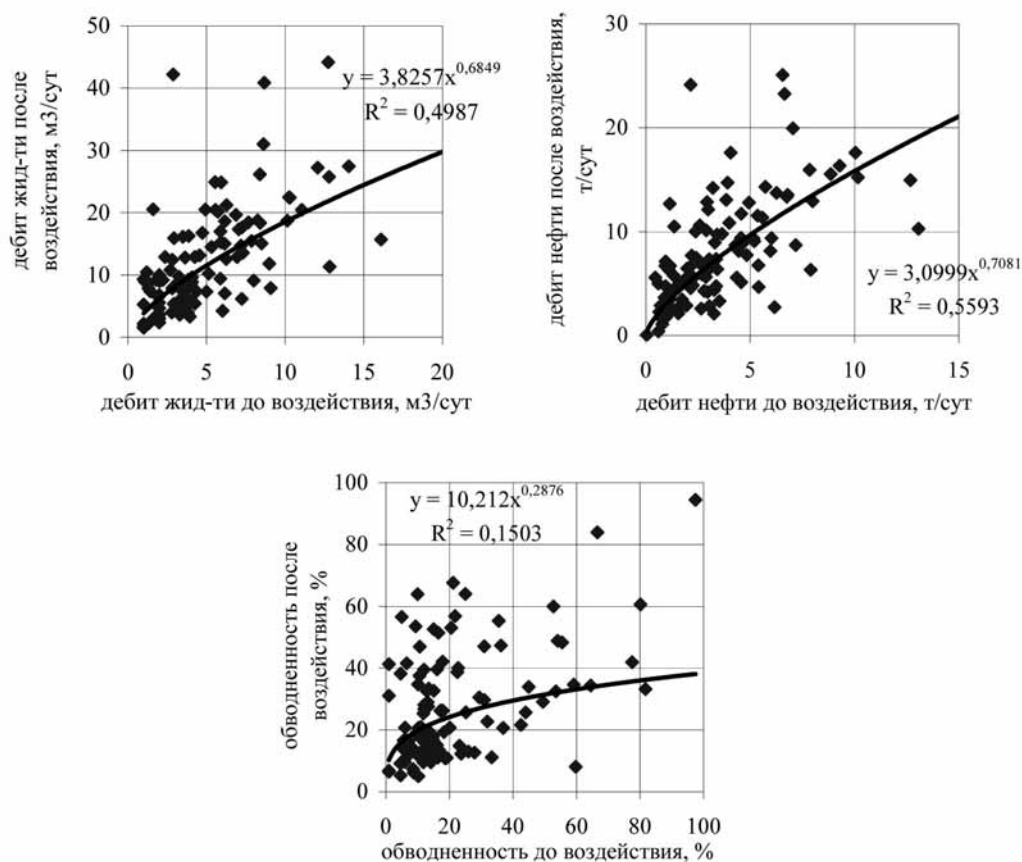


Рис. 3. Связь показателей работы скважины до и после применения технологии «Гидроразрыв пласта».

Таблица 2

**Результаты применения технологий увеличения дебита нефти путем восстановления проницаемости
прискважинной зоны пласта**

Наименование технологии	Кол- во меропри- ятий	Показатели до воздействия			Увеличение дебита нефти		Индекс доход- ности затрат, ед.	При- влека- тель- ность, ед.
		дебит жид- кости, т/сут	дебит нефти, т/сут	обвод- нен- ность, %	абсо- лют- ное, т/сут	отно- ситель- ное, 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 + имплож. 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 м³/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 %).

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
Кисотно-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 «Кисотно-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).

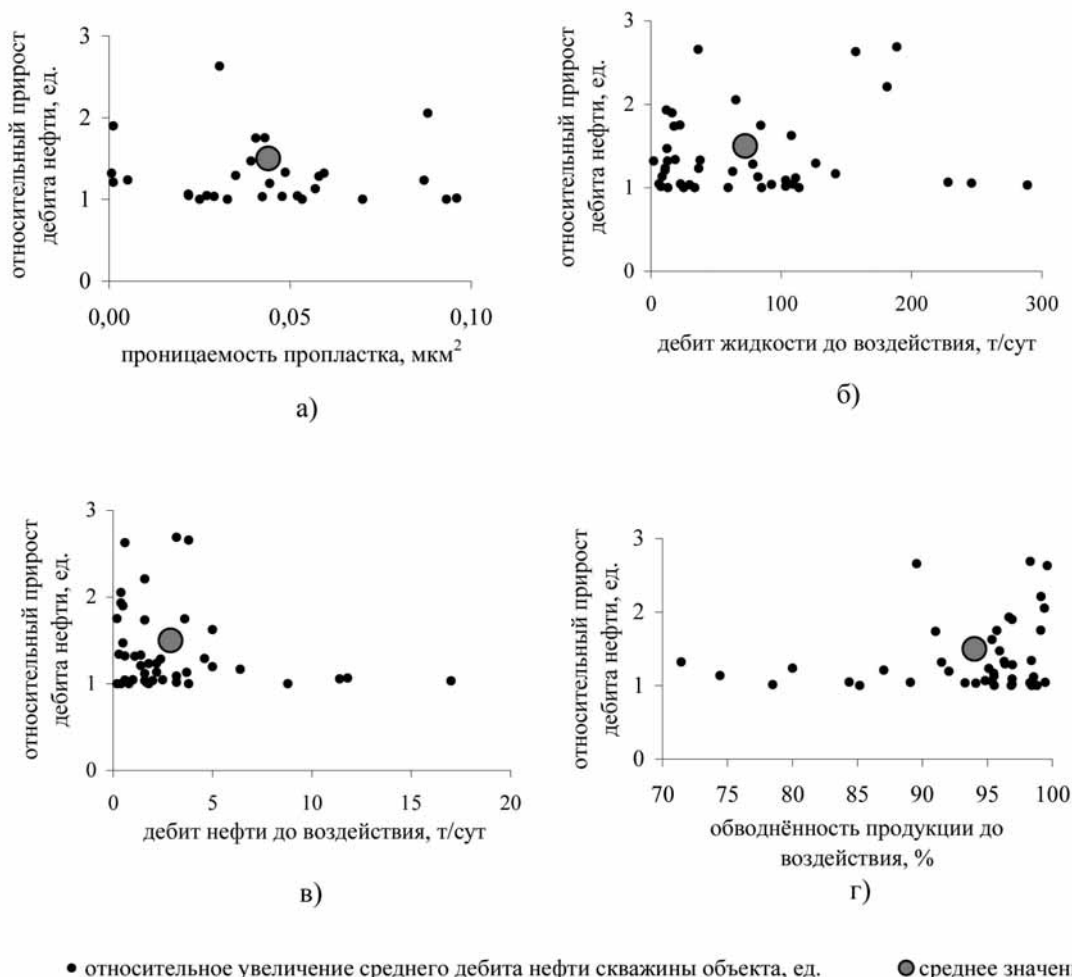


Рис. 1. Связь относительного увеличения среднего дебита нефти за счет применения технологии «СНПХ-9633» с проницаемостью пропластка (а), дебитом жидкости (б) и нефти (в), обводненностью продукции (г) до воздействия.

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 мкм², 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 мкм², 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. добавками	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 мкм², 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 мкм², 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.

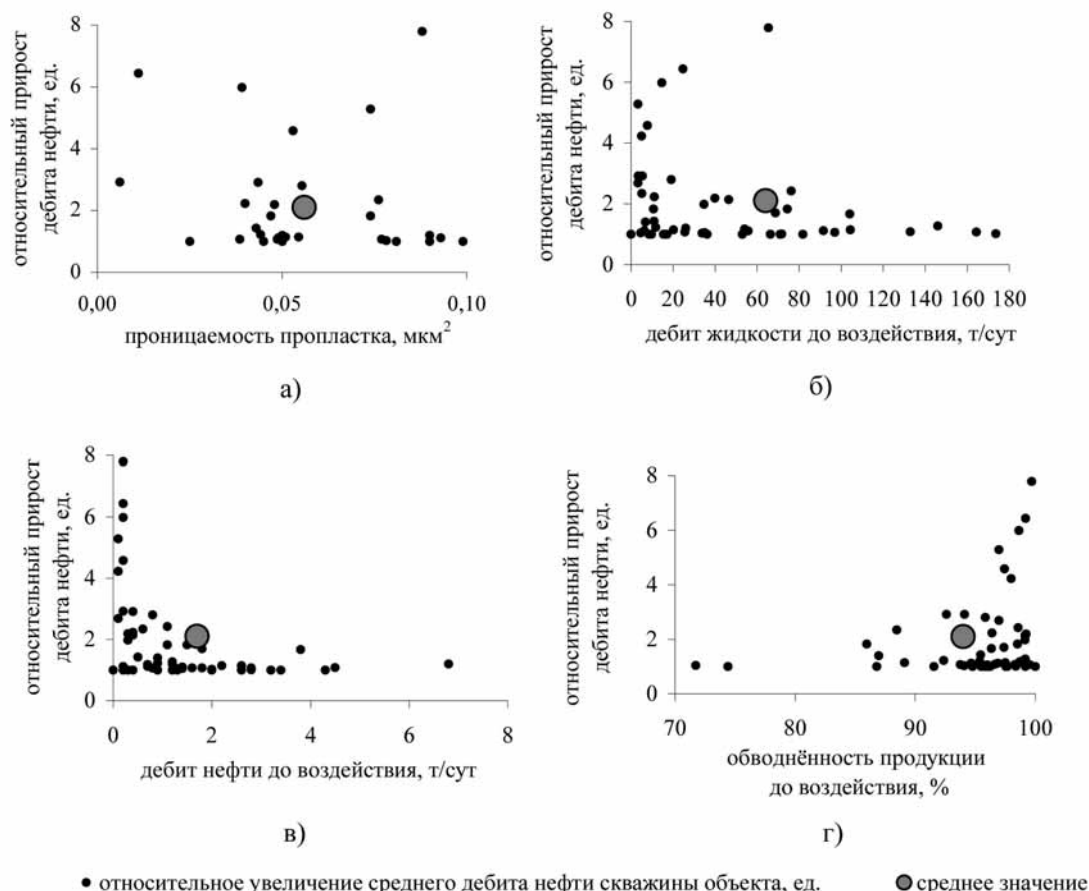


Рис. 2. Связь относительного увеличения среднего дебита нефти за счет применения технологии «ВУС» с проницаемостью пропластка (а), дебитом жидкости (б) и нефти (в), обводненностью продукции (г) до воздействия.

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 м³/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 %.

**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

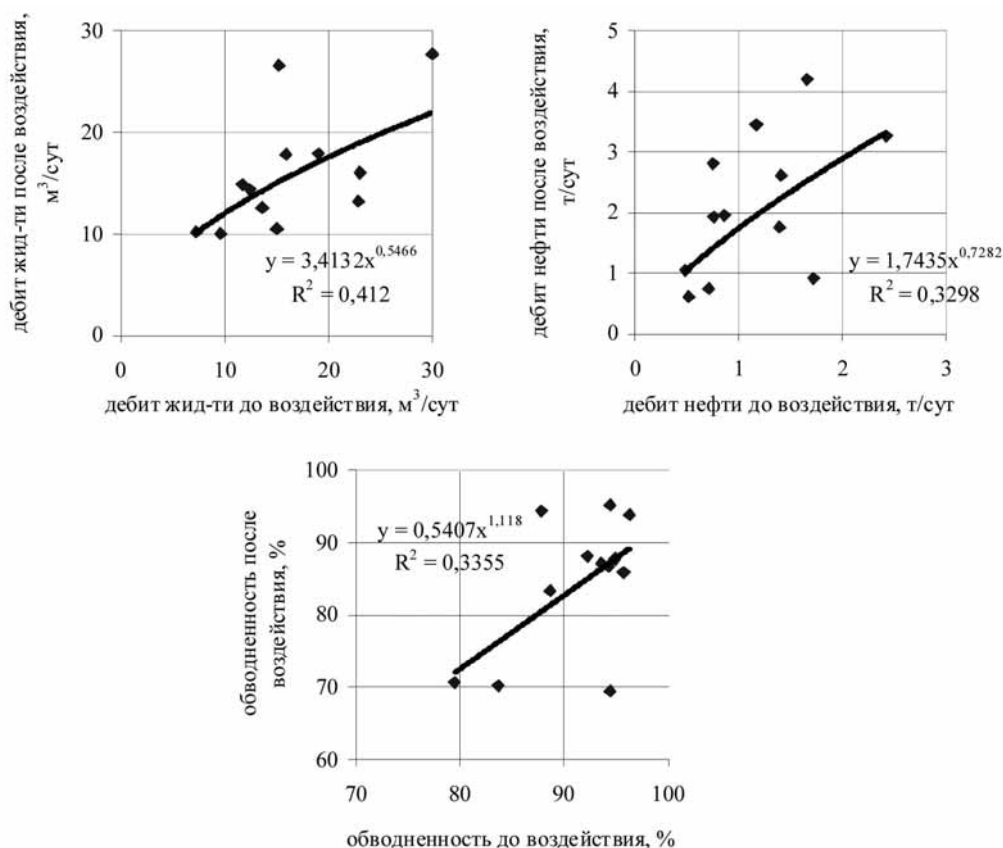


Рис. 3. Связь показателей работы скважин до и после применения технологии «Нефтебитумный продукт».

**Средние результаты уточненных оценок величины эффекта
по мероприятиям проанализированных 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
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 м³/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 «кern-ГИС», устанавливаемым при непосредственном сопоставлении геофизических параметров с $K_{пр}$ по керну; 2) по зависимости «кern-кern» $K_{пр}=f(K_{п})$, получаемой при сопоставлении значений $K_{п}$ и $K_{пр}$, 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

$$K_{пр} = a_1 \cdot \exp(a_2 \cdot K_{п}), \quad (1)$$

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 $\ln(a_1)$ и a_2 :

$$\ln(K_{пр}) = \ln(a_1) + a_2 \cdot K_{п}. \quad (2)$$

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:

$$K_{пр.исход} = 0.00549 \cdot e^{0.43422 K_{п}} \quad (3)$$

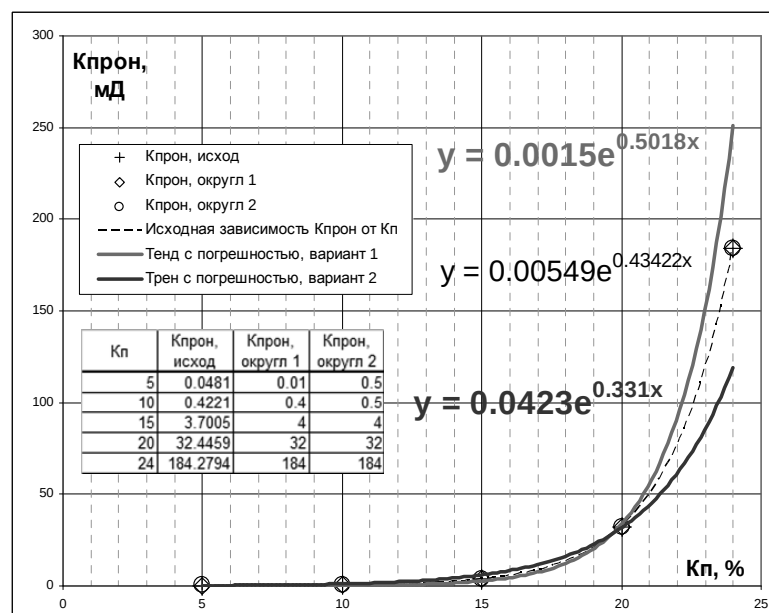


Рис.1. Пример неправильных экспоненциальных зависимостей, получаемых с помощью программы Excel.

Если значения $K_{пр}$ заданы точно, то получаемая с помощью программы Excel формула экспоненциального тренда точно совпадает с исходной формулой (3). Однако при наличии погрешностей измерения $K_{пр}$ (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 $K_{п}=24\%$ 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 кумулят

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.

