

В результате появляется возможность производить пересчет аномалий силы тяжести (и ее производных) с одной произвольной поверхности на другую. Эта возможность позволяет решать целый спектр задач, таких как различные трансформации и пересчет поля, учет аномального градиента и определение формы геоида по гравиметрическим данным.

Вейвлет-спектр двумерного точечного источника и «семафорный» алгоритм поиска источников

При использовании в качестве анализирующего вейвлета функции из семейства (4), вейвлет-спектр поля силы тяжести двумерного точечного источника с координатами залегания $\{x_0, h_0\}$ и единичной линейной плотностью будет иметь вид:

$$W_{\psi_{(n)}}[V_{(1)}](h, h_0, x, x_0) = \frac{2^{n-2}}{\Gamma(n-1)\pi f} h^{n-2} V_{(n)}(h + h_0, x - x_0) \quad (11)$$

Максимум данной функции достигается в точке с координатами

$$x = x_0$$

$$h = \left(\frac{n}{2} - 1\right) h_0 \quad (12)$$

В частности, при $n = 4$ имеем $h = h_0$, то есть положение и значение максимума вейвлет-спектра точно и однозначно определяет положение и массу источника (рис.3).

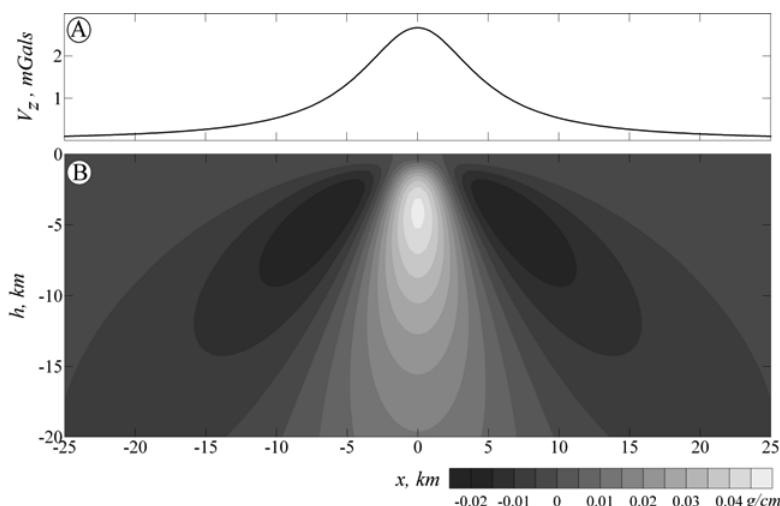


Рис. 3. Поле силы тяжести двумерного точечного источника, залегающего на глубине 5 км (А) и его «естественный» вейвлет-спектр (В).

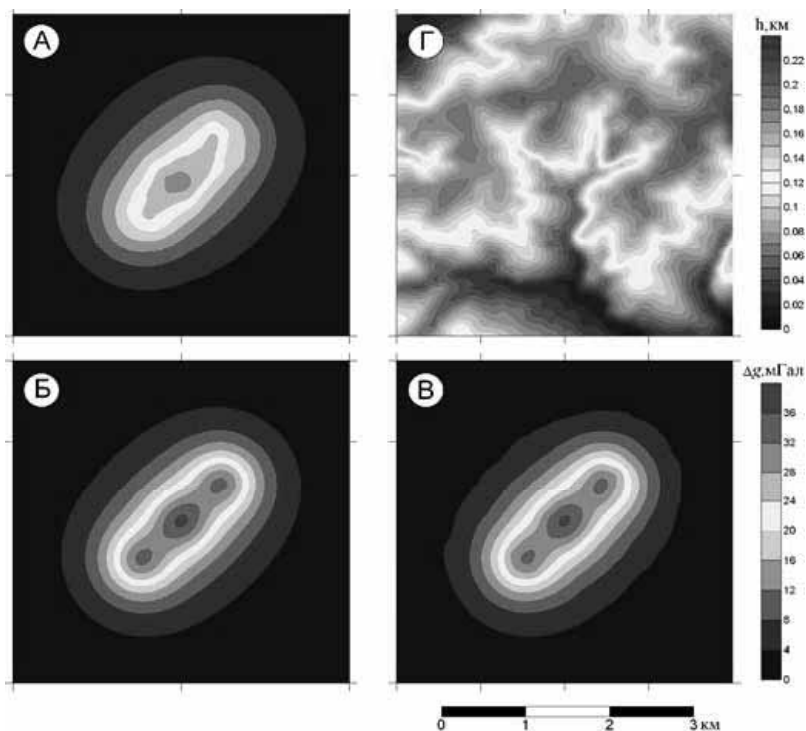


Рис. 2. Модельный пример пересчета гравитационной аномалии с поверхности рельефа на плоскость приведения. В качестве модели использовались 3 точечных источника равной массы и глубины залегания (500 м). А – поле силы тяжести модельных источников на рельефе местности; Б – поле силы тяжести модельных источников на плоскости приведения; В – восстановленное поле на плоскости приведения по данным аномалий, рассчитанных на рельефе (поле силы тяжести с учетом поправок за аномальный градиент); Г – поверхность рельефа (выбран реальный участок земного рельефа).

Если аномалии силы тяжести обусловлены гравитационным влиянием системы двумерных точечных источников, то можно поставить задачу восстановления параметров этих источников по гравитационному вейвлет-спектру. Для поля одиночного произвольно расположенного источника алгоритм определения его параметров достаточно прост: для этого на вейвлет-спектре гравитационной аномалии нужно найти центральный экстремум и по его положению и значению определить положение и массу источника.