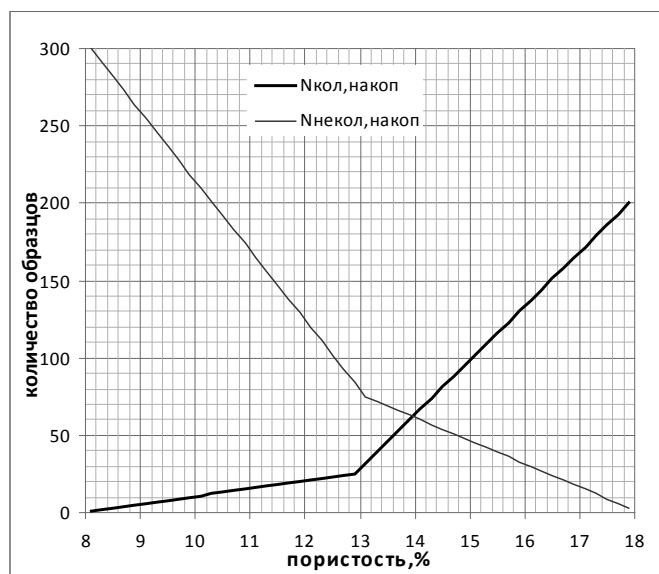
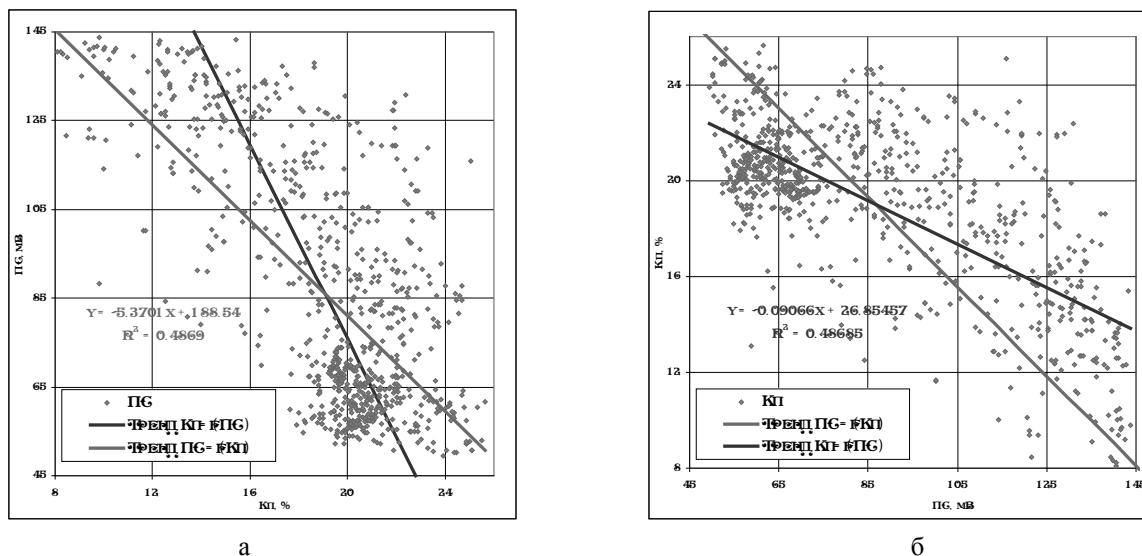


Рис.2. Результаты мысленного эксперимента. Кумулятивные кривые для месторождения Н пересекаются при $K_n=14\%$, тогда как заранее было известно, что $K_{n,гран}=13\%$.

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 K_n и ПС, рассчитанных по формуле линейной регрессии для случаев, когда в качестве независимой переменной используется: а) K_n (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.

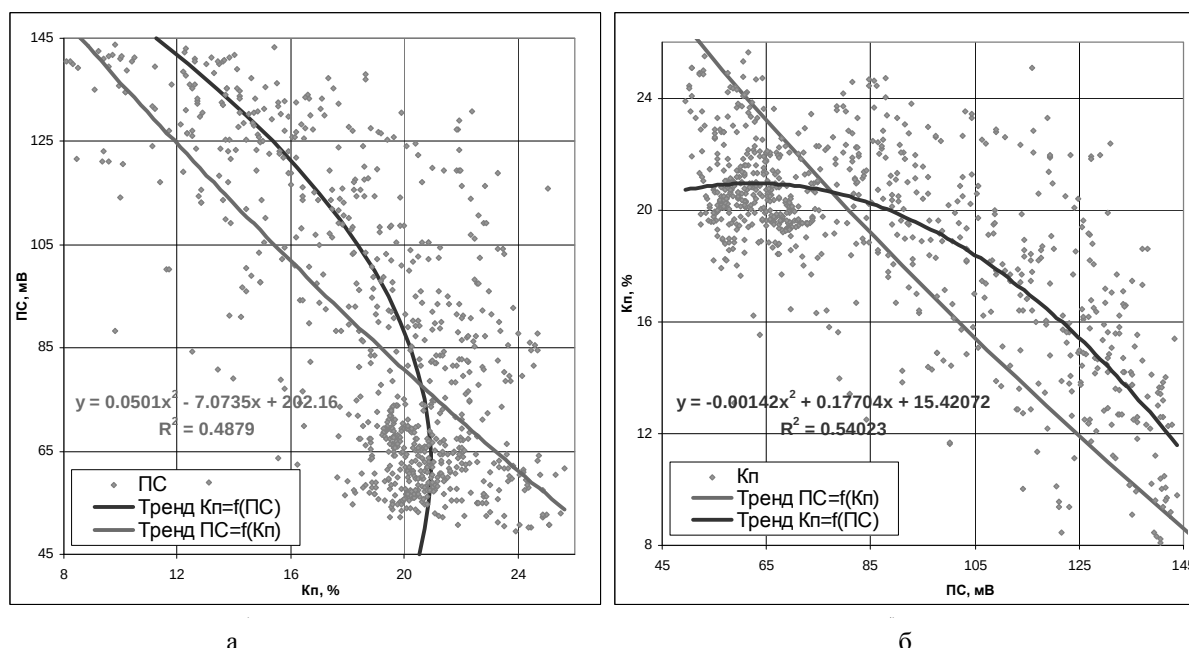


Рис. 4. Сравнение вариантов корреляционной зависимости K_p и PC, рассчитанных по формуле квадратичной регрессии для случаев, когда в качестве независимой переменной используется: а) K_p (линия тренда красного цвета); б) PC (линия тренда синего цвета).

Преимущество использования в качестве независимой переменной K_p заключается в том, что получающаяся кривая охватывает практически весь диапазон изменения параметров K_p и PC. К сожалению, получаемые линии тренда проходят вдали от основного скопления точек.

При использовании в качестве независимой переменной PC 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 K_p 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 PC в промежутке от 45 мВ до 65 мВ, увеличиваются, что противоречит общеизвестному факту об увеличении значений PC только при уменьшении коэффициента пористости.

Учитывая такую неоднозначность получаемых результатов, для построения оптимальных петрофизических связей между пористостью и PC необходимо использовать методы конъюэнтного анализа [3]. Главное отличие конъюэнтного анализа от обычного регрессионного заключается в том, что при конъюэнтном 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 конъюэнтного анализа, которая впервые была использована при построении геолого-петрофизической модели месторождения В. Как мы и предполагали, график петрофизической зависимости, полученной с применением методики конъюэнтного 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 предшествующих 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.

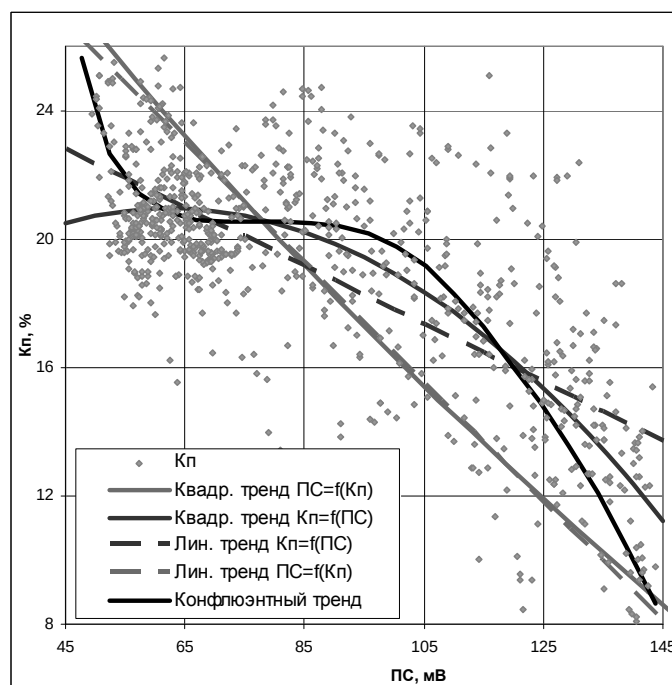


Рис. 5. Сравнение вариантов корреляционной зависимости $K_{п}$ и ПС, рассчитанных по методу конфлюэнтного анализа и методу регрессии.

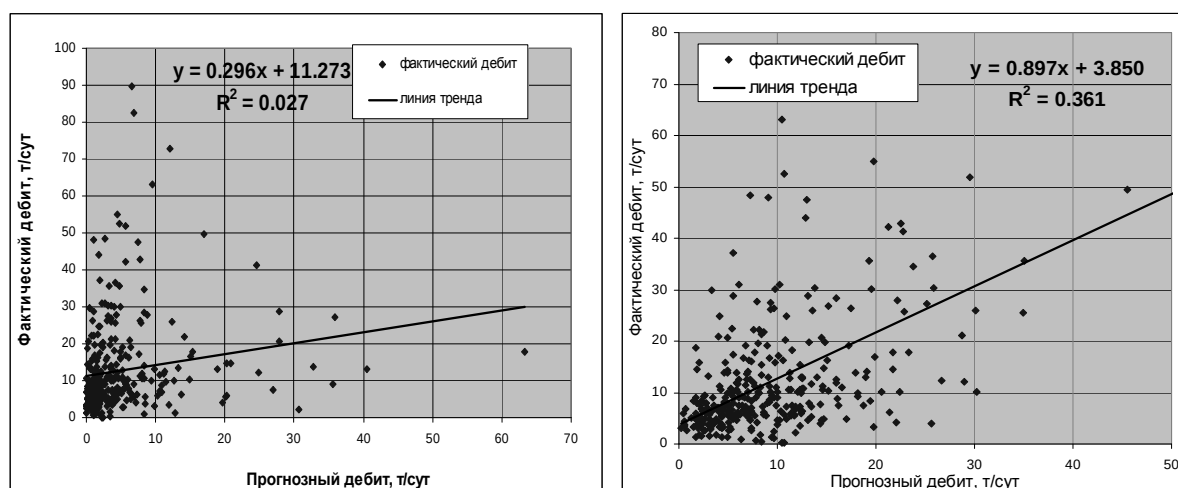


Рис. 6. Сопоставление прогнозных и фактических дебитов, рассчитанных на основе интерпретации предшественников и прогнозных дебитов на основе уточненной интерпретации с применением конфлюэнтного анализа.

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.

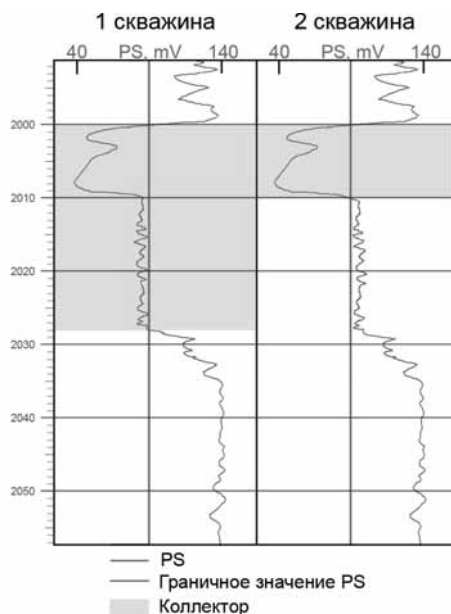


Рис.7. Проблема выбора граничного значения PS.

То же самое получается, если вместо PS 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 PS соответствуют самые разные значения пористости по керну. Можно утверждать, что такой большой диапазон изменения пористости при заданном PS обусловлен, прежде всего, неоднородным строением пластов и лишь в малой степени – погрешностями измерений пористости и PS, 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 (K_{II}).

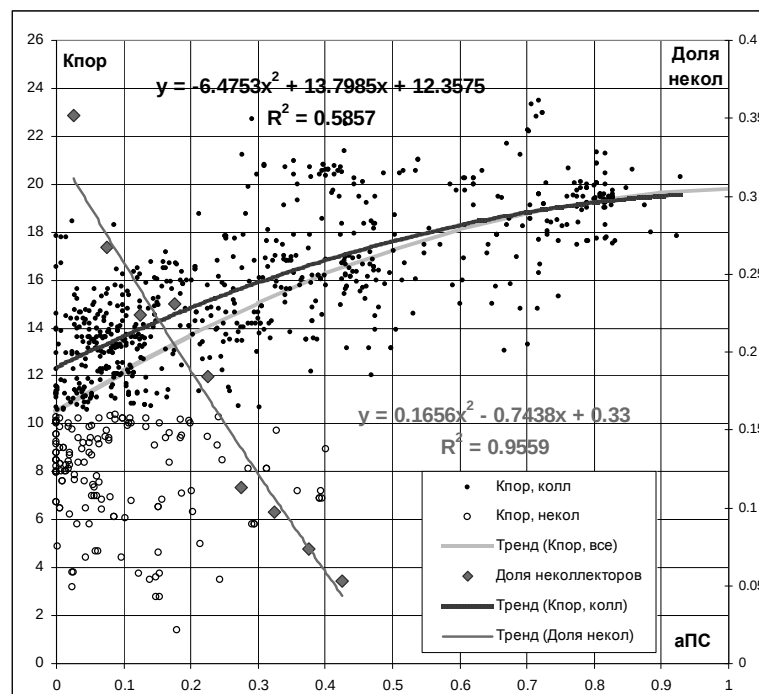


Рис.8. Зависимость доли неколлекторов и средней пористости коллекторов для месторождения Т.

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 $K_p < 10.4$ отмечены как неколлекторы. Для каждого интервала изменения $\alpha_{ПС}$ 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 $\alpha_{ПС}$ больше 0.6 оба тренда практически совпадают. Однако при меньших значениях $\alpha_{ПС}$ 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 ПРЕ 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.

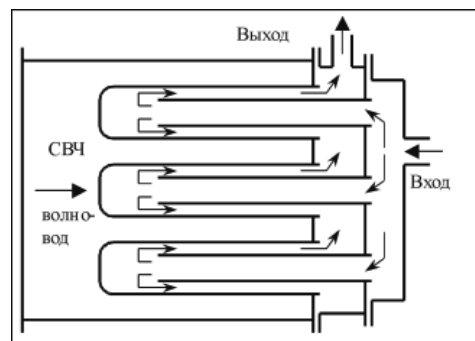


Рис.1.

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 стрелковой 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.

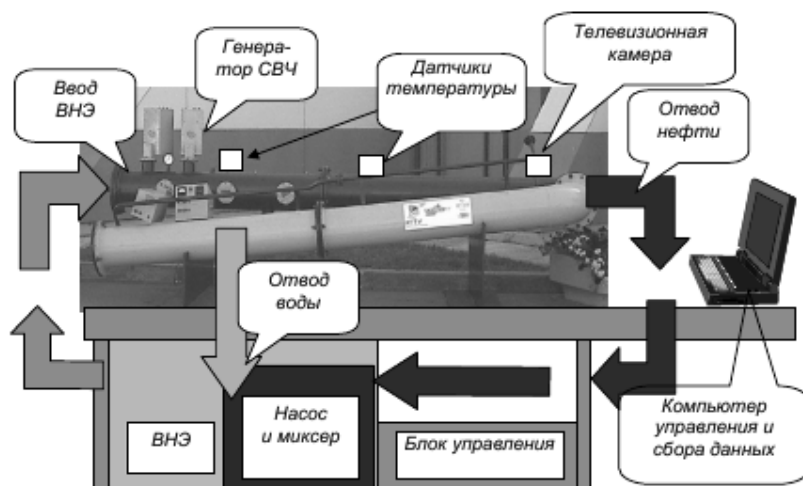


Рис.2.



Рис.3.

Третий вариант (рис.3) технологической установки реализован на основе концевой 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.

- Доочистка 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 высокоинтенсивного 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
$\Delta T [^{\circ}C]$	0	0	15	16,9	8,42	4,6	8,21	12,2	10,75	13,36	-	22,3
Удел.затраты энергии $\left[\frac{МДж}{м^3 \cdot ^{\circ}C} \right]$	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 определяет все необходимые условия, связанные с использованием недр, 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 использовании недр;

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 использованием недр, 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 существенных 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. Мейера³, «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 направлены⁵; О.С. Иоффе, М.И. Брагинский выделяют в договоре юридический объект – действия – и материальный объект – вещь или иное благо, на которое направлено поведение⁶; 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 объектов¹.

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 объектов².

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 классификации³ видов договоров и групп обязательств, можно определить, что соглашение о разделе продукции является договором возмездным, консенсуальным, свободным, в соответствии с классификацией договоров по способу заключения⁴ – 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 обязательств⁵, 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 использованием 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 указывает⁶, что условно выделить предпринимательские договоры можно путем формулирования нескольких критериев. К таким критериям следует относить: а) связь с предпринимательской 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 отмечают¹, что характерным признаком договоров в сфере предпринимательской деятельности является и их возмездный характер.

В работе Е.П.Губина и П.Г.Лахно² выделяются следующие признаки предпринимательского договора. Одна из основных особенностей состоит в том, что он заключается в целях осуществления его сторонами (сторонай) 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 споров³.

Доктор юридических наук, профессор Р.Н.Салиева выделяет предпринимательские публичные договоры⁴. 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, указывая⁵, 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. Поподоупо и В.Ф. Яковлевой. – СПб.: Изд-во С.-Петербург. 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.

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 импозитивную 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).

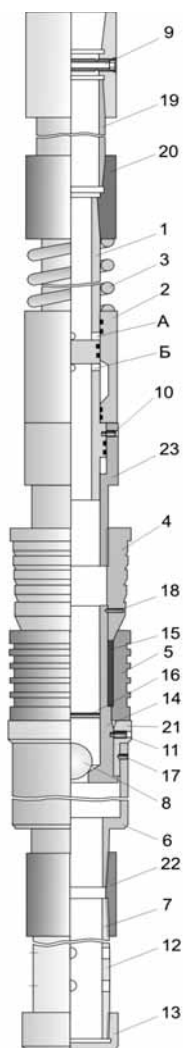


Рис.1. Отсекатель забоя.

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 73 мм диаметром, 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 деталями 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 движется 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 отсекавателя определяется по эксплуатационной колонне под давлением 10,0–12,0 МПа. Для обеспечения слива жидкости оборудование снабжено “сбивным клапаном”.

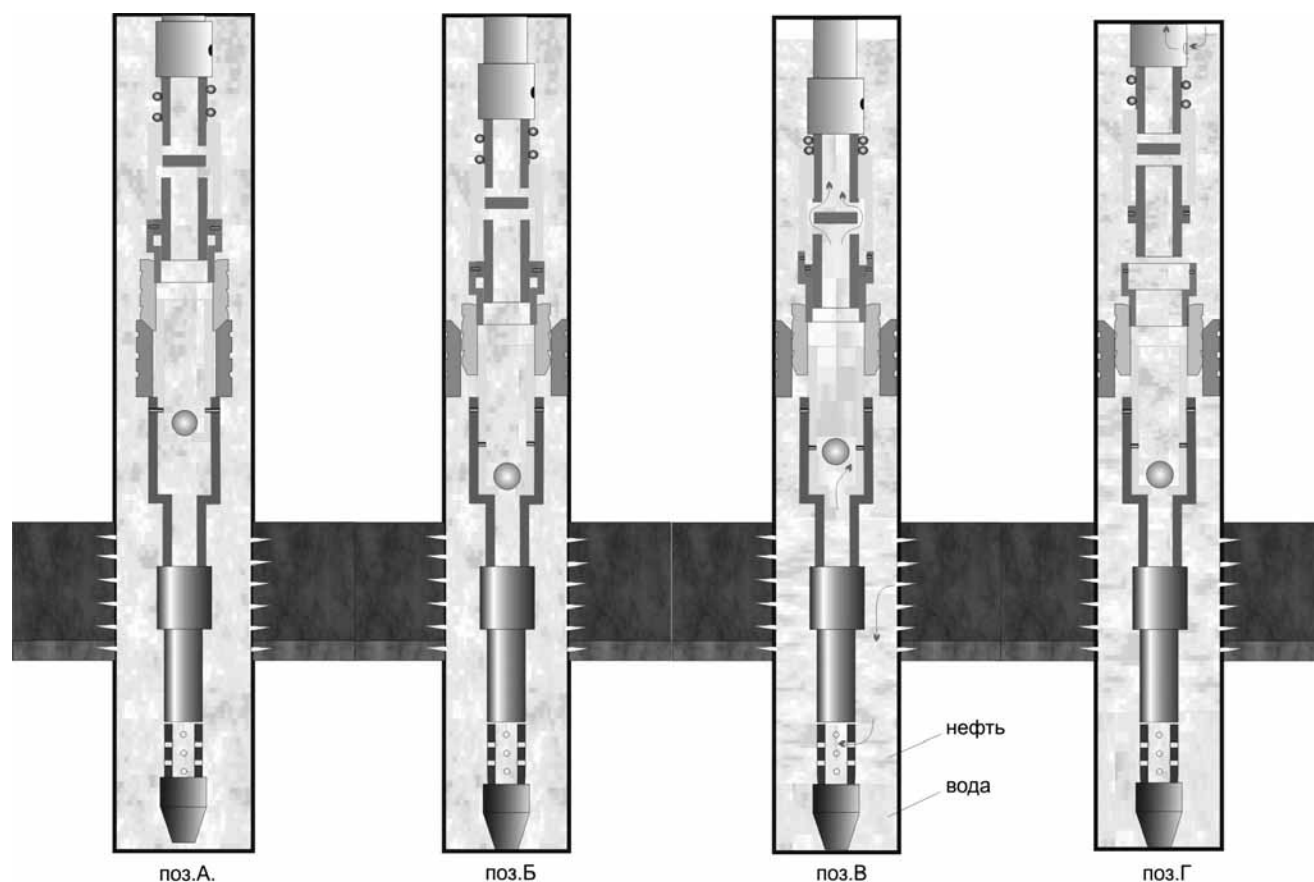


Рис.2. Технология монтажа забойного отсекавателя и обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ) в режиме депрессии.

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 отсекающий извлекается на устье скважины с использованием внутренней или наружной трубуловки. В целях успешного извлечения забойного отсекающего из скважины после длительной эксплуатации в коррозионной среде конструкцией предусмотрен патрубок с муфтой-воронкой 23 под трубуловку, 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 отсекающий – 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-депресссионных обработок продуктивных пластов при первом и в последующих ремонтах путем спуска посадочного инструмента с депрессатором;
- освоение скважины свабированием при разобленном межтрубном пространстве (ускоряется в 3–4 раза), проводя при этом дополнительно многократные ударно-депресссионные 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 (ППС, 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

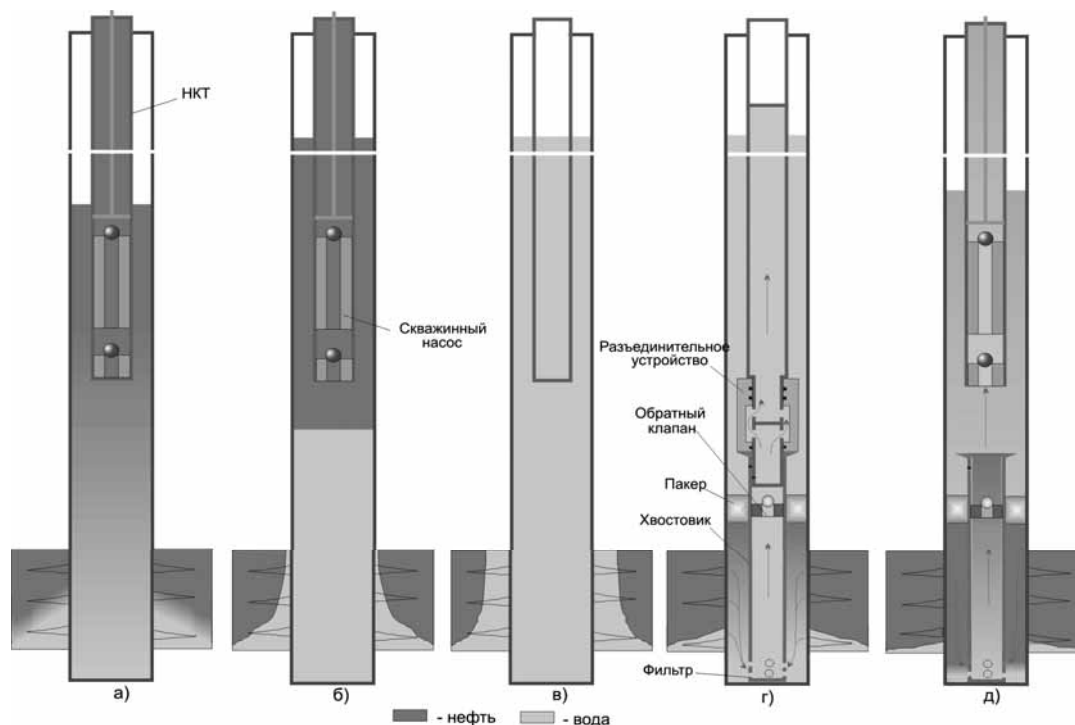


Рис.3. Состояние продуктивного пласта при эксплуатации, простоях, глушении скважины без применения (п.п. а, б, в) и с применением оборудования (п.п. г-ОПЗ; д).

**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, °C	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°C

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°C.

Рассматривая приведенные данные о соотношении вязкостей нефти и воды, можно отметить, что с увеличением температуры эта величина постепенно снижается с 13,18 при 25°C до 12,52 при 90°C, 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 °C. После термостатирования оборудования в течение 12 часов, установка переключалась на подачу воды в составную модель. Объемная скорость закачки воды составляла 0,00083 см³ / 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°C.

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.

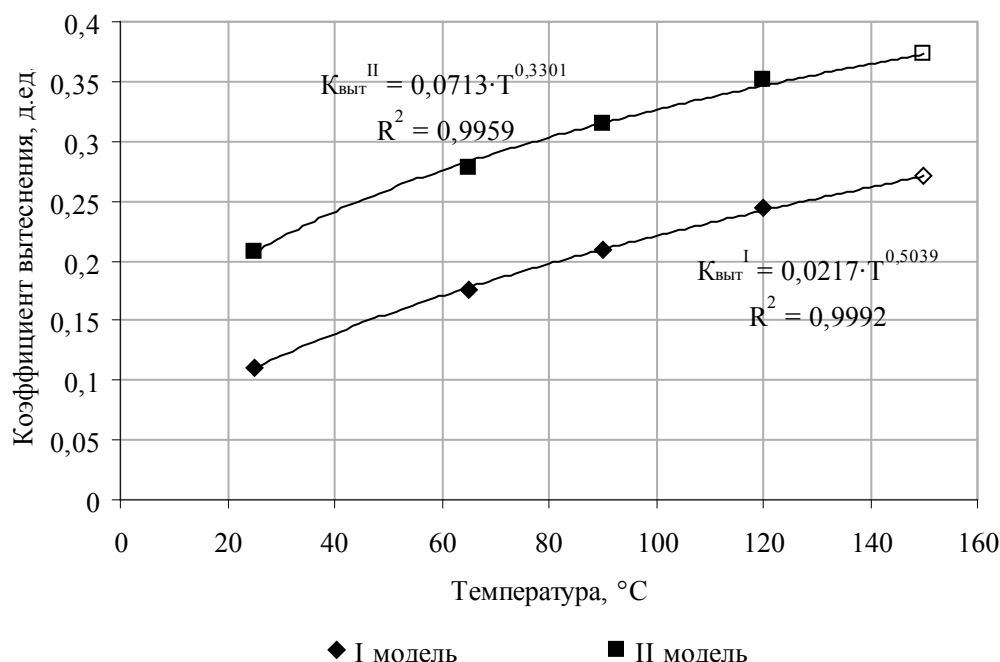


Рис. 1. Зависимость коэффициента вытеснения от температуры при вытеснении нефти горячей (перегретой) водой со ступенчатым повышением температуры.

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 (платовое давление во всех экспериментах) температура кипения воды составляет 249,9°C. 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°C. Поэтому возможно экстраполировать полученные зависимости коэффициента вытеснения нефти водой от температуры до 150°C, 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°C.

Таблица 3

Значения вязкостей нефти и 0,1% раствора ПАА и их соотношения при разных температурах

Температура, °C	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.

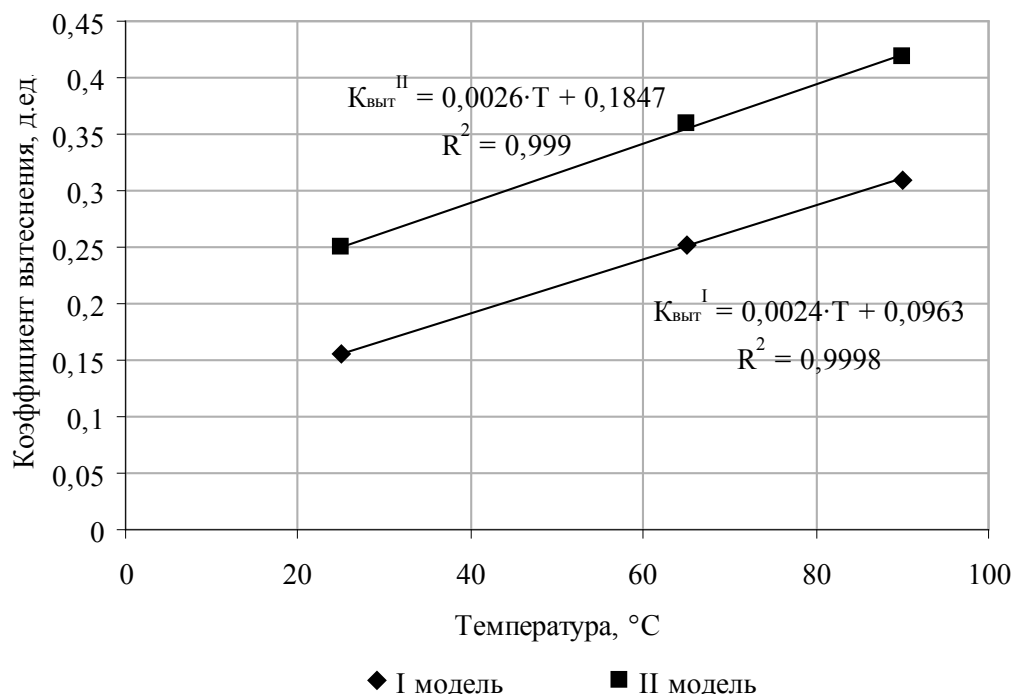


Рис. 2. Зависимость коэффициента вытеснения от температуры при моделировании термополимерного воздействия.

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 $3,81 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а вязкость при температуре эксперимента была $10,73 \text{ МПа}\cdot\text{с}$. 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 $0,02 - 0,05 \text{ м}^3/\text{м}^3$). 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.

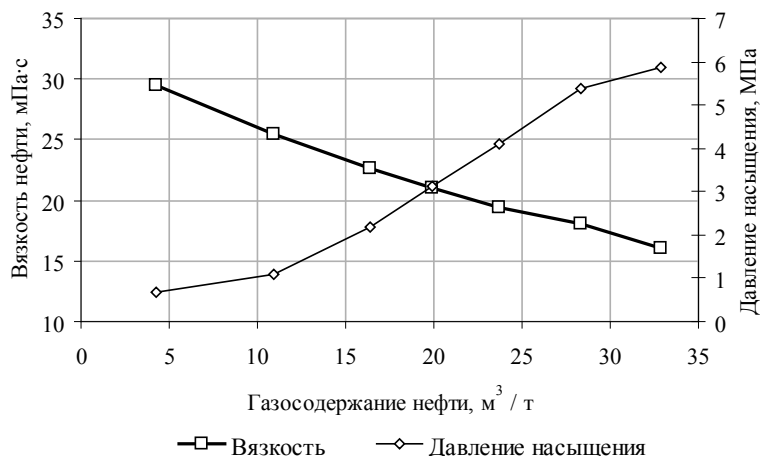


Рис. 3. Зависимости вязкости и давления насыщения нефти газом от газосодержания.

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°C .