В случае двух и более произвольно расположенных источников, аналогичная задача становится сложной в силу аддитивности гравитационных аномалий и соответствующих вейвлет-спектров: гравитационные вейвлет-спектры отдельных источников накладываются друг на друга, создавая значительные взаимные искажения. В этом случае параметры источников можно определить лишь приближенно, однако мы можем поэтапно уточнять их положение и массу, «выключая» по очереди каждый найденный источник (вычитать вейвлет-эффект данного источника из общего гравитационного вейвлет-спектра) и снова его «включая» с уже уточненным положением и значением вейвлет-экстремума.

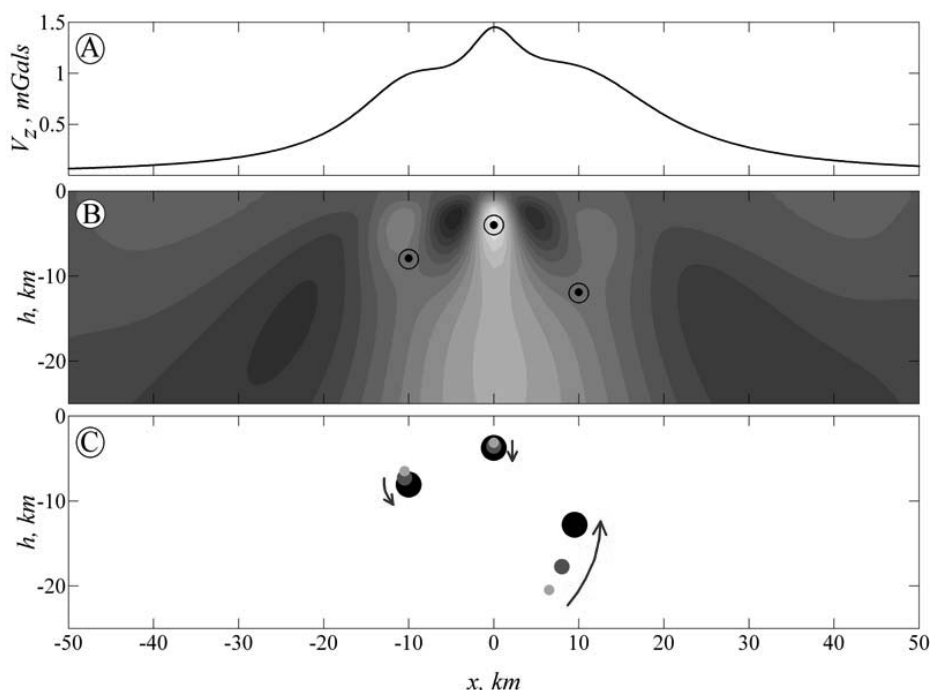


Рис. 4. Результат восстановления параметров 3-х двумерных точечных источников по вейвлет-спектру (B) их поля силы тяжести (A). На рис. B окружности – заданное положение источников, черные кружки – найденное положение источников. На рис. C схематично показана история уточнения решений.

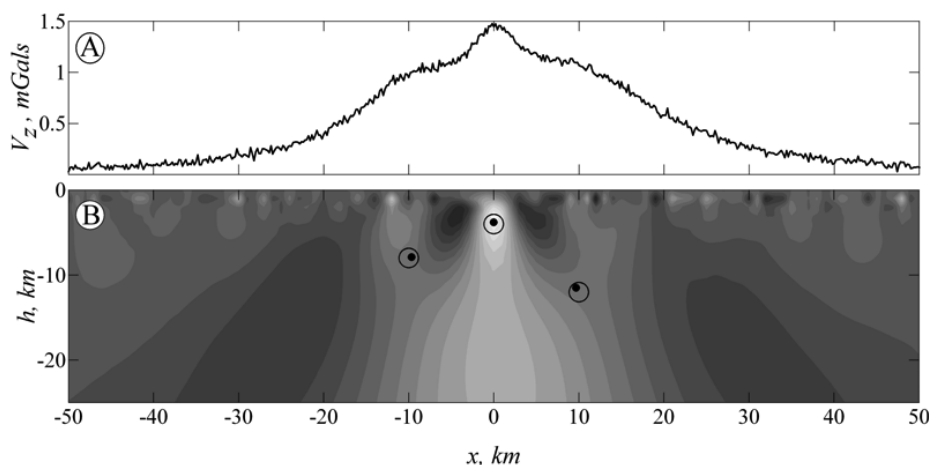


Рис. 5. Результат восстановления параметров 3-х двумерных точечных источников по вейвлет-спектру (B), их поля силы тяжести с 7% шумом (A).

На рисунках 4-6 представлены некоторые примеры использования «семафорного» алгоритма при решении синтетических задач.

Отметим, что предлагаемый «семафорный» алгоритм во многих случаях позволяет уверенно восстанавливать параметры источников даже при значительных погрешностях заданного поля (см., например, рис.5).