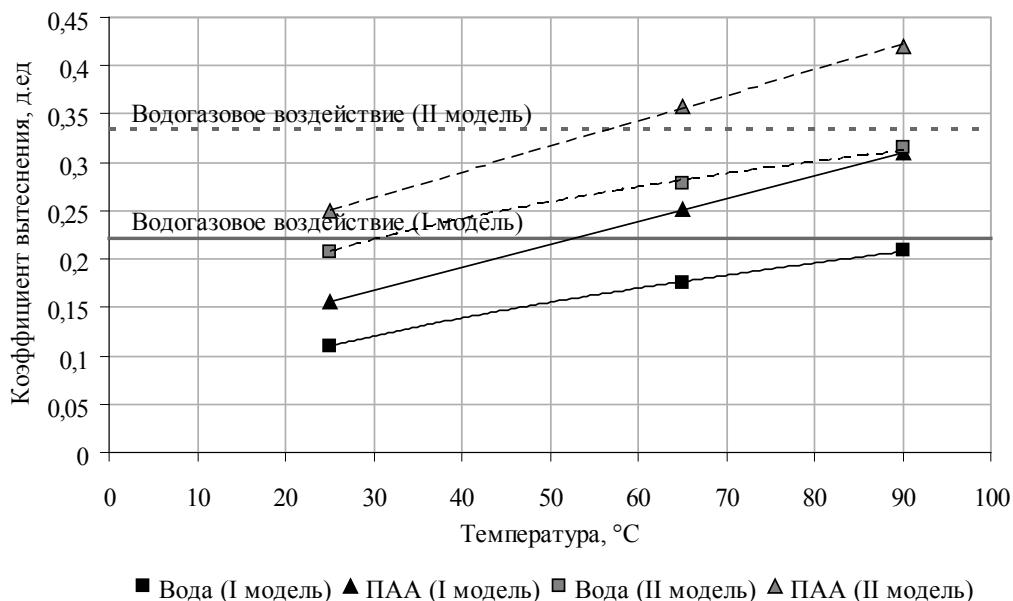


Рис. 4. Сравнение коэффициентов вытеснения, полученных в результате моделирования вытеснения перегретой водой, термополимерного и водогазового воздействия.

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°C) 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 промышленных 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°C 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°C 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°C 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.

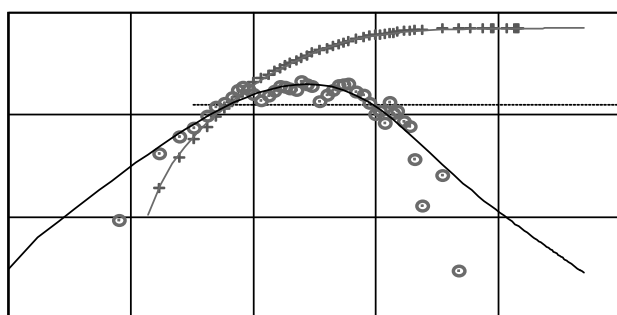
Данные о фильтрационно-емкостных свойствах пласта, полученные при интерпретации данных этих исследований, будем считать истинными характеристиками пласта. Затем, последовательно отбрасывая последние точки, будем искусственно уменьшать продолжительность исследований, учитываемых при интерпретации, и постараемся 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 Tat-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 $67,4 \text{ м}^3$. 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 $15 \text{ м}^3/(\text{сут МПа})$. 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 таком 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.



Билогарифмический график : dp и dp' [МПа] в зависимости от dt [ч]

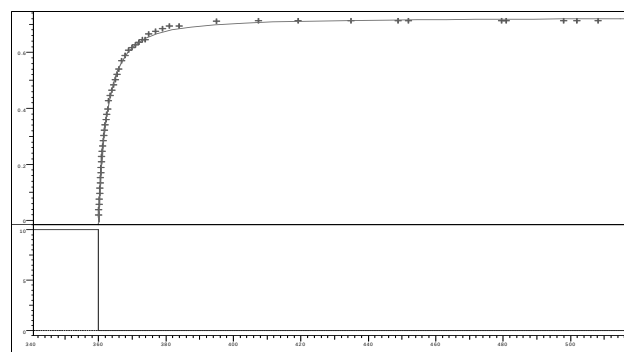


График данных (Давление [МПа], Дебит жидкости [$\text{м}^3/\text{Д}$] в зависимости от Время [ч])

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 $11,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ и вязкости нефти менее $19,5 \text{ МПа/с}$ показала продуктивность $2,8 \text{ м}^3/(\text{сут МПа})$, с восстановлением забойного давления от 12,8 до 17,0 МПа. По методике Хорнера оцениваем пластовое давление величиной 17,27 МПа и продуктивность $2,6 \text{ м}^3/(\text{сут МПа})$. 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 м³, 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 м³. 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.

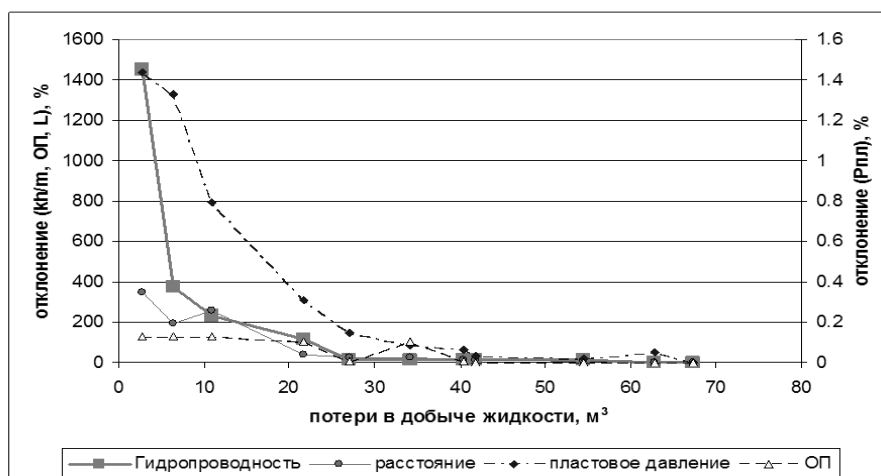


Рис. 2. Зависимость отклонения от «истинных» величин значений пластового давления, гидропроводности, параметра ОП и расстояния до границы пласта от потерь в добыче жидкости после остановки на исследования скважины №1 с поровым типом коллектора.

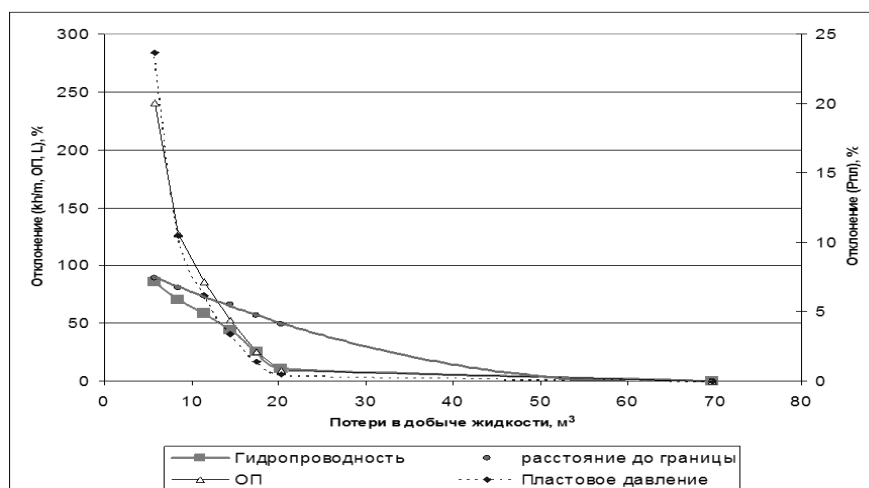


Рис. 3. Зависимость отклонения от «истинных» величин значений пластового давления, гидропроводности, параметра ОП и расстояния до границы пласта от потерь в добыче жидкости после остановки на исследования скв. 2 с поровым типом коллектора.

Анализ влияния условий исследований скважины на результаты интерпретации при коллекторе с влиянием трещиноватости. Для пластов с более сложным строением и, соответственно, 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 $310 \text{ м}^3/\text{сут}$ и вязкости нефти менее 20 МПа/с показала продуктивность $74,3 \text{ м}^3/(\text{сут/МПа})$, с восстановлением забойного давления от $11,9$ до $16,1 \text{ МПа}$. Применение методики Хорнера позволило оценить пластовое давление величиной $18,5 \text{ МПа}$ и продуктивность $47 \text{ м}^3/(\text{сут/МПа})$. При этом призабойная зона обладает лучшими фильтрационными характеристиками с величиной параметра ОП = $2,86$. Взаимодействие трещинной системы и матрицы оценивается емкостным коэффициентом $\omega = 0,049$ 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 $77,5 \text{ м}^3$, 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 $9,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ и вязкости нефти менее $30,4 \text{ МПа/с}$ показала продуктивность $1,05 \text{ м}^3/(\text{сут/МПа})$, с восстановлением забойного давления от $0,19$ до $9,27 \text{ МПа}$. Применение методики Хорнера позволило оценить пластовое давление – $9,78 \text{ МПа}$ и продуктивность $0,99 \text{ м}^3/(\text{сут/МПа})$. Призабойная зона обладает несколько лучшими фильтрационными характеристиками с величиной параметра ОП = $1,24$. Взаимодействие трещинной системы и матрицы оценивается емкостным коэффициентом $\omega = 0,19$ и коэффициентом перетока из матрицы в трещину $\lambda = 1,3 \cdot 10^{-6}$. 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 $214,1 \text{ м}^3$, резонно принять эти параметры за истинные.

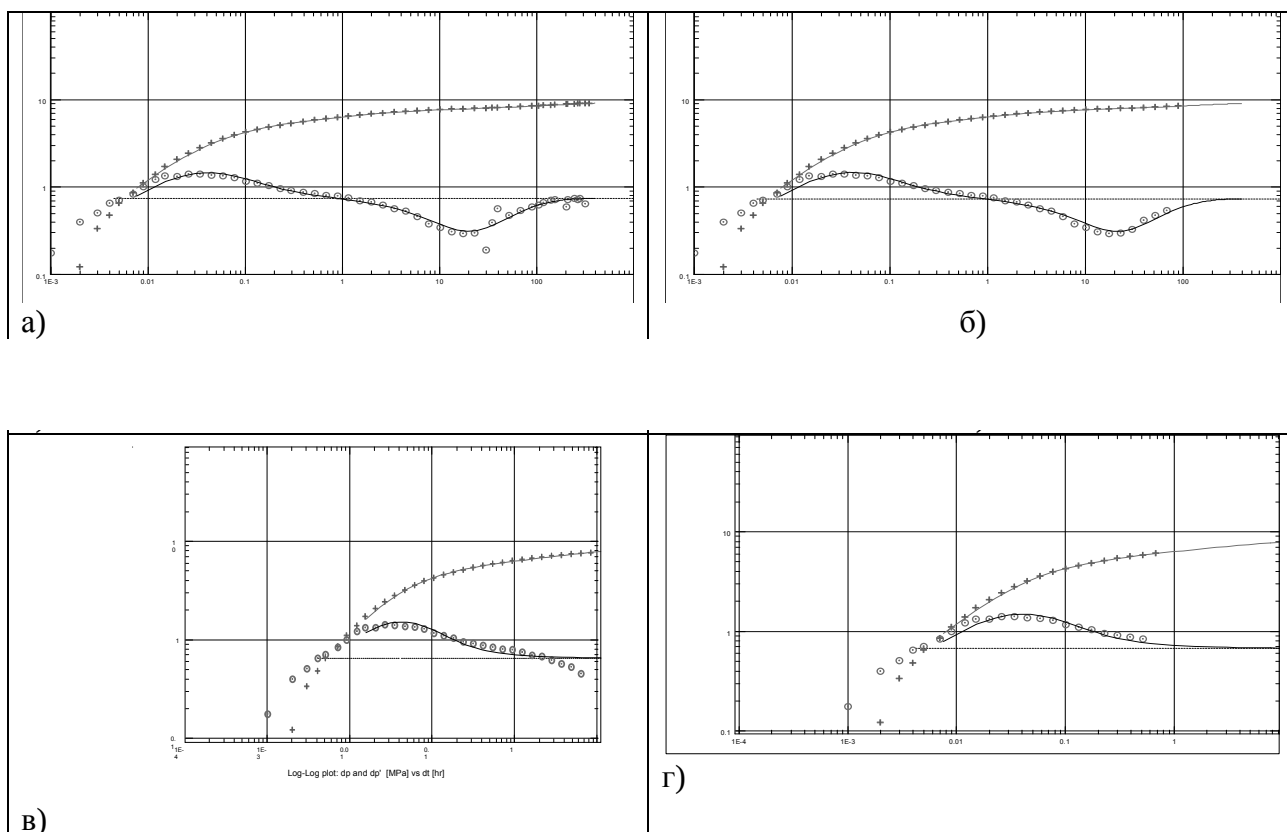


Рис. 4. КВД и производная функции давления от времени для скв. 4 в пласте трещинного типа коллектора в билгарифмических координатах ΔP , tdP/dT (МПа)- t (ч) при различной продолжительности исследования: а) 541 ч, в) 378,7 ч, г) 270,5 ч.

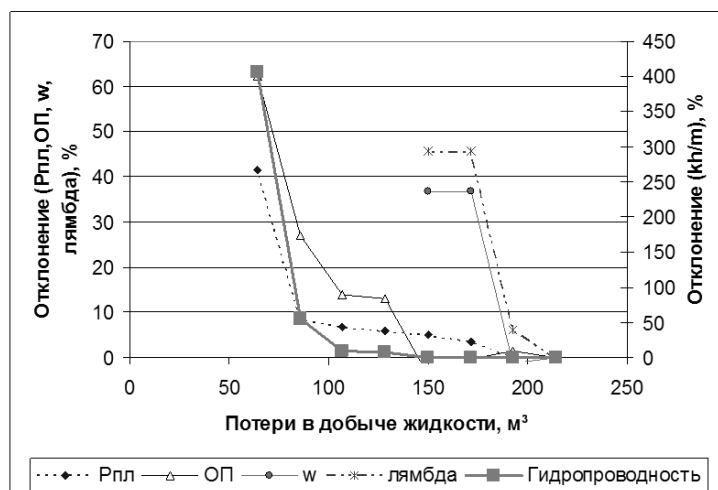


Рис. 6. Зависимость отклонения от «истинных» величин значений пластового давления, гидропроводности, параметра ОП емкостного коэффициента и коэффициента перетока «матрица-трещина» от потерь в добыче жидкости после остановки на исследования скв. 4 с трещинным типом коллектора.

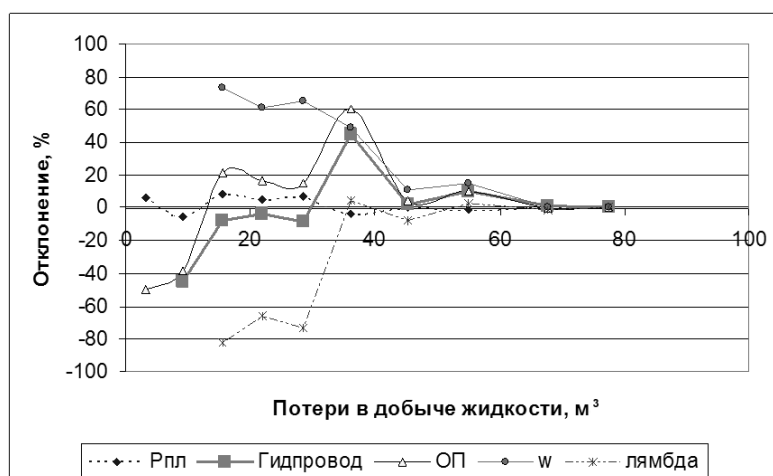


Рис. 5. Зависимость отклонения от «истинных» величин значений пластового давления, гидропроводности, параметра ОП емкостного коэффициента и коэффициента перетока «матрица-трещина» от потерь в добыче жидкости после остановки на исследования скв. 3 с трещинным типом коллектора.

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 м³. 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 м³, а при снижении этого показателя ниже 150 м³ 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.

Состояние воспроизводства запасов нефти по РФ за 1986–2009 гг.

Таблица 1

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

Доля прироста запасов за счет увеличения КИН в РФ и РТ

Таблица 2

	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.

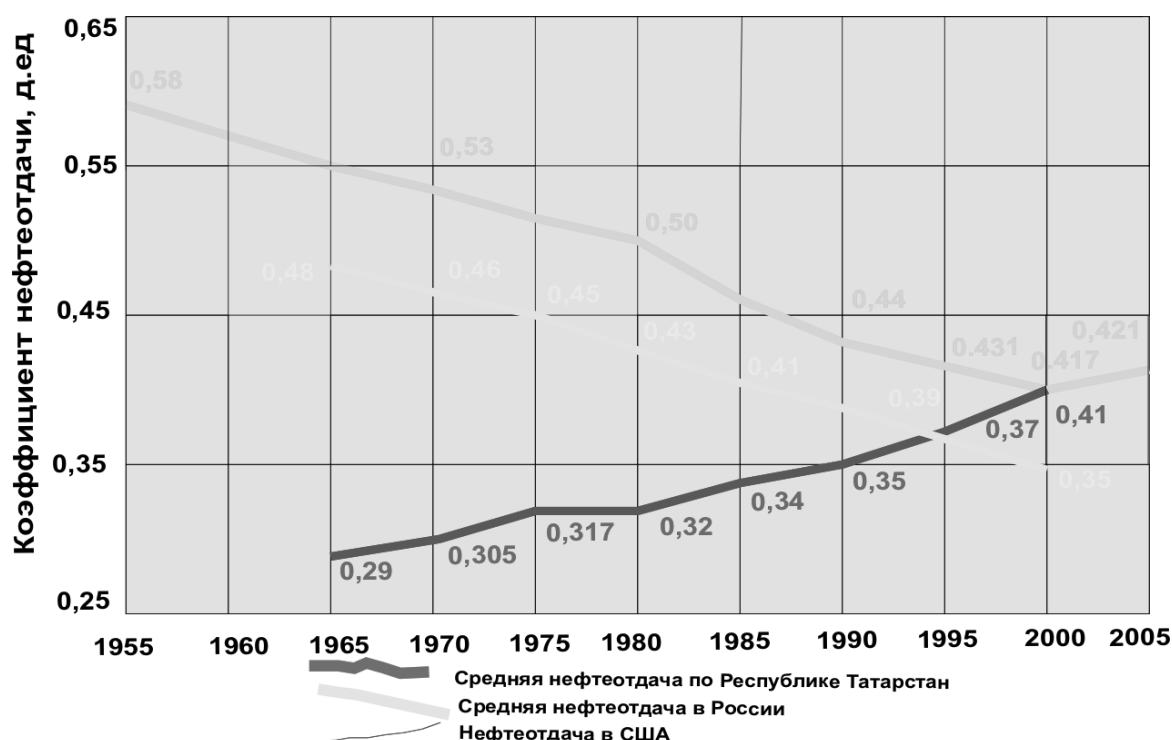


Рис.1. Динамика проектной нефтеотдачи в РФ, РТ и США.

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 запасы, 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 (прогнозирование) 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 доработки 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).

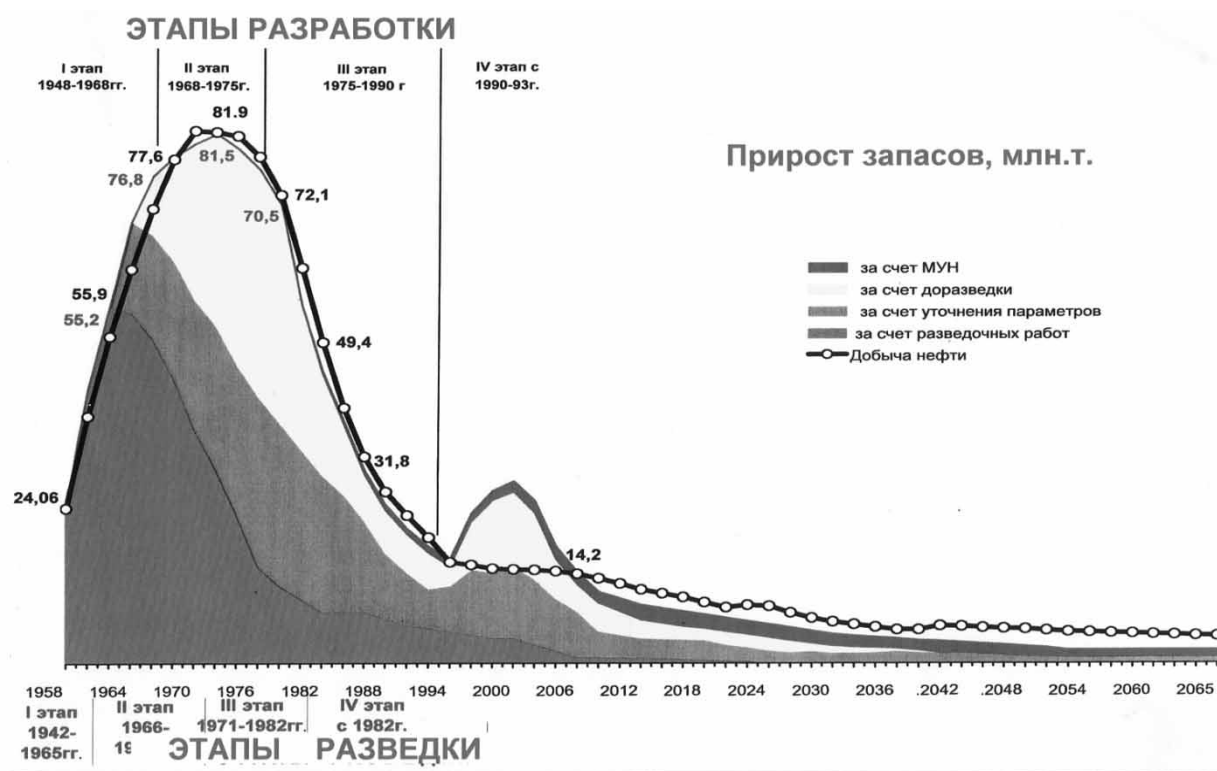


Рис.3. Динамика добычи воспроизводства запасов нефти по Ромашкинскому месторождению до 2065 г.

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 ГРП и эксплуатационного бурения добыча нефти и воспроизводство запасов были существенно перевыполнены (рис.1,2).

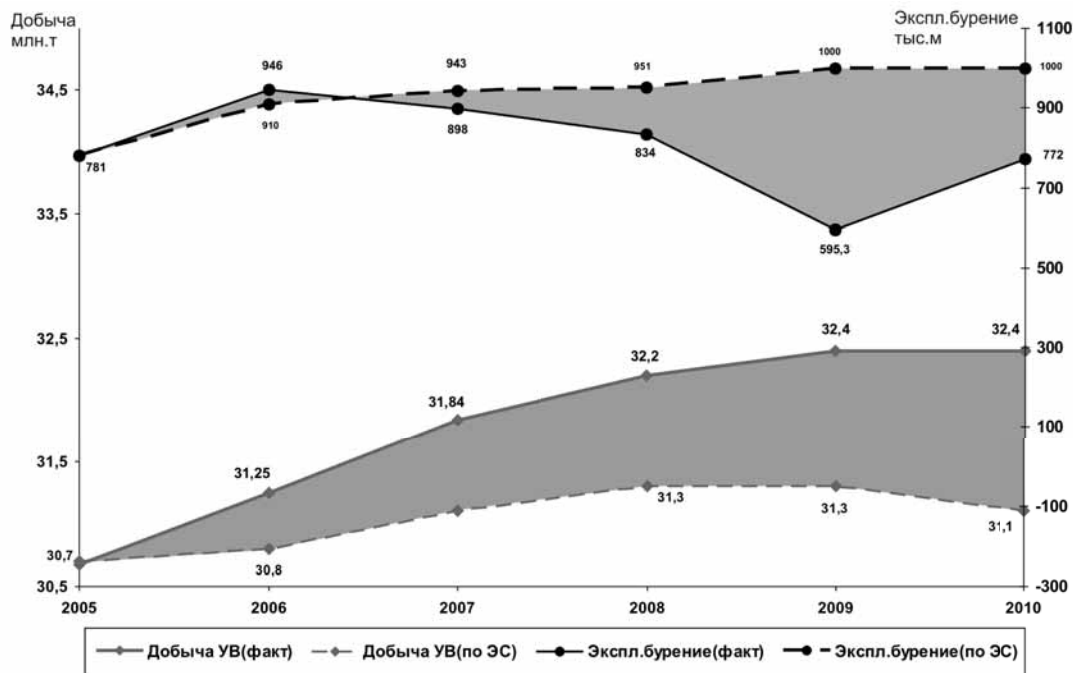


Рис.1. Сравнение фактических объемов добычи нефти и эксплуатационного бурения с ЭС-2020 РТ.

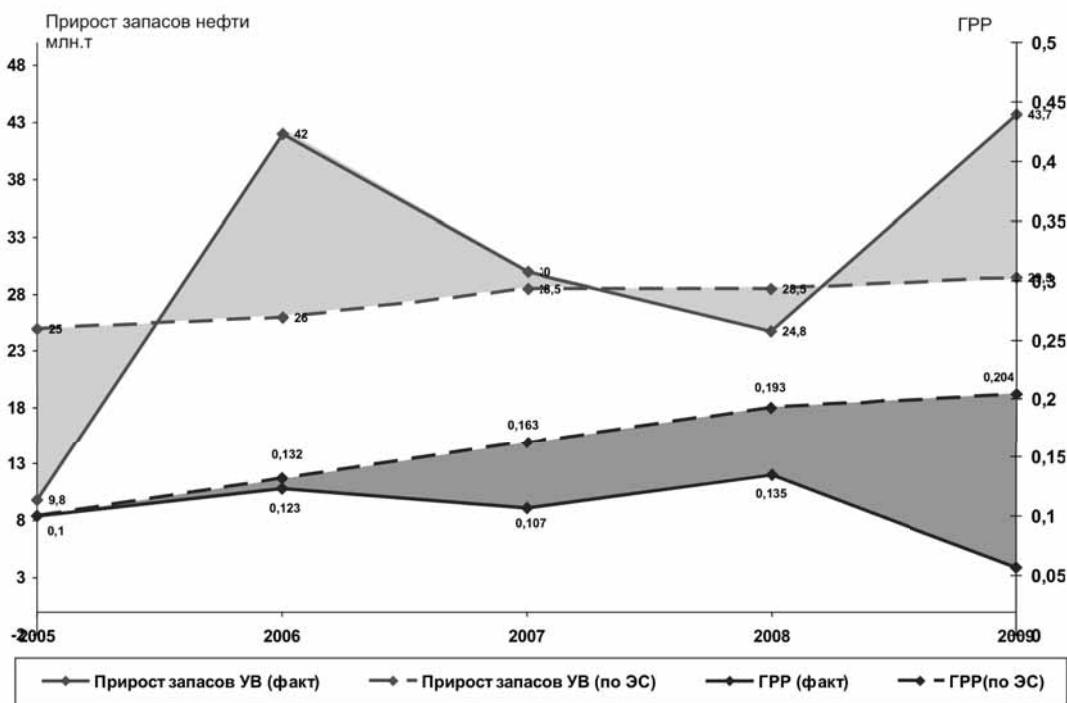


Рис.2. Сравнение фактических объемов ГРП и прироста запасов нефти по ЭС-2020 РТ.

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 ГРП (табл.2).

Таблица 1

Доля прироста запасов за счет увеличения КИН в РФ, РТ и ННК РТ

	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 ГРП

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 ГРП 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 ГРП),	%	25	16	13	15	19
3. Производство 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 ГРП 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 ГРП обеспечивается всего 5–6% общего прироста. Следует отметить, что часть приращенных за счет ГРП 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 объектах 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.

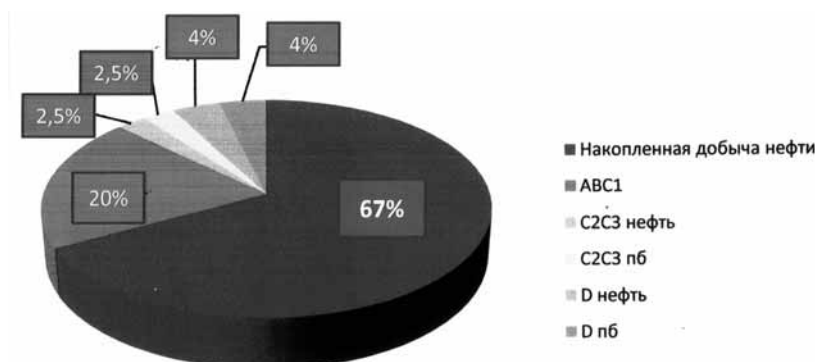


Рис.3. Состояние запасов и разведанности ресурсов нефти по РТ на 01.01.2008.

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 ГРП 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 последниеполнились 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).

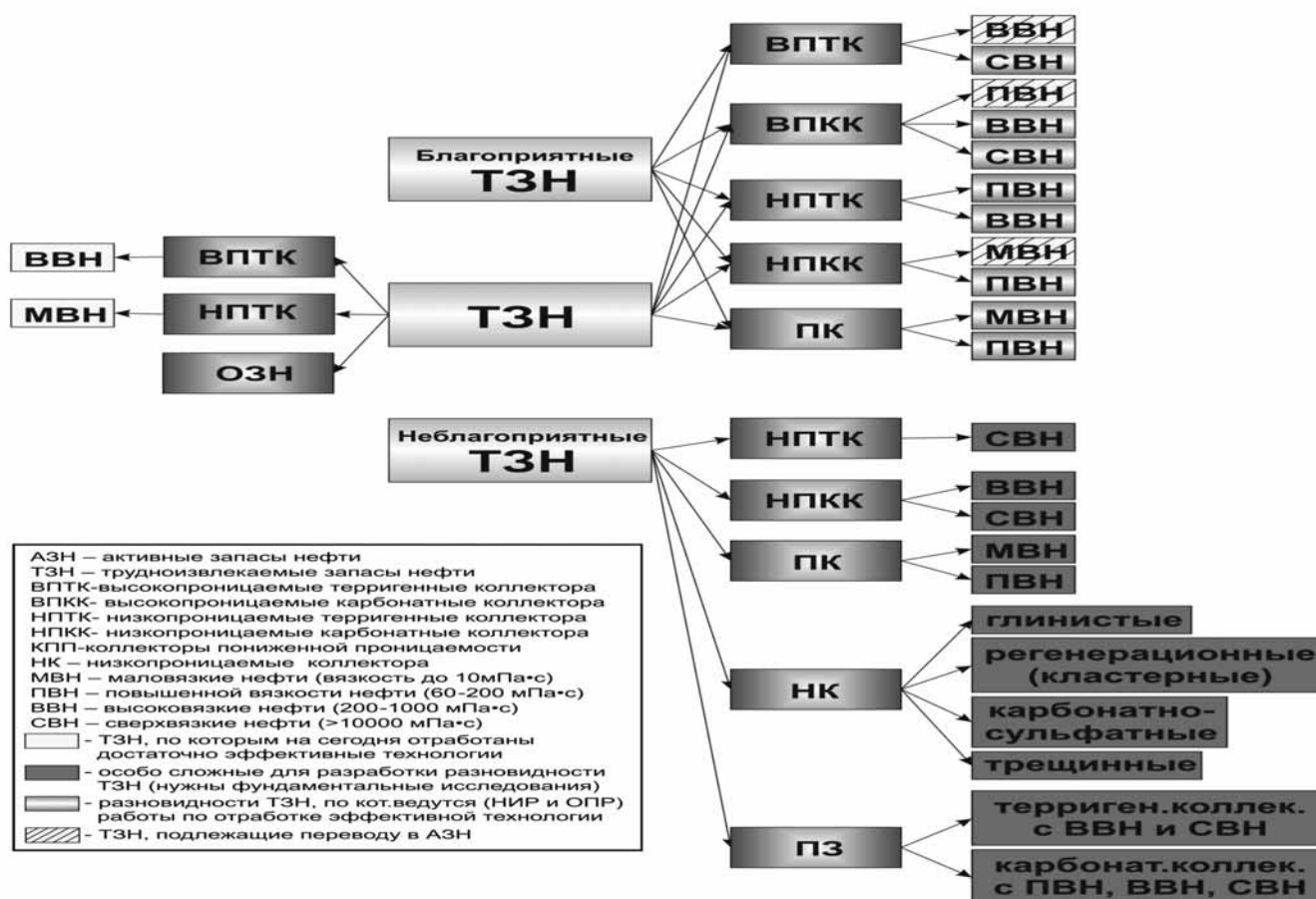


Рис.4. Новая классификация структуры запасов нефтяных месторождений (по Р.Х.Муслимову).

Сегодня, в условиях рынка, нам безразлично, 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 ГРП 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		Обеспеченность запасами, лет	Темп от ТИЗ, %	Прирост запасов за 2009 г., тыс.т	Средний дебит по нефти, т/сут
		С2	С3				
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 (потокотклоняющие 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 ГРП 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 ГРП и бурения), а на эффективность инвестиций. Для этого при выборе направлений ГРП 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 ГРП надо сосредоточиться по-прежнему на востоке, а западные месторождения, как в 1972 г., вывести из разведки до лучших времен, когда сменится госполитика финансирования ГРП. 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.