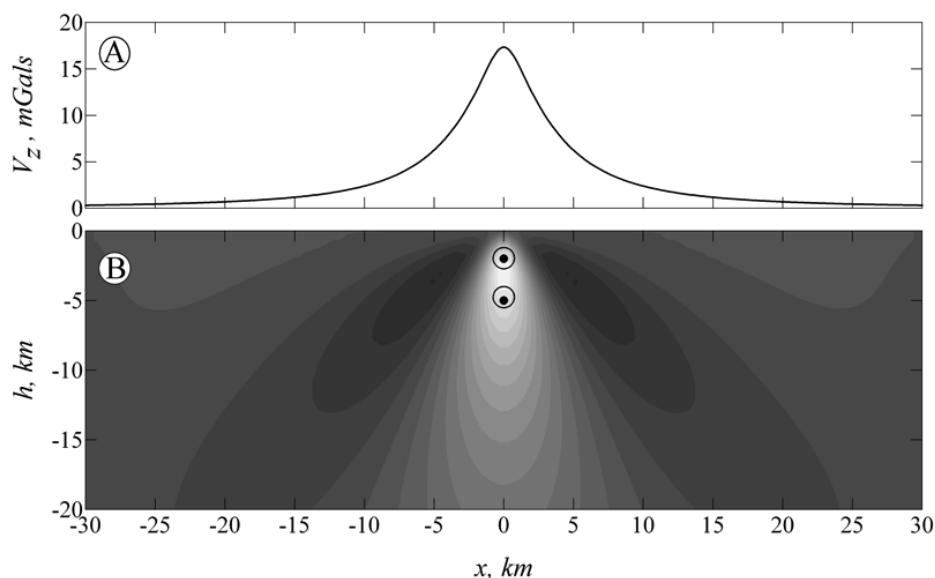


Рис. 6. Результат восстановления параметров 2-х двумерных точечных источников, расположенных один под другим, по вейвлет-спектру (В), их поля силы тяжести (А).

Получаемые таким образом распределения источников, в случае интерпретации природных аномалий, представляют самостоятельный интерес; кроме того, существует возможность эквивалентного перераспределения масс по одной из известных схем с использованием физико-геологических априорных данных [6, 10, 11].

Литература

1. Boukerbout, H., Gibert, D., Identification of sources of potential fields with the continuous wavelet transform: Two-dimensional ridgelet analysis // *Journal of Geophysical Research*, 2006. V. 111. B071104, doi:10.1029/2005JB004078.
2. Fedi, M., Quatra, T. Wavelet analysis for the regional-residual and local separation of potential field anomalies // *Geophys. Prosp.* 1998. V. 46. P. 507–525.
3. Hornby, P., Boschetti, F., and Horowitz F.G. Analysis of potential field data in the wavelets domain. // *Geophys. J. Internat.* – 1999. – V. 137. – P.175–196.
4. Moreau, F., Gibert, D., Holschneider, M. and Saracco, G. Identification of sources of potential fields with the continuous wavelet transform: Basic theory // *J. Geophys. Res.* – 1999. – Vol. 104, (B3). – P. 5003–5013.
5. Parker R.L. *Geophysical Inverse Theory*. Princeton Univ. Press. Princeton. N.J. – 1994. – 386 p.
6. Utemov, E.V., Nurgaliev, D.K. Natural Wavelet Transformations of Gravity Data: Theory and Applications, *Izvestia, Physics of the Solid Earth*. – 2005. – Vol. 41. – № 4, – P. 88–96.
7. Астафьева Н.М. Вейвлет-анализ: основы теории и примеры применения // *УФН*. – 1996. – Т. 166. – № 11. – С. 1145–1170.
8. Кобрунов А.И. Математические основы теории интерпретации геофизических данных: учеб. пособие. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008.
9. Новиков П.С. Об единственности решения обратной задачи потенциала // *Докл. АН СССР*. – 1938. – Т. 18. – №3 – С. 165–168.
10. Страхов В.Н. О подходе к решению обратных задач гравиразведки, основанном на теории эквивалентных перераспределений масс // *Докл. АН СССР*. – 1977. – Т. 236. – № 3. – С. 571–574.
11. Цирульский А.В., Никонова Ф.И., Федорова Н.В. Метод интерпретации гравитационных и магнитных аномалий с построением эквивалентных семейств решений. – Свердловск: УНЦ АН СССР, 1980. – 136 с.

СЫРЬЕВАЯ БАЗА И НАПРАВЛЕНИЯ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ В ОБЛАСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ И НЕФТЕДОБЫЧИ

И.Ш.Фардиев

Министерство энергетики Республики Татарстан, г. Казань

По прогнозу Международного энергетического агентства (МЭА) нефть и газ останутся основными источниками энергии в мире на протяжении еще многих лет, даже при самых оптимистичных сценарных условиях развития альтернативных технологий. Несмотря на замедление экономического роста в последнее время МЭА прогнозирует, что мировой спрос на энергию будет расти на 1,6 % – 1,8 % в год до 2030 г.

В прошедшем, 2009 г., мировые доказанные запасы нефти выросли, впервые превысив уровень в 200 млрд. т, но несмотря на то, что они увеличились, объем капитальных вложений в разведку и добычу нефти и газа снизился на 19%.

Россия – уникальная нефтегазовая держава, обладающая одним из самых значительных в мире потенциалов топливно-энергетических ресурсов. На долю России приходится около 9 % общемировых запасов, в мировом рейтинге по объему разведанных запасов она занимает четвертое место. К настоящему времени в России открыто и разведано более трех тысяч месторождений углеводородного сырья.

В 2009 г. мировая годовая добыча нефти составила около 3,5 млрд. т, снизившись по отношению к предыдущему году на 3 %. Аналитики констатируют, что это самое большое падение с 1982 г.

В 2009 г. добыча нефти в Российской Федерации вышла на уровень 494,2 млн. т, Россия опередила Саудовскую Аравию, заняв первое место в мире.

Прирост запасов углеводородов в Российской Федерации начиная с 2005 г. превышает годовой уровень их добычи, в 2009 г. прирост составил 620 млн. т, превысив на 26 % нефтедобычу.

По мнению аналитиков, мировые потребности в нефти в 2009 г. по сравнению с предшествующим, 2008 г. сократились на 1,5 %. В то же время прогнозы всех международных аналитических агентств склоняются к тому, что спрос на нефть в 2010 г. будет складываться выше чем в прошедшем году.

Республика Татарстан – старейший нефтегазодобывающий регион с многолетней историей нефтедобычи. История нефтедобывающей промышленности республики берет начало в 1943 г., когда из скважины № 1 Шугуровского месторождения был получен промышленный приток нефти. Сегодня флагману нефтедобычи в Татарстане, ОАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина – одной из ведущих компаний страны – в апреле текущего года исполнилось шестьдесят лет с начала ее образования.

В настоящее время республика, находясь в зрелой стадии освоения ресурсов недр, остается в ряду ведущих субъектов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в области нефтедобычи.

В 2009 г. в Татарстане добыто 32,5 млн. т, немногим менее 7 % от объема добычи нефти в Российской Федерации. В настоящее время на балансе республики находится 196 нефтяных месторождений, их основная доля относится к категории мелких. Высока степень выработанности уникального Ромашкинского и ряда других месторождений – более 80%. По состоянию на 01.01.2010 г. нефтедобычей в республике занимаются 37 нефтедобывающих компаний: одна из крупнейших компаний России – ОАО «Татнефть» и 36 малых нефтяных компании.

Известно, что основой функционирования и эффективного развития нефтедобывающего комплекса Республики Татарстан является минерально-сырьевая база.

Объем промышленных запасов категории ABC_1 в недрах республики составляет немногим более 5 % от запасов Российской Федерации. Примечательно, что в структуре остаточных разведанных извлекаемых запасов нефти существенно преобладают трудноизвлекаемые – 72,2 %, активные запасы составляют лишь 27,8 %. При современных темпах нефтедобычи ее обеспеченность разведанными запасами – 28 лет. Структуру минерально-сырьевой базы республики составляют остаточные разведанные запасы категории ABC_1 – 40,9%, предварительно оцененные запасы категории C_2 – 6,1%, перспективные ресурсы категории C_3 – 6,4% и прогнозные ресурсы категории $D_1 + D_2$ – 46,6% (рис.1).

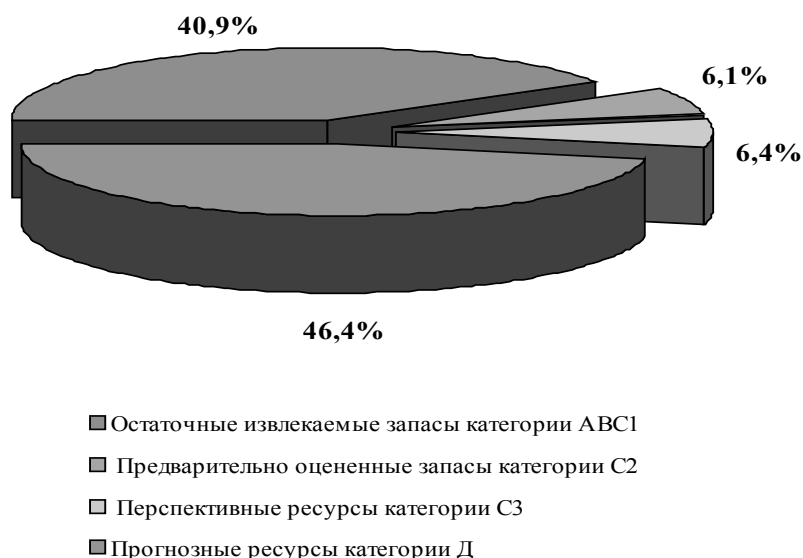


Рис.1. Структура текущих суммарных ресурсов нефти по состоянию на 01.01.2010 г.

Цель, стоящая перед нефтедобывающей отраслью Республики Татарстан на среднесрочную перспективу – стабилизация нефтедобычи на достигнутом уровне, что, в свою очередь, реально лишь при условии непрерывного

восполнения в необходимых объемах сырьевой базы республики новыми разведанными запасами. Такой потенциал определенно имеется в недрах республики и он достаточно высок.

Первый источник для выявления новых месторождений – ресурсы категории C_3 или фонд подготовленных к глубокому бурению объектов, который сегодня насчитывает 260 единиц с объемом ресурсов, равным 126,5 млн. т. Второй – прогнозные ресурсы нефти категории D_1, D_2 , которые составляют более одного миллиарда тонн. Таким образом, суммарный углеводородный потенциал недр республики значителен, но его составляющие – масса мелких месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

В соответствии с качественной структурой ресурсной базы наиболее высокоперспективна восточная часть республики (рис. 2), с которой связываются дальнейшие основные открытия месторождений нефти, в западном направлении перспективность земель снижается. Проведенное территориальное ранжирование недр Татарстана по перспективности основывается на значительном комплексе геологических взаимосвязанных данных. В частности, в оконтуривании земель различной степени перспективности учтены закономерности распространения и толщины пород-коллекторов региональных и локальных продуктивных горизонтов, особенности развития различных по качественной и количественной характеристикам флюидоупоров, особенности формирования различных генотипов ловушек и их способность к аккумуляции и сохранности залежей углеводородов.

Воспроизводству минерально-сырьевой базы в республике всегда уделяется серьезное внимание. Прирост запасов за последние четыре года, 2006–2009 гг., на 10 % превышал объемы нефтедобычи. Основной источник прироста: 70 % – за счет геолого-разведочных работ, преобладающая доля которого относится к залежам высоковязких нефтей пермских отложений на территории деятельности ОАО «Татнефть». Таким образом, пополнение базы разведанных запасов республики происходит как за счет залежей нефти в девонских и каменноугольных отложениях, так и нетрадиционного источника – пермских залежей высоковязкой нефти на территории деятельности – ОАО «Татнефть». Так, в 2009 г. на государственный баланс поставлено 15 новых месторождений: 6 – высоковязких нефтей пермских отложений, 9 – девонско-каменноугольных.

В последние годы в республике к традиционно установившемуся направлению проведения сейморазведочных работ на суше прибавилось нетрадиционное направление – изучение сейморазведкой акватории водохранилищ, где сегодня выявляются относительно крупные объекты – каждый в несколько миллионов тонн извлекаемых запасов.