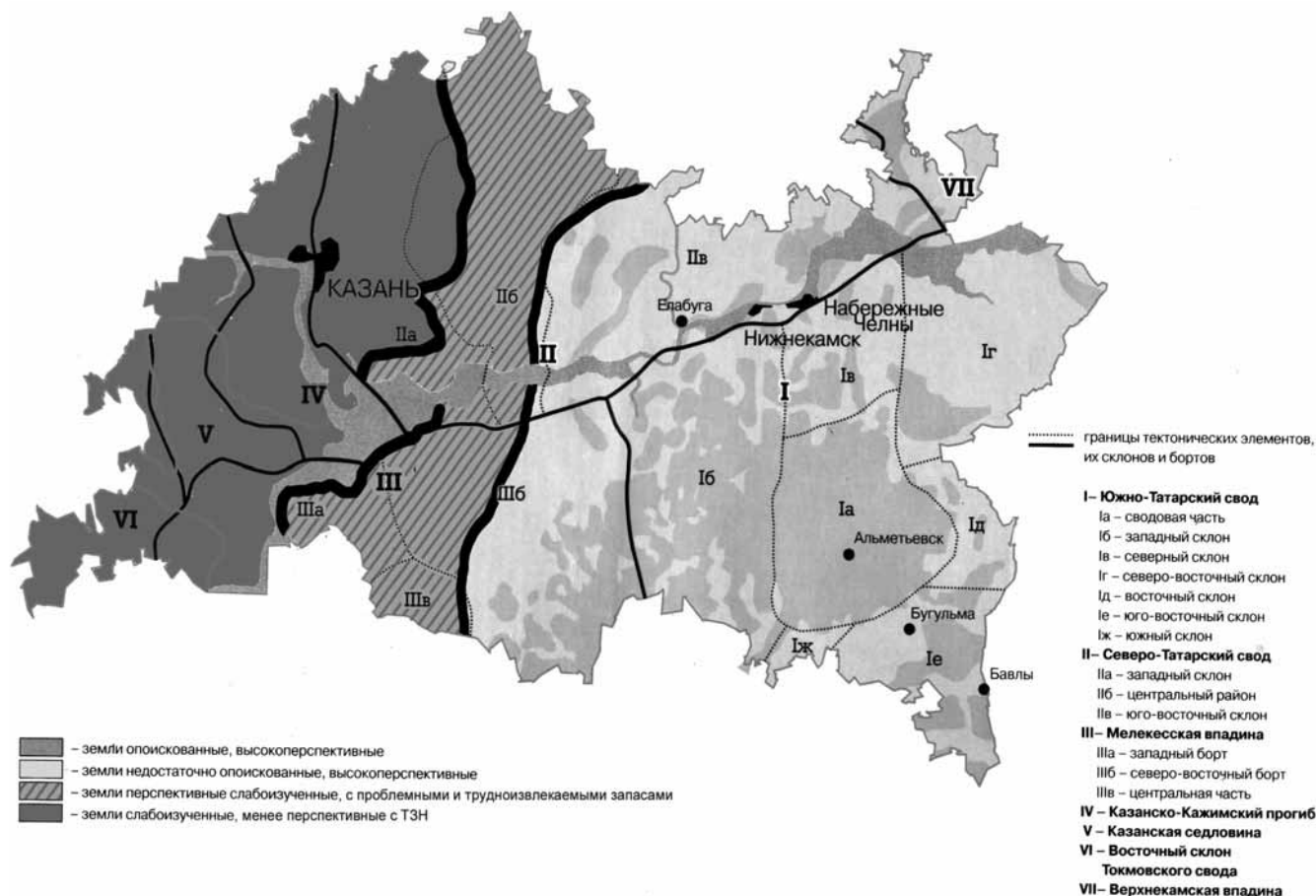


Рис.5. Карта перспектив нефтегазоносности РТ.

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, точно, 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., Абдулмизитов Р.Г., Хисамов Р.Б.* Нефтегазоносность в Республике Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений Казань: Изд-во «Фэн» 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 др.) 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.

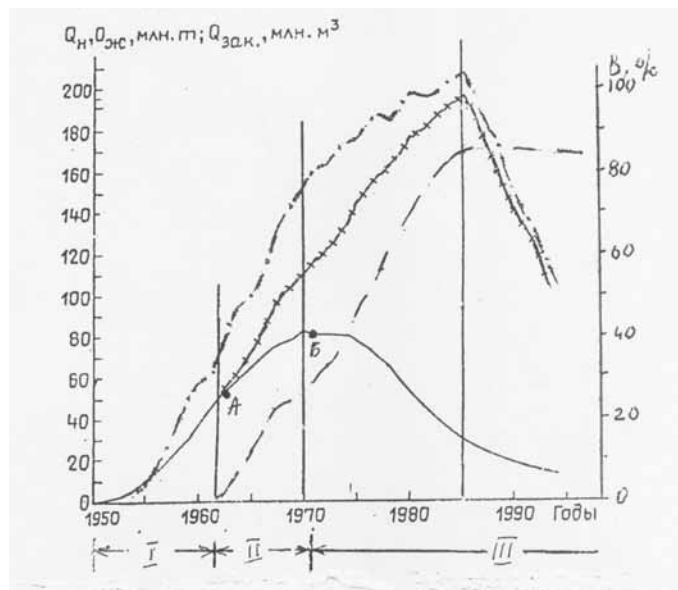


Рис.1. Динамика технологических показателей разработки горизонтов Д₁ Д₀ Ромашкинского месторождения нефти.

Условия обозначения:

--- добыча нефти, +++ добыча жидкости, -- -- закачка воды, --- обводненность,

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).

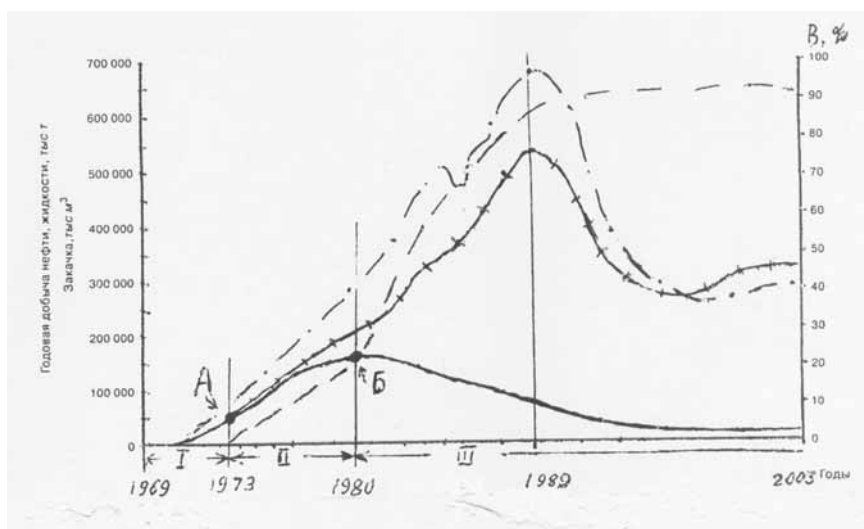


Рис.2. Динамика технологических показателей разработки Самотлорского месторождения в целом.

Условные обозначение под рис.1.

На основе графика разработки горизонтов D_1 D_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. Созидаящая 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, простираение).

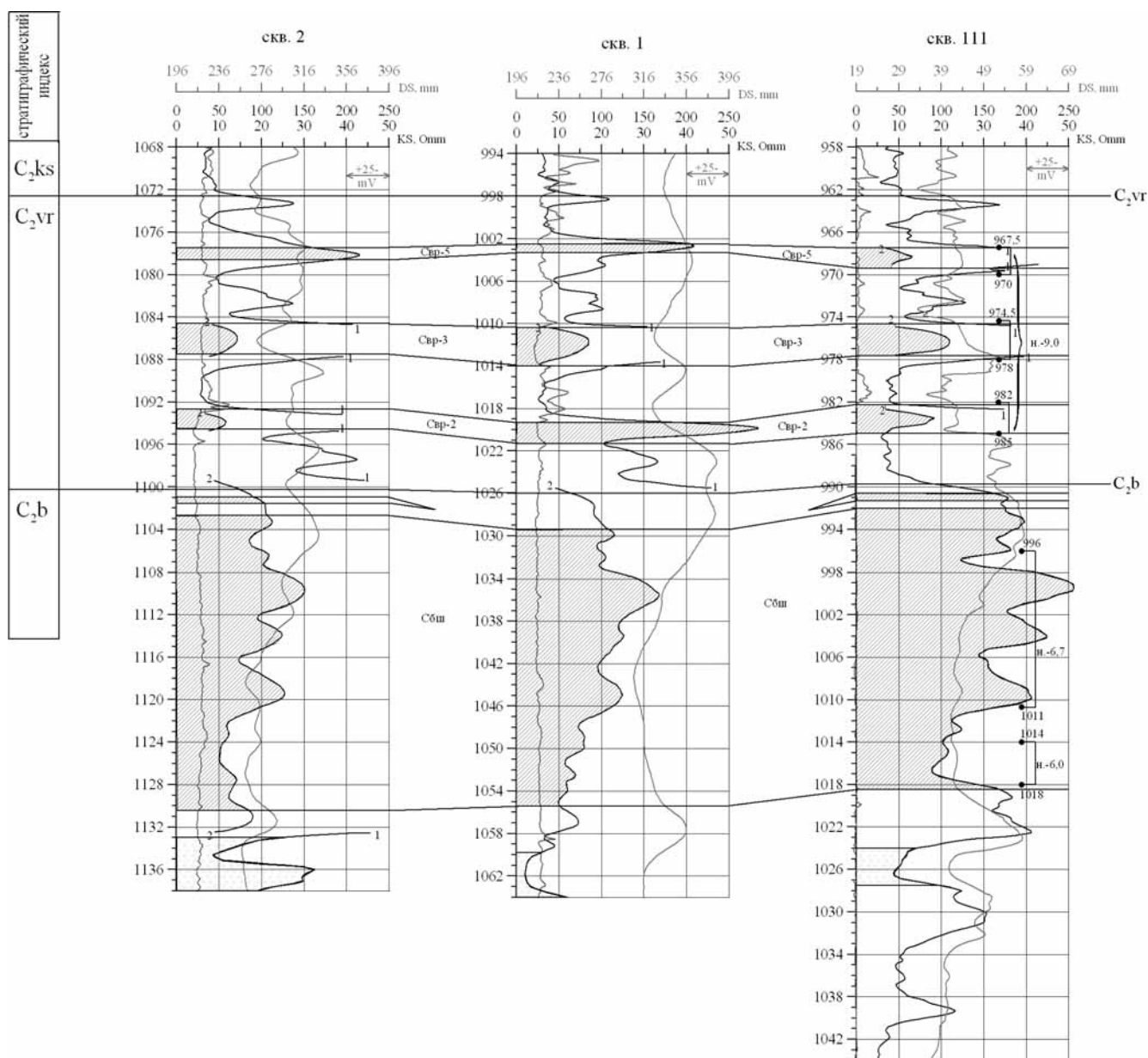


Рис. 1. Осеннее месторождение. Горское поднятие
Схема корреляции среднекаменноугольных отложений.

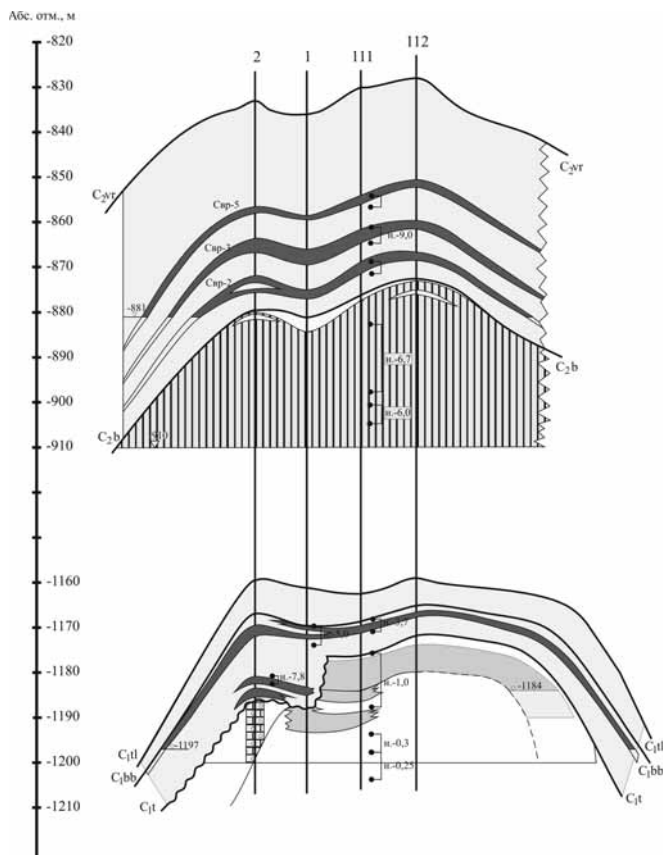


Рис.2. Осеннее месторождение. Горское поднятие.
Схематический геологический профиль.

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).

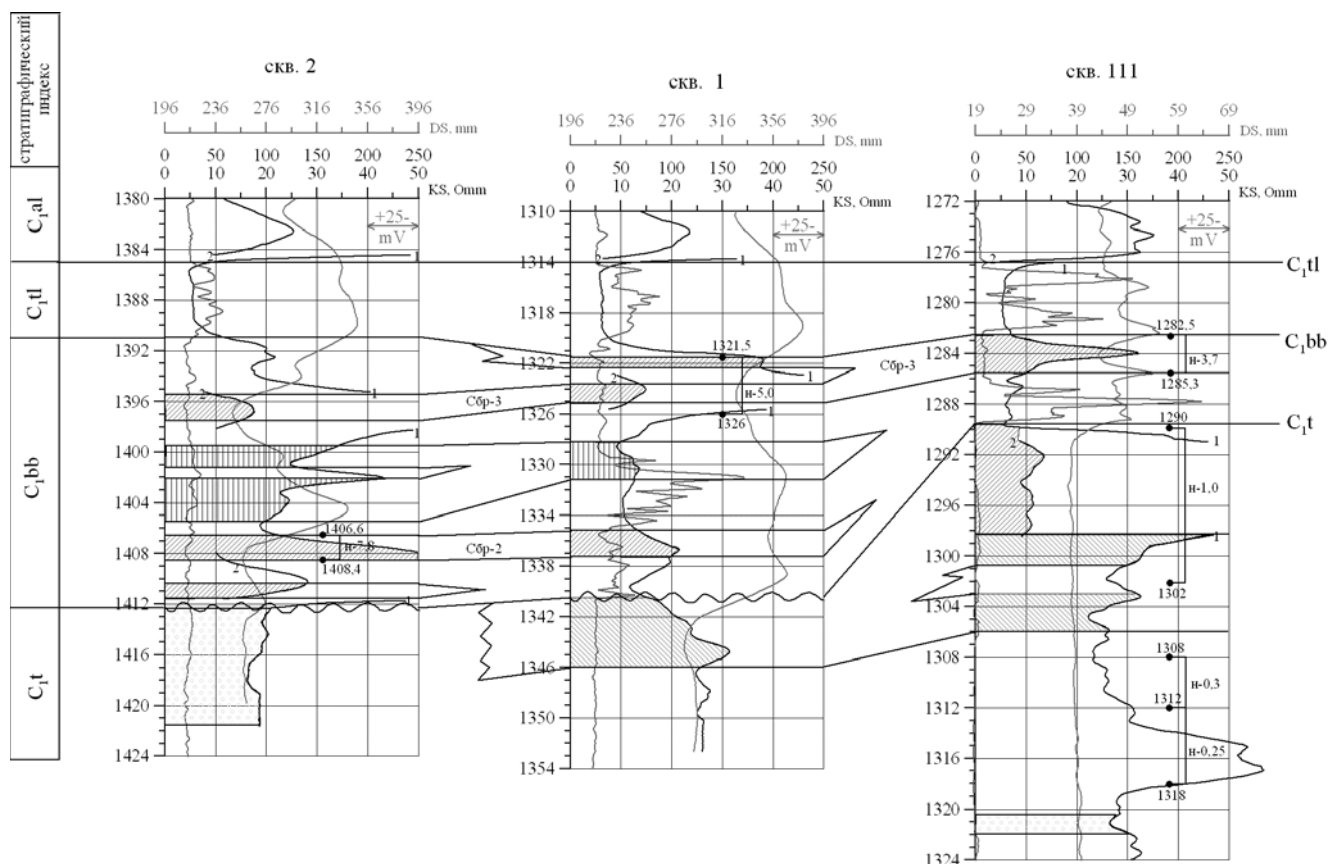


Рис. 3. Осеннее месторождение. Горское поднятие.
Схема корреляции нижнекаменноугольных отложений

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 м³/сут технической воды. По-видимому, это уплотненный коллектор с граничными значениями пористости (менее 9 %) и нефтенасыщенности (Кн-50%).

При этом в скв. № 1 остаточный 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 остаточный 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 переработки 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.