Однако при несомненно значительных успехах деятельности нефтедобывающих компаний республики есть и проблемы: по результатам деятельности за 2009 г. – первое полугодие 2010 г. в условиях экономического кризиса недропользователи республики снизили объемы сейморазведочных работ, поисково-разведочного бурения, эксплуатационного бурения.

В 2010 г. в Татарстане из запланированного годового объема добычи – 32 млн. т нефти, в первом полугодии добыто 16,1 млн. т, на долю ОАО «Татнефть» приходится 80 %, на долю малых нефтяных компаний – 20 %.

Насущной необходимостью в настоящее время становится дальнейшее развитие научно-технической деятельности нефтяных компаний и научных учреждений республики. Основными научными направлениями являются разработка и реализация технологий и технических средств по увеличению добычи нефти и разработка техники и технологий, снижающих затраты на добычу.

В целях обеспечения прироста запасов и увеличения объемов добычи углеводородного сырья, рационального использования недр и сохранения устойчивого топливного баланса региона и страны предполагается развитие следующих направлений:

1. Реализация стратегических инициатив нефтяных компаний Республики Татарстан. В рамках данного направления планируется осуществление следующих мероприятий:

- реализация перспективных инвестиционных проектов нефтяных компаний Республики Татарстан;
- вовлечение в активную эксплуатацию остаточных запасов разрабатываемых месторождений, в том числе за счет применения новых технологий добычи нефти, связанных с методами увеличения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны продуктивных пластов;
- интенсификация поисково-разведочных работ на новых площадях в действующих регионах;
- реализация мероприятий по увеличению сбора и последующей переработке независимыми нефтяными компаниями попутных нефтяных газов.

2. Инновационное обеспечение развития нефтедобычи в Республике Татарстан.

Обеспечение прироста добычи нефти требует применения, в первую очередь, прогрессивных методов увеличения нефтеотдачи. Взамен вторичных методов заводнения наибольшее распространение должны получить третичные и четвертичные методы. Важно обеспечить более активное применение таких направлений повышения нефтедобычи, как виброволновые, вибросейсмические, ультразвуковые воздействия на пласты и призабойную зону скважин и другие инновационные методы. К перспективным направлениям можно причислить применение нано- и биотехнологий в нефтедобыче, особенно на поздней стадии разработки нефтяных месторождений.

Важным направлением инновационного развития республиканской нефтедобычи является внедрение эффективных технологий добычи и облагораживания природных битумов. Это направление требует продолжения проведения комплекса научно-исследовательских и опытно-промышленных работ, направленных на поиск оптимальных решений по разведке, добыче и переработке в Республике Татарстан природных битумов.

Другим перспективным инновационным направлением является внедрение в деятельность предприятий новых наукоемких разработок в области сбора и переработки попутных нефтяных газов, что не только позволит расширить сырьевую базу нефтехимических предприятий, но и существенно снизить нагрузку на окружающую природную среду.

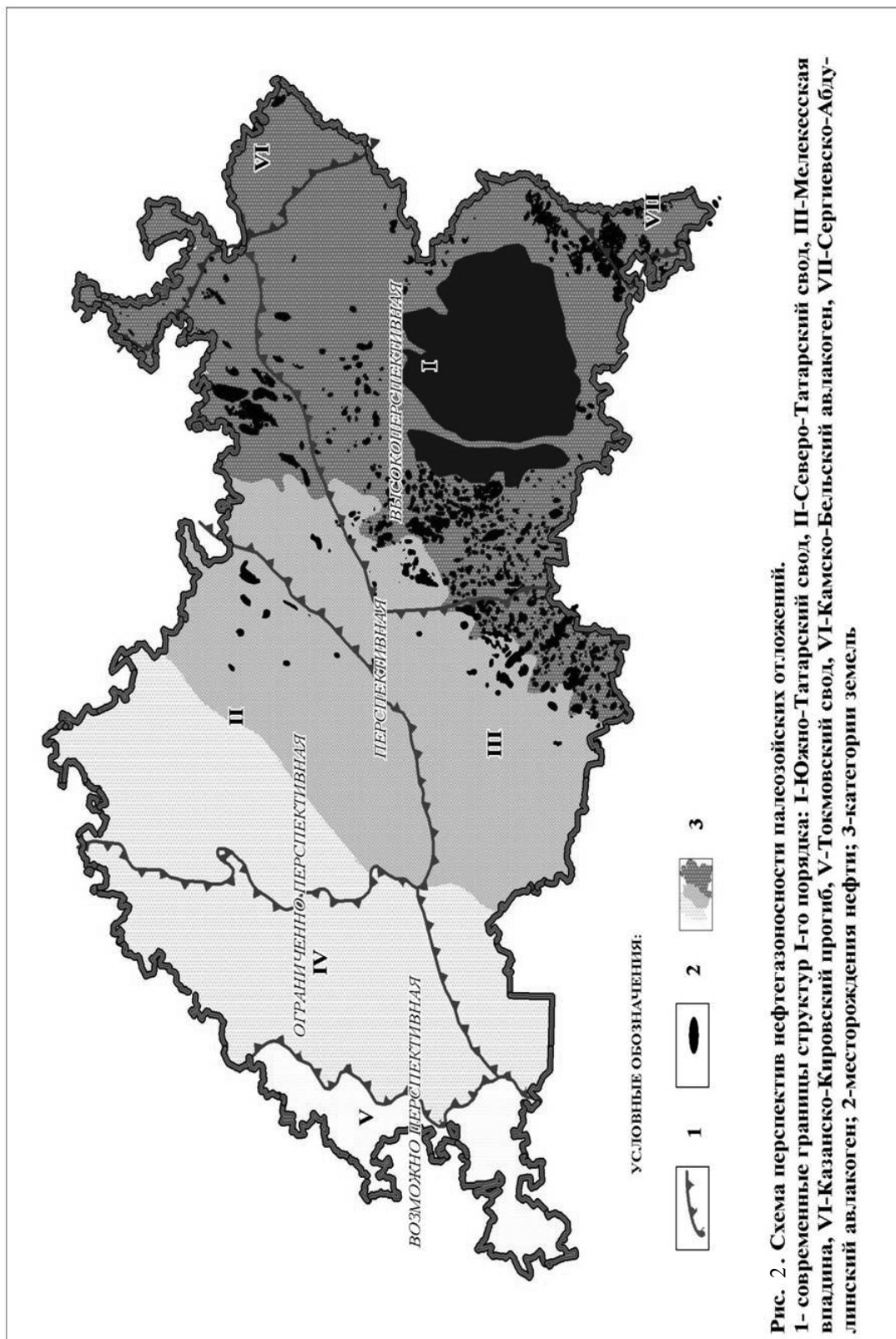


Рис. 2. Схема перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений. 1- современные границы структур I-го порядка; I-Южно-Татарский свод, II-Северо-Татарский свод, III-Мелекесская впадина, VI-Казанско-Кировский прогиб, V-Токмовский свод, VI-Камско-Бельский авлакоген, VII-Сергиевско-Абдулинский авлакоген; 2-месторождения нефти; 3-категории земель

ПРАВОВЫЕ ПРОБЛЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ НА ЭТАПЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

З.М.Фаткудинов

ИУЭП, г.Казань

Главные бюджетобразующие экономические отрасли страны, как известно, нефтяная и газовая. Однако хозяйственные отношения по разработке нефтяных и газовых месторождений, как это ни странно, до настоящего времени не урегулированы в достаточной мере специальными законами.

В целом анализ нормативно-правовой базы показал, что состояние нормативно-правового обеспечения деятельности хозяйствующих субъектов в минерально-сырьевом комплексе несистемно, фрагментарно. Отсутствуют специальные законы, например, «О нефти», «О трубопроводном транспорте и транспортировке нефти, газа, продуктов переработки», а также не сформировалась системная база нормативных правовых актов, регламентирующих хозяйственную деятельность по проектированию и разработке месторождений. В соответствии со статьей 23.2. Закона РФ «О недрах» разработка месторождений полезных ископаемых и пользование недрами осуществляются в соответствии с утвержденными техническими проектами.

Пользование недрами в целях добычи нефти и газа предполагает осуществление различных видов работ: проведение геологоразведочных работ на нефть и газ, связанных с изучением нефтегазоносности, поисками, оценкой, разведкой и разработкой месторождений (залежей) нефти и газа; добыча сырой нефти и природного газа. В процессе осуществления этих работ недропользователями выполняется бурение скважин, а также ведется строительство буровых вышек и осуществляется эксплуатация скважин.

Проектная документация, в том числе на строительство различных скважин, подлежит Государственной экспертизе. В связи с изменениями в регламентации процедур прохождения Государственной экспертизы в сфере деятельности хозяйствующих субъектов нефтегазового комплекса возникают определенные вопросы.

В сфере деятельности субъектов нефтегазового комплекса бурение скважин представляет сложный, достаточно специфичный процесс, связанный непосредственно с недропользованием.

Проектирование и заложение скважин, проведение в них исследований, сбор, обработка и хранение материалов бурения и исследований, составление отчетов по скважинам всех категорий осуществляется в соответствии со специальными положениями, инструкциями, правилами, методическими указаниями и другими документами, т.е. правовой режим скважин определяется специальными нормативными правовыми актами, регламентирующими хозяйственную деятельность в сфере недропользования. Отметим, что здесь преобладают технические нормы и правила, в целом эти нормативные акты характеризуются разрозненностью, часто дублируют друг друга и не способствуют эффективному правовому регулированию рассматриваемых отношений. В связи с этим создаются административные барьеры, препятствующие осуществлению нормальной хозяйственной деятельности. Такой вид хозяйственной деятельности, как бурение скважин непосредственно связан с проведением специфичных работ в сфере пользования недрами при разработке месторождения или проведении геологоразведочных работ.

Все скважины, бурящиеся при геологоразведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений или залежей, независимо от источников финансирования, подразделяются на следующие категории: опорные, параметрические, структурные, поисково-оценочные, разведочные, эксплуатационные, специальные.

Бурение скважин связано с определенными видами хозяйственной деятельности субъектов нефтегазового комплекса, осуществляемыми при недропользовании. Поскольку недра в границах территории Российской Федерации, включая подземное пространство и содержащиеся в недрах полезные ископаемые, энергетические и иные ресурсы, являются государственной собственностью, то предоставление недр в пользование оформляется специальным государственным разрешением в виде лицензии, в которой определяются основные условия пользования недрами.

В соответствии с Приказом Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 07.02.2001. № 126 «Об утверждении временных положений и классификаций» совокупность взаимосвязанных, применяемых в определенной последовательности работ по изучению недр, обеспечивающих подготовку разведанных запасов нефти, газового конденсата и природного газа для промышленного освоения, именуется «геологоразведочный процесс». Геологоразведочные работы на нефть и газ в зависимости от стоящих перед ними задач, состояния изученности нефтегазоносности недр подразделяются на: региональный, поисково-оценочный, разведочный этапы с выделением в них стадий.