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 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 твердovзвешенной фазы с фильтратом буровой жидкости и деформационные изменения коллектора происходят одновременно по мере его вскрытия, вызывая необратимые процессы, такие как эффект заземления или запираания. 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 15 м³/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 (кольтматации) 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 кольтматации 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 бурового 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.

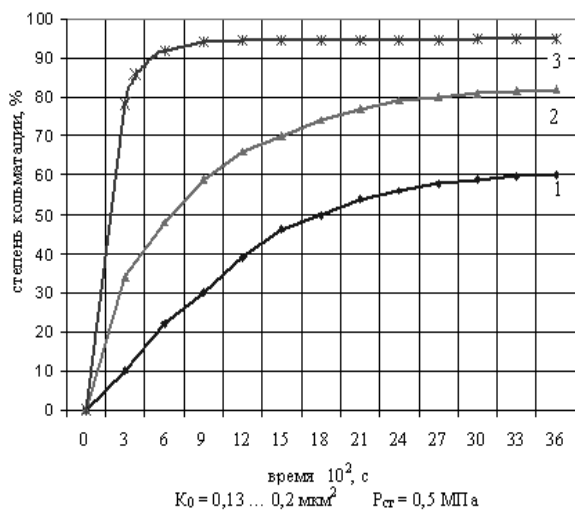


Рис.2. Зависимость степени кольтматации песчаных кернов при статических (1), динамических (2) условиях и при гидроакустическом воздействии (3) во времени.

Создана гидроакустическая техника и экологически чистая технология для освоения скважины (рис.4) и интенсификации притока без применения кислотосодержащих 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



Рис. 1. После успешного завершения бурением очередной горизонтальной скважины с применением ПАТ 149,2. (Co. Saudi Aramco).

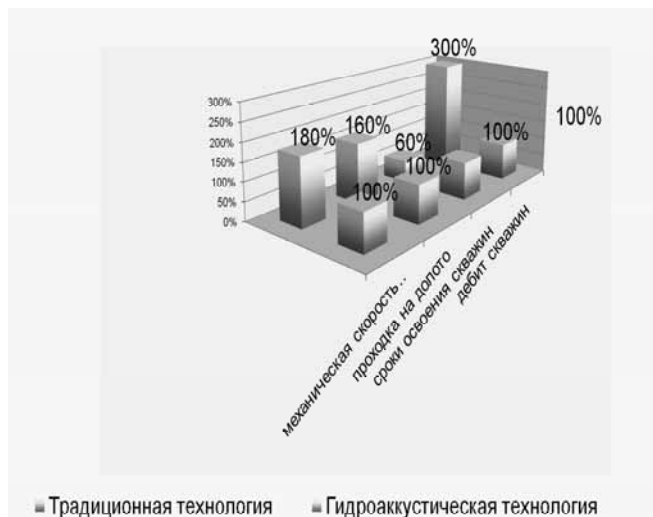


Рис.3. Результаты бурения с использованием гидроакустической технологии.

кислотосодержащих 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 кислотосодержащих 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. Техничко-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 коррозии. Эти установки по производительности в 6-8 раз превосходят (рис.6) существующих и полностью исключают испарение и выбросы вредных компонентов в атмосферу.

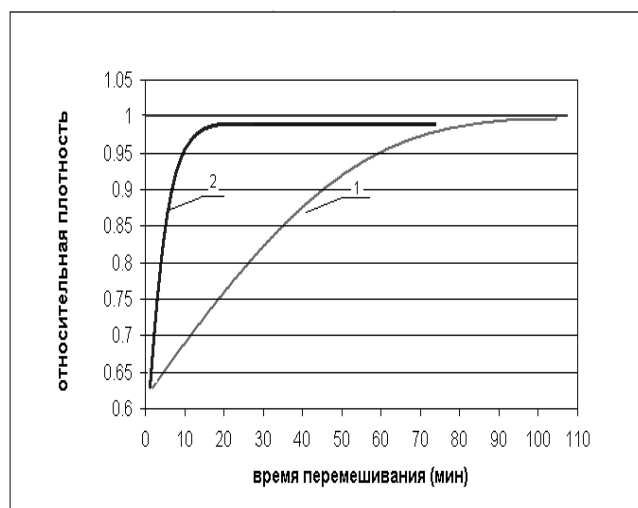


Рис.6. График зависимости относительной плотности смеси от времени перемешивания
1 – при использовании традиционной технологии;
2 – при использовании гидроакустической технологии.

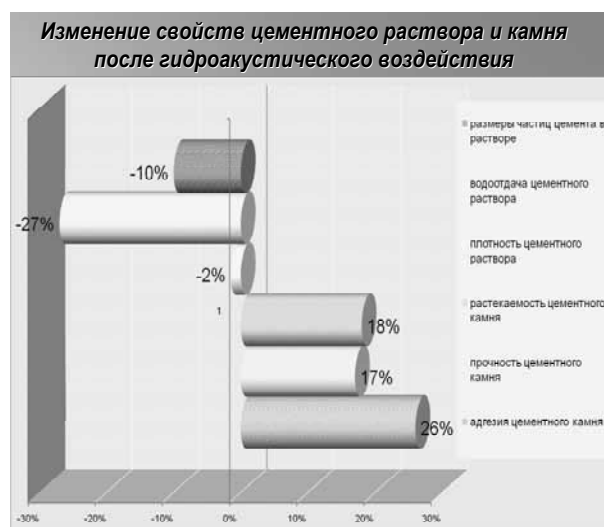


Рис.7. Результаты гидроакустической обработки цементного раствора.

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)

$$\Delta P_s = \frac{Q\mu}{2\pi kh} S \quad (1^*) \quad (1^*)$$

Hawkin M.F.(1956), используя (1*), предложил для расчета S формулу

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln \frac{R_s}{r_c},$$

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 $-\infty$ до 0 и от 0 до $+\infty$ 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)

Van Everdingen A.F., Hurst N.(1949) [5]	Муфазалов Р.И. (2005) (см. вывод формулы 13)
$\Delta P_s = \frac{Q\mu}{2\pi kh} S \quad (1)$	$\Delta P_s = \frac{Q\mu}{2\pi k_s h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} S \quad (1)$
Разница в потерях давления с нарушенной и естественной проницаемостью пласта составит [5] и (формула 14)	
$\Delta P_s = \frac{Q\mu}{2\pi k_s h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} - \frac{Q\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \quad (2)$	
Решая совместно (1) и (2), получена формула (3) для расчета Скин-фактора S	
Hawkin M.F. (1956) $S = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln \frac{R_s}{r_c} \quad (3^*)$	Муфазалов Р.И. (формула 16) $S = \left(1 - \frac{k_s}{k}\right) \quad (3)$
Так как $k_s < k$, область принадлежности S	
$S \in (-\infty; 0) \cup (0; +\infty)$	$S \in (0; 1]$

Во-первых, по законам гидродинамики нефтяного пласта, при фильтрации жидкости значение ΔP_s имеет логарифмическую природу, т.е. ΔP_s 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 $\pm \infty$. Во-вторых, согласно формуле (1) V.Everdingen A.F. и Hurst N., потери забойного давления ΔP_s не зависят 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 k_s скин-зоны. Эта ошибка привела к полному искажению значения S . Таким образом, при выводе формулы (1) ΔP_s 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 ΔP_s (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_k , 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

$$Q = \frac{k \cdot F}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr}, \quad (1)$$

где k – коэффициент проницаемости;

F – площадь фильтрации жидкости, $F = 2\pi rh$;

μ – динамическая вязкость пластовой жидкости;

$\frac{dP}{dr}$ – радиальный градиент давления.

Уравнение (1) перепишем в виде

$$Q = \frac{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr}. \quad (2)$$

Разделив переменные, запишем

$$dP = \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \frac{dr}{r}. \quad (3)$$

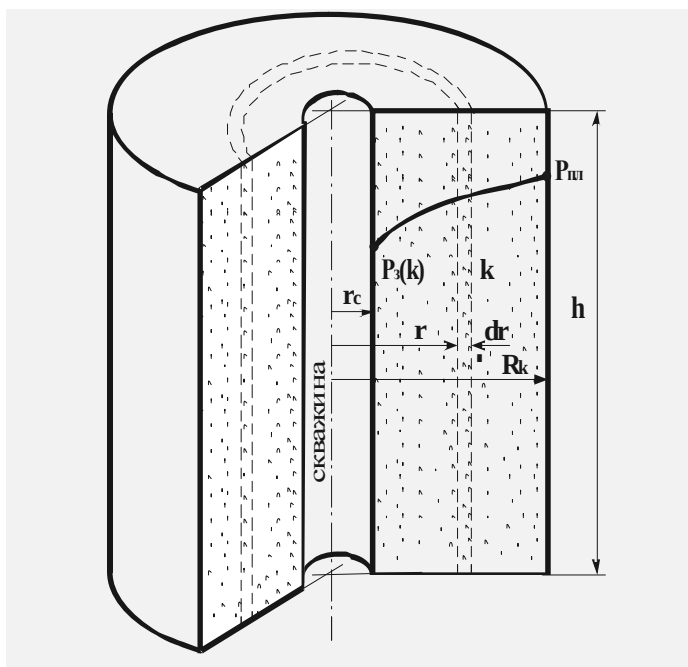


Рис.1. Кривая изменения пластового давления в околоскважинном пространстве при естественной проницаемости пласта k ; $P_{пл}$ – пластовое давление; $P_{з(k)}$ – забойное давление; r_c – радиус скважины; R_k – радиус контура питания скважины; h – мощность пласта.

Интегрирование этого уравнения дает

$$P = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln r + C. \quad (4)$$

Подставляя значения переменных на границах стенки участка dr , а именно при $r = R_k$, $P = P_{пл}$, при $r = r_c$, $P = P_{з(к)}$ в уравнение (4), получим следующие два уравнения

$$P_{пл} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln R_k + C; \quad (5)$$

$$P_{з(к)} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln r_c + C, \quad (6)$$

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

$$P_{пл} - P_{з(к)} = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}. \quad (7)$$

Следовательно, перепад давления в околоскважинном пространстве при фильтрации жидкости прямо пропорционален натуральному логарифму отношения радиуса контура питания пласта R_k 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 $P_{з(ks)}$ на величину ΔP_s (см. рис. 2), где $P_{з(к)}$ – забойное давление при естественной проницаемости k пласта, а $P_{з(ks)}$ – забойное давление при ухудшенной проницаемости k_s пласта.

Давление пласта в контуре питания при $R_k = R_s$ 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

$$\Delta P_{(к)} = P_{Rs} - P_{з(к)} = \frac{Q\mu}{2\pi h k} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \quad (8)$$

Кривая 2 характеризует падение пластового давления при фильтрации жидкости с ухудшенной проницаемостью пласта k_s , следовательно, уравнение (8) примет вид

$$\Delta P_{(ks)} = P_{Rs} - P_{з(ks)} = \frac{Q\mu}{2\pi h k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \quad (9)$$

Перепад давления ΔP_s , полученный разностью значений между $P_{з(к)}$ и $P_{з(ks)}$ (см. рис. 2), является результатом скин-фактора S , т. е.

$$\Delta P_s = P_{з(к)} - P_{з(ks)}. \quad (10)$$

Падение пластового давления $\Delta P_{(ks)}$ в скин-слое составит (см. рис.2 и формулу (9)).

$$\Delta P_{(ks)} = P_{Rs} - P_{з(ks)}. \quad (11)$$

Падение забойного давления на величину ΔP_s пропорционально скин-фактору S , следовательно

$$\Delta P_s = (P_{Rs} - P_{з(ks)}) S. \quad (12)$$

Пользуясь уравнениями (9) и (12), запишем падение забойного давления в результате нарушения проницаемости пласта

$$\Delta P_s = \frac{Q \cdot \mu}{k_s \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \cdot S. \quad (13)$$

Вычитая из уравнения (9) уравнение (8), получим разницу в потерях давления в пласте с нарушенной и естественной проницаемостью

$$\Delta P_s = (P_{Rs} - P_{z(Ks)}) - (P_{Rs} - P_{z(k)}),$$

или

$$\Delta P_s = \frac{Q \cdot \mu}{k_s \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} - \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \quad (14)$$

Приравнявая правые части уравнений (13) и (14), имеем

$$\begin{aligned} \frac{Q \cdot \mu}{k_s \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \cdot S = \\ = \frac{Q \cdot \mu}{k_s \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} - \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \end{aligned} \quad (15)$$

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 k и в скин-слое (R_s - r_c) с проницаемостью k_s (см. рис. 2).

При этом общий перепад давления в околоскважинном пространстве составит

$$P_{nl} - P_{z(Ks)} = (P_{nl} - P_{Rs}) + (P_{Rs} - P_{z(Ks)}). \quad (17)$$

Потери давления в контуре питания с проницаемостью k составит

$$P_{nl} - P_{Rs} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s}. \quad (18)$$

Потери давления в скин-слое с проницаемостью k_s составят

$$P_{Rs} - P_{z(Ks)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}. \quad (19)$$

Подставляя значения (18) и (19) в (17), получим

$$\begin{aligned} P_{nl} - P_{z(Ks)} &= \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s} + \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} = \\ &= \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{1}{k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s} + \frac{1}{k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \right). \end{aligned} \quad (20)$$

Потери давления в околоскважинном пространстве при естественной проницаемости пласта (кривая 1) составят

$$S = \left(1 - \frac{k_s}{k} \right) \quad (16)$$

$$P_{nl} - P_{z(k)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}. \quad (21)$$

Вычитая (21) из (20), получим потери давления ΔP_s в скин-слое

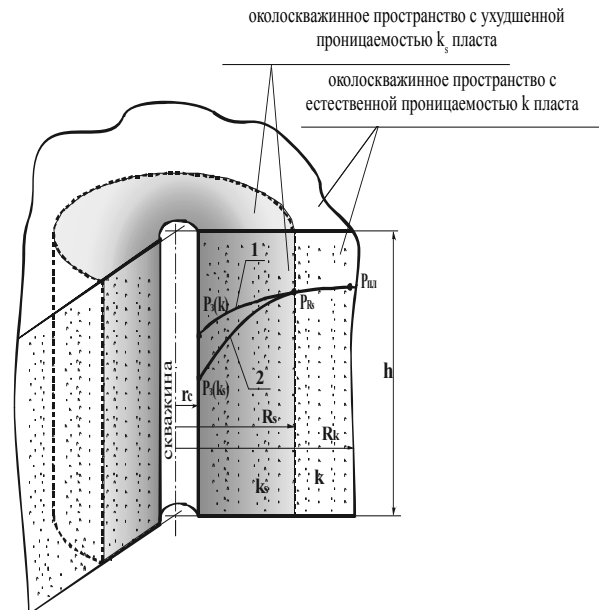


Рис.2. 1 – кривая изменения пластового давления при естественной проницаемости пласта; 2 – кривая изменения пластового давления при ухудшенной проницаемости пласта; k – коэффициент естественной проницаемости пласта; k_s – коэффициент ухудшенной проницаемости пласта; P_{nl} – пластовое давление на контуре питания; P_{Rs} – пластовое давление на контуре R_s ; $P_{z(Ks)}$ – забойное давление при ухудшенной проницаемости пласта; R_s – радиус нарушения проницаемости; h – мощность пласта.

$$\begin{aligned}
\Delta P_s &= P_{з(\kappa)} - P_{з(\kappa_s)} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{1}{k} \cdot \ln \frac{R_k}{R_s} + \frac{1}{k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} - \right. \\
&\quad \left. - \frac{1}{k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} \right) = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{1}{k} \cdot \ln \frac{r_c}{R_s} + \frac{1}{k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \right) = \\
&= \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{1}{k_s} - \frac{1}{k} \right) \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} = \\
&= \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{k - k_s}{k \cdot k_s} \right) \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}.
\end{aligned} \tag{22}$$

Пользуясь уравнением (12), запишем

$$S = \frac{\Delta P_s}{P_{Rs} - P_{з(\kappa_s)}}. \tag{23}$$

Подставляя (19) и (22) в (23), получим

$$\begin{aligned}
S &= \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{k - k_s}{k \cdot k_s} \right) \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \div \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot h \cdot k_s} \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} = \\
&= \frac{(k - k_s) \cdot k_s}{k \cdot k_s} = \frac{k - k_s}{k},
\end{aligned}$$

или

$$S = \left(1 - \frac{\kappa_s}{\kappa} \right) \tag{24}$$

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 ($P_{пл} - P_{з(\kappa)}$) (21).

$$\Delta P_s = \frac{Q_{ж(\kappa_s)} \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{k - k_s}{k \cdot k_s} \right) \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}, \tag{25}$$