На региональном этапе проводится изучение основных закономерностей геологического строения слабо исследованных осадочных бассейнов и их участков и отдельных литолого - стратиграфических комплексов, оценка перспектив их нефтегазоносности и определение первоочередных районов и литолого - стратиграфических комплексов для постановки поисковых работ на нефть и газ на конкретных объемах. В соответствии с задачами региональный этап разделяют на две стадии: прогноза нефтегазоносности и оценки зон нефтегазоаккумуляции.

Поисково-оценочные работы проводятся в целях обнаружения новых месторождений нефти и газа или новых залежей на ранее открытых месторождениях и оценка их запасов по сумме категорий С1 и С2. Поисково-оценочный этап разделяется на стадии: выявления объектов поискового бурения, подготовки объектов к поисковому бурению, поиска и оценки месторождений (залежей).

На разведочном этапе осуществляется изучение характеристик месторождений (залежей), обеспечивающих составление технологической схемы разработки (проекта опытно-промышленной эксплуатации) месторождения (залежи) нефти или проекта опытно - промышленной эксплуатации месторождения (залежи) газа, а также уточнение промысловых характеристик эксплуатационных объектов в процессе разработки.

Как мы отмечали, разработка месторождений полезных ископаемых и пользование недрами в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых, осуществляются в соответствии с утвержденными техническими проектами. Технические проекты разрабатываются и утверждаются в соответствии с требованиями, установленными Министерством природных ресурсов. В соответствующих разделах проектов дается характеристика скважин. Поэтому целесообразно проводить экспертизу проектной документации на строительство скважин в Федеральном агентстве по недропользованию (Роснедра).

Давая техническую характеристику скважин, необходимо отметить, что строительство скважин в нефтегазовом комплексе является специфичным: здесь наряду с общими принципами ведения строительства и его финансирования действуют специфические правила, обусловленные особенностями производственного процесса бурения скважин. Бурение определяется как процесс создания горной выработки преимущественно круглого сечения путем разрушения горных пород главным образом буровым инструментом с удалением продуктов разрушения. Бурение разведочное – бурение скважин с целью поисков и разведки месторождений полезных ископаемых или инженерно-геологических и гидрогеологических изысканий. Бурение сверхглубокое – процесс сооружения скважин в земной коре на глубины, близкие к предельным для современной науки и практики. Предназначено для поиска и разведки глубокозалегающих месторождений полезных ископаемых, изучения геолого-физических параметров земных недр, закономерностей образования и размещения минерального сырья, изучения состояния земной коры в научных целях.

Исходя из краткого описания нефтяных и газовых скважин можно отнести их к объектам, перемещение которых невозможно без несоразмерного ущерба назначению. Во-первых, указанные объекты являются сооружениями, и они связаны с конкретным местом на земной поверхности. Во-вторых, схема расположения скважин на месторождениях определяется строго в соответствии с проектами их разработки. В-третьих, скважины представляют собой технические сооружения, которые невозможно переместить без изменения индивидуальных параметров.

Из характеристики скважин как горнотехнических сооружений очевидно, что нефтяные и газовые скважины относятся к недвижимому имуществу.

Вместе с тем необходимо подчеркнуть, что действующее законодательство пока не учитывает специфику скважин как объектов специфичного вида недвижимости. Специфика этих сооружений видится в следующем:

1. Скважины возводятся в процессе использования участков недр, предоставленных недропользователям для соответствующих целей на определенный срок, установленный в лицензии.

2. Строительство указанных сооружений осуществляется по специальным горно-техническим нормам и правилам (в отличие от общепринятых в строительстве строительных норм и правил).

3. Располагаются скважины на земельных участках, имеющих специальный правовой режим, т.к. предоставление земельных участков осуществляется после оформления горного отвода.

С учетом этой специфики необходимо разработать и принять специальное Положение о регистрации прав на недвижимое имущество, создаваемое в процессе использования участков недр. Целесообразно включение в правовой оборот понятия – «горное имущество». Такое понятие «горное имущество» появилось в проекте структуры Горного Кодекса Российской Федерации.

Необходим также специальный нормативный акт, в котором регламентируются порядок проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий по особо опасным объектам, на которых ведутся горные работы. Представляется, что следует дополнить Закон о регистрации прав на недвижимое имущество специальной главой «Государственная регистрация прав на недвижимое горное имущество и сделок с ним», в которой следует прописать правила такой регистрации, в частности, в этой главе должен содержаться примерный перечень недвижимого горного имущества (в этом перечне должны быть указаны сооружения, к числу которых нами отнесены нефтяные скважины); должен быть определен орган, осуществляющий регистрацию; указано место регистрации; установлен порядок регистрации.

Кроме того, целесообразно разработать и принять подзаконные нормативные акты, в которых следовало бы детально изложить правила осуществления проектирования, в том числе экспертизы проектной документации на скважины как вид горного имущества, строительства скважин и регистрации прав на скважины, в зависимости от вида сооружения, а также определить процедуры ведения кадастрового и горно-технического учета; предусмотреть сроки передачи сооружений в случае истечения срока лицензии на право пользования участком недр, реорганизации, ликвидации хозяйствующего субъекта или смены собственника.

Необходимо принять во внимание, что Постановлением Правительства РФ от 03.03.2010 № 118 «Об утверждении Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами» устанавливается порядок подготовки, согласования и утверждения технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной

документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами.

Разрешение на строительство объектов, строительство, реконструкция или капитальный ремонт которых планируется в целях выполнения работ, связанных с использованием недрами, выдается федеральным органом управления государственным фондом недр (Федеральным агентством по недропользованию) или его территориальным органом на основании двух документов - лицензии на пользование недрами и проекта проведения указанных работ.