где $Q_{ж(\kappa_s)}$ – приток жидкости при проницаемости пласта κ_s , т. е. при наличии скин-слоя.

$$P_{пл} - P_{з(\kappa)} = \frac{Q_{ж(\kappa)} \cdot \mu}{2\pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}, \tag{26}$$

где $Q_{ж(\kappa)}$ – приток жидкости при проницаемости пласта κ , т. е. при отсутствии скин-слоя.

$$\begin{aligned}
\frac{\Delta P_s}{P_{пл} - P_{з(\kappa)}} &= \frac{Q_{ж(\kappa_s)} \cdot \mu}{2\pi \cdot h} \cdot \left(\frac{k - k_s}{k \cdot k_s} \right) \cdot \ln \frac{R_s}{r_c} \div \\
&\div \frac{Q_{ж(\kappa)} \cdot \mu}{2\pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} = \left[\left(\frac{\kappa}{\kappa_s} - 1 \right) \cdot \frac{Q_{ж(\kappa_s)}}{Q_{ж(\kappa)}} \right] \frac{\ln \frac{R_s}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c}}.
\end{aligned} \tag{27}$$

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 $P_3=\text{const}$ и $h_d=\text{const}$**

Приток жидкости при естественной продуктивности пласта K :

$$Q_{ж(к)} = K \cdot (P_{пл} - P_3) \quad (\text{обозначения на рис.3}) \quad (28)$$

Приток при ухудшенной продуктивности пласта K_s

$$Q_{ж(ks)} = K_s \cdot (P_{пл} - P_3). \quad (29)$$

Снижение притока жидкости $\Delta Q_{ж}$ в скважину в результате ухудшения продуктивности пласта от K до K_s :

$$\Delta Q_{ж} = Q_{ж(к)} - Q_{ж(ks)} = K \cdot (P_{пл} - P_3) - K_s \cdot (P_{пл} - P_3) \quad (30)$$

Так как снижение притока жидкости в скважину пропорционально скин-фактору, введем обозначение

$$S = \frac{\Delta Q_{ж}}{Q_{ж(к)}}. \quad (31)$$

Подставляя (28) и (30) в (31), получим

$$\begin{aligned} \frac{\Delta Q_{ж}}{Q_{ж(к)}} &= K \cdot (P_{пл} - P_3) - K_s \cdot (P_{пл} - P_3) \div \\ &\div K \cdot (P_{пл} - P_3) = 1 - \frac{K_s}{K}. \end{aligned} \quad (32)$$

или

$$S = \left(1 - \frac{K_s}{K}\right)$$

(33)

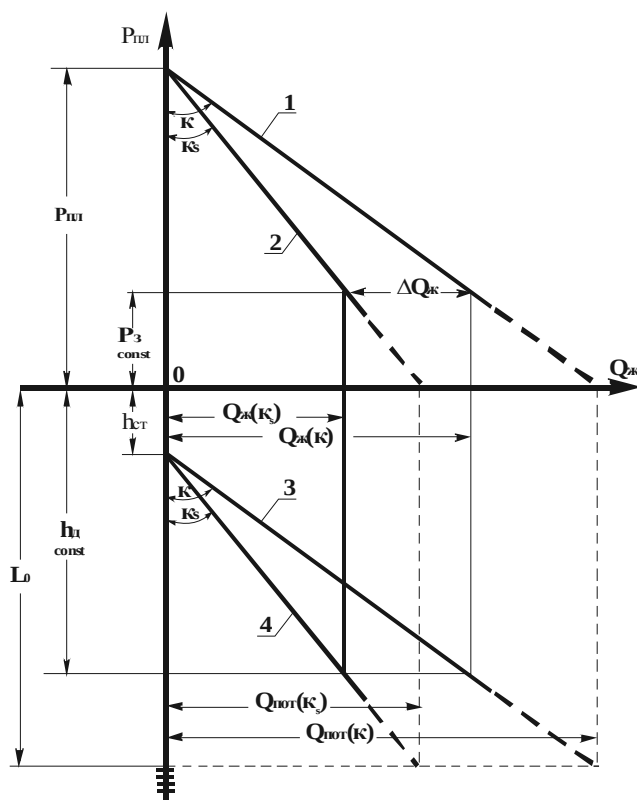


Рис. 3. Геометрическая интерпретация взаимосвязи параметров пласта и скважины для определения скин-фактора при $P_3=\text{const}$ и $h_d=\text{const}$: 1 – индикаторная линия $P_3=f(Q_{ж(к)})$; 2 – индикаторная линия $P_3=f(Q_{ж(ks)})$; 3 – индикаторная линия $h_d=f(Q_{ж(к)})$; 4 – индикаторная линия $h_d=f(Q_{ж(ks)})$; K – коэффициент продуктивности при естественной проницаемости пласта; K_s – коэффициент продуктивности при ухудшенной проницаемости пласта; $Q_{ж(к)}$ – приток жидкости при продуктивности пласта K ; $Q_{ж(ks)}$ – приток жидкости при продуктивности пласта K_s ; $\Delta Q_{ж}$ – снижение притока в результате ухудшения продуктивности пласта от K до K_s ; $h_{ст}$ – статический уровень жидкости в скважине; h_d – динамический уровень жидкости в скважине; $Q_{пот(к)}$ – потенциальный приток при продуктивности пласта K ; $Q_{пот(ks)}$ – потенциальный приток при продуктивности пласта K_s ; L_0 – глубина скважины до верхних перфорационных отверстий.

**Вывод формулы скин-фактора через индикаторные линии
«дебит-уровень» при $Q_{\text{ж}}=\text{const}$ (см. рис. 4)**

Приток жидкости $Q_{\text{ж}}$ при естественной продуктивности пласта K составит

$$Q_{\text{ж}} = K[L_0 - (L_0 - h_{\text{д}(K)}) - h_{\text{ст}}] \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g. \quad (34)$$

При постоянстве отбора жидкости ухудшение продуктивности от K до K_s приводит к снижению динамического уровня от $h_{\text{д}(K)}$ до $h_{\text{д}(K_s)}$, следовательно:

$$Q_{\text{ж}} = K_s[L_0 - (L_0 - h_{\text{д}(K_s)}) - h_{\text{ст}}] \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g. \quad (35)$$

Пользуясь (34) и (35), определим динамические уровни при коэффициентах продуктивности K и K_s :

$$h_{\text{д}(K)} = \frac{Q_{\text{ж}}}{K \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g} + h_{\text{ст}}; \quad (36)$$

$$h_{\text{д}(K_s)} = \frac{Q_{\text{ж}}}{K_s \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g} + h_{\text{ст}}. \quad (37)$$

Падение динамического уровня $\Delta h_{\text{д}}$ составит

$$\Delta h_{\text{д}} = h_{\text{д}(K_s)} - h_{\text{д}(K)}. \quad (38)$$

Подставляя значения (36) и (37) в (38), получим

$$\begin{aligned} \Delta h_{\text{д}} &= \left(\frac{Q_{\text{ж}}}{K_s \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g} + h_{\text{ст}} \right) - \left(\frac{Q_{\text{ж}}}{K \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g} + h_{\text{ст}} \right) = \\ &= \frac{Q_{\text{ж}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot g} \cdot \left(\frac{K - K_s}{K \cdot K_s} \right). \end{aligned} \quad (39)$$

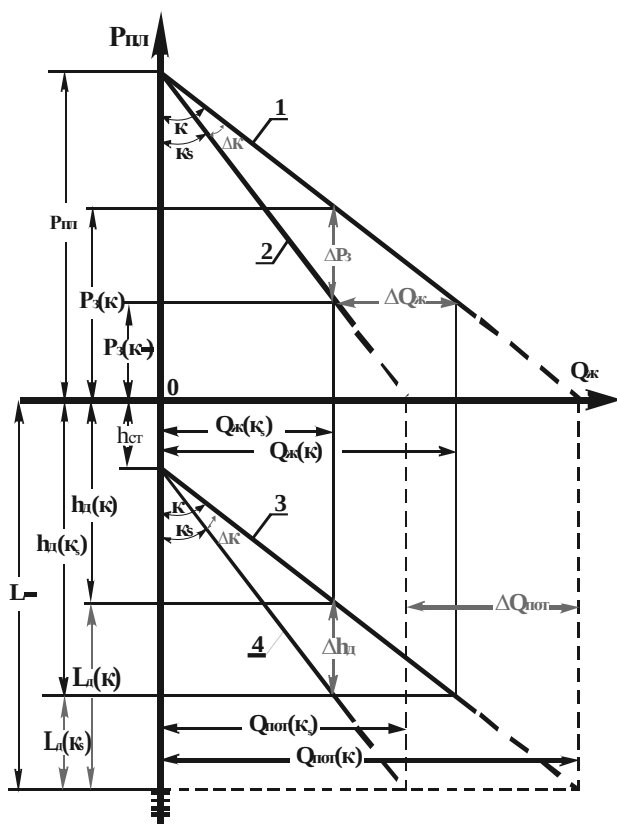


Рис. 4. Полная интерпретация взаимосвязи параметров пласта и скважины для определения скин-фактора:
1 – индикаторная линия $P_3=f(Q_{\text{ж}(K)})$; 2 – индикаторная линия $P_3=f(Q_{\text{ж}(K_s)})$; 3 – индикаторная линия $h_{\text{д}}=f(Q_{\text{ж}(K)})$; 4 – индикаторная линия $h_{\text{д}}=f(Q_{\text{ж}(K_s)})$; K – коэффициент продуктивности при естественной проницаемости пласта; K_s – коэффициент продуктивности при ухудшенной проницаемости пласта; $Q_{\text{ж}(K)}$ – приток жидкости при продуктивности пласта K ; $Q_{\text{ж}(K_s)}$ – приток жидкости при продуктивности пласта K_s ; $\Delta Q_{\text{ж}}$ – снижение притока в результате ухудшения продуктивности пласта от K до K_s ; $h_{\text{ст}}$ – статический уровень жидкости в скважине; $h_{\text{д}(K)}$ – динамический уровень при продуктивности пласта K ; $h_{\text{д}(K_s)}$ – динамический уровень при продуктивности пласта K_s ; $\Delta h_{\text{д}}$ – снижение динамического уровня в результате ухудшения продуктивности пласта от K до K_s ; L – глубина скважины до верхних перфорационных отверстий; $L_{\text{д}(K)}$ – динамическая глубина при продуктивности K ; $L_{\text{д}(K_s)}$ – динамическая глубина при продуктивности K_s ; ΔP – падение забойного давления в результате ухудшения продуктивности пласта от K до K_s ; $Q_{\text{пот}(K)}$ – потенциальный дебит при продуктивности пласта K ; $Q_{\text{пот}(K_s)}$ – потенциальный дебит при продуктивности пласта K_s ; $\Delta Q_{\text{пот}}$ – снижение потенциального дебита в результате ухудшения продуктивности пласта от K до K_s .

Падение динамического уровня на величину Δh_d пропорционально скин-фактору S , введем обозначение

$$S = \frac{\Delta h_d}{h_{d(K_s)} - h_{ст}}. \quad (40)$$

Пользуясь уравнением (37), запишем

$$h_{d(K_s)} - h_{ст} = \frac{Q_{ж}}{K_s \rho g} \quad (41)$$

После подстановки (39) и (41) в (40) получим

$$\begin{aligned} S &= \frac{\Delta h_d}{h_{d(K_s)} - h_{ст}} = \frac{Q_{ж}}{\rho_{ж} g} \cdot \left(\frac{K - K_s}{K \cdot K_s} \right) \div \frac{Q_{ж}}{\rho_{ж} g} \cdot \frac{1}{K_s} = \\ &= 1 - \frac{K_s}{K}. \end{aligned}$$

$$\boxed{S = \left(1 - \frac{K_s}{K}\right)} \quad (42)$$

Вывод формулы скин-фактора по значению забойного давления при $Q_{ж} = \text{const}$

Уравнение притока жидкости $Q_{ж}$ при значениях продуктивности K и K_s , запишем в виде (см. рис. 4)

$$Q_{ж} = K(P_{пл} - P_{з(K)}), \quad (43)$$

$$Q_{ж} = K_s(P_{пл} - P_{з(K_s)}). \quad (44)$$

Из формулы (43) определяем забойное давление $P_{з(K)}$ при естественной продуктивности пласта K :

$$P_{з(K)} = \frac{K \cdot P_{пл} - Q_{ж}}{K} = P_{пл} - \frac{Q_{ж}}{K}. \quad (45)$$

Из формулы (44) определяем забойное давление $P_{з(K_s)}$ при ухудшенной продуктивности пласта K_s , т.е. при наличии скин - слоя

$$P_{з(K_s)} = \frac{K_s \cdot P_{пл} - Q_{ж}}{K_s} = P_{пл} - \frac{Q_{ж}}{K_s}. \quad (46)$$

При постоянстве отбора жидкости ухудшение продуктивности пласта от K до K_s приводит к падению забойного давления от $P_{з(K)}$ до $P_{з(K_s)}$.

Падение забойного давления ΔP_z составит

$$\Delta P_z = P_{з(K)} - P_{з(K_s)}. \quad (47)$$

Подставляя значения $P_{з(K)}$ и $P_{з(K_s)}$ в (47), получим

$$\Delta P_z = \left(P_{пл} - \frac{Q_{ж}}{K}\right) - \left(P_{пл} - \frac{Q_{ж}}{K_s}\right) = Q_{ж} \left(\frac{K - K_s}{K \cdot K_s}\right). \quad (48)$$

Падение забойного давления на величину ΔP_z пропорционально скин-фактору S .

$$\Delta P_z = (P_{пл} - P_{з(K_s)}) S.$$

или

$$S = \frac{\Delta P_z}{P_{пл} - P_{з(K_s)}}. \quad (49)$$

Из формулы (44) запишем

$$P_{пл} - P_{з(K_s)} = \frac{Q_{ж}}{K_s}. \quad (50)$$

Подставляя значения из (48) и (50) в (49), получим

$$S = Q_{\text{ж}} \left(\frac{K - K_s}{K \cdot K_s} \right) \div \frac{Q_{\text{ж}}}{K_s} = \frac{K - K_s}{K} = 1 - \frac{K_s}{K}.$$

$$S = \left(1 - \frac{K_s}{K} \right)$$

(51)

Вывод формулы скин-фактора по значению потенциального дебита (см. рис. 4)

Потенциальным дебитом скважины называется дебит, который может быть получен при $P_3=0$. Динамический уровень скважинной жидкости при этом снижается до верхних перфорационных отверстий т.е. $h_d=L_0$. Пластовое давление остается без изменения, $P_{\text{пл}}=\text{const}$.

Из уравнения притока потенциальный дебит при коэффициенте продуктивности K составит

$$Q_{\text{ном}(\kappa)} = K \cdot P_{\text{пл}}. \quad (52)$$

При наличии скин-слоя коэффициент продуктивности падает от K до K_s , тогда потенциальный дебит составит

$$Q_{\text{ном}(\kappa_s)} = K_s \cdot P_{\text{пл}}. \quad (53)$$

Снижение потенциального дебита $\Delta Q_{\text{пот}}$ в результате ухудшения продуктивности пласта от K до K_s составит

$$\Delta Q_{\text{ном}} = Q_{\text{ном}(\kappa)} - Q_{\text{ном}(\kappa_s)} = K \cdot P_{\text{пл}} - K_s \cdot P_{\text{пл}} = P_{\text{пл}} \cdot (K - K_s). \quad (54)$$

Снижение потенциального дебита на величину $\Delta Q_{\text{пот}}$ пропорционально скин-фактору S $\Delta Q_{\text{ном}} = S \cdot Q_{\text{ном}(\kappa)}$, или

$$S = \frac{\Delta Q_{\text{ном}}}{Q_{\text{ном}(\kappa)}}. \quad (55)$$

Подставляя значение (52) и (54) в (55), получим

$$S = \frac{P_{\text{пл}}(K - K_s)}{K \cdot P_{\text{пл}}} = \frac{K - K_s}{K},$$

или

$$S = \left(1 - \frac{K_s}{K} \right)$$

(56)

Формула Тима

В уравнениях (16) и (24) отношение $\frac{K_s}{K}$ 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

$$\frac{k_s}{k} = \frac{K_s}{K} = \frac{P_{3(k)}}{P_{3(k)}} = \frac{L_{д(k)}}{L_{д(k)}} = \frac{Q_{ж(k)}}{Q_{ж(k)}} = \frac{Q_{ном(k)}}{Q_{ном(k)}} = \frac{\Delta P(k)}{\Delta P(k)}. \quad (57)$$

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».