Данная норма представляет собой исключение из общих правил, предусмотренных Градостроительным кодексом Российской Федерации (п. 7 ст. 51). Она направлена на то, чтобы недропользователю не было необходимости получать положительное заключение государственной экспертизы для проектной документации на строительство объектов капитального строительства (например, скважин, дробильных установок, дорог и т.д.). Имеется в виду, что проектирование этих объектов будет осуществляться в рамках подготовки необходимых для получения разрешений на строительство технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием недрами. Вместе с тем остается вопрос о том, следует ли проводить государственную экспертизу самих этих технических проектов.

Вышеизложенное с очевидностью свидетельствует о том, что в России необходим, конечно, Горный кодекс, в рамках которого должен быть определен правовой режим горного имущества, в том числе скважин, бурящихся при осуществлении геолого-разведочных работ и разработке нефтяных (газовых) месторождений.

СОСТОЯНИЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ОАО «ТАТНЕФТЬ» НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН И ПУТИ ЕЕ ВОСПОЛНЕНИЯ

Р.Н. Хадиуллина (ОАО «Татнефть»), В.Г. Базаревская, Л.А.Галлямова (ТатНИПИнефть)

Республика Татарстан обладает развитой сырьевой базой углеводородного сырья, которая складывается из совокупности запасов и прогнозных ресурсов нефти. Добычей нефти из недр Татарстана занимаются 36 недропользователей, имеющих лицензии на право пользования недрами нефтяных месторождений республики. Основным нефтедобывающим предприятием в республике является ОАО «Татнефть» с объемом добычи нефти в 2009 г. 79 % всей добычи нефти по республике. Обеспеченность добычи нефти разведанными запасами при уровне добычи 2009 года составляет 28 лет.

По состоянию на 01.01.2010 г. ОАО «Татнефть» на территории республики учтено 99 нефтяных месторождений, из которых 66 находятся в разработке. 65% начальных суммарных ресурсов нефти ОАО «Татнефть» уже отобрано, остаточные промышленные запасы нефти составляют 15%. Доля предварительно оцененных запасов, перспективных и прогнозных ресурсов составляет 20%.

Весомым резервом углеводородного сырья в недрах являются сверхвязкие нефти шешминского горизонта (СВН). В настоящее время ведется планомерная подготовка месторождений СВН к промышленному освоению.

На ресурсный потенциал нефтедобычи в республике отрицательно сказываются: вступление наиболее крупных эксплуатируемых нефтяных месторождений в позднюю стадию разработки; преобладание трудноизвлекаемых запасов и ресурсов нефти; небольшие размеры новых открываемых месторождений и залежей; невысокая, по сравнению с предыдущими стадиями, эффективность поисковых и разведочных работ.

Структуру ресурсной базы нефти характеризуют ее начальные и текущие суммарные ресурсы.

Величина начальных суммарных ресурсов нефти (НСР) ОАО «Татнефть» в пределах РТ по состоянию на 01.01.2010. составляет 4,5 млрд. т, освоенность НСР – 65%. В структуре начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти накопленная добыча составляет 65 %, остаточные промышленные запасы категорий $A+B+C_1$ – 15%, предварительно оцененные запасы (C_2) – 2%, перспективные ресурсы (C_3) – 2%, прогнозные ресурсы (Д) – 16% (рис.1).



Рис.1



Рис.2

Текущие суммарные ресурсы нефти (ТСР) по состоянию на 01.01.2010. составляют 1,57 млрд. т, из которых на остаточные запасы категорий А+В+С₁ приходится 43%, категории С₂ – 7%, категории С₃ – 5%, прогнозные ресурсы категории Д – 46% (рис.2).

В целом, состояние минерально-сырьевой базы нефти в республике ОАО «Татнефть» можно охарактеризовать как благополучное, разведанные запасы обеспечивают существующую добычу на срок до 30 лет (рис. 3).

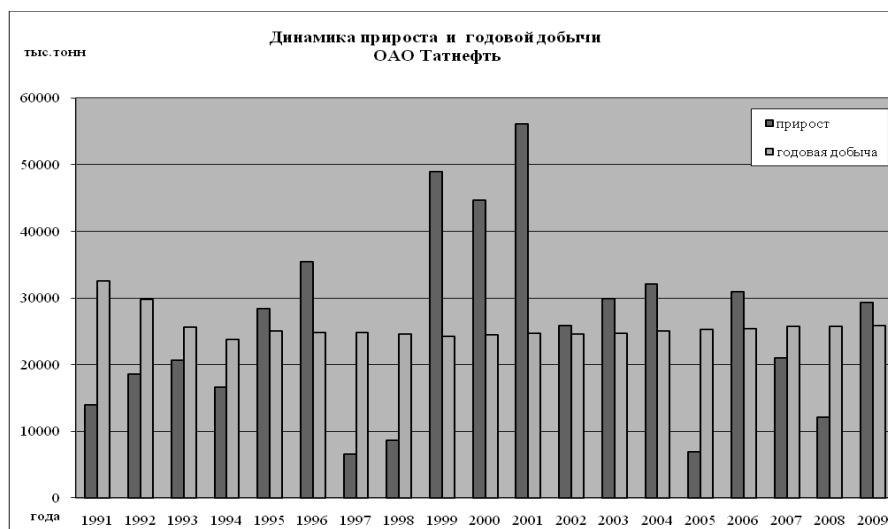


Рис. 3

Наиболее эффективными показателями количественной оценки являются категории промышленных запасов А+В, соответствующие категории «доказанных» запасов в зарубежных классификациях.

Обеспеченность добычи ОАО «Татнефть» по РТ запасами этих категорий в целом составляет 18 лет. Показатель обеспеченности является важным для мировой нефтяной промышленности.

С целью улучшения состояния российской нефтяной отрасли действует дифференцированное налогообложение полезных ископаемых (НДПИ) с учетом состояния выработанности запасов нефти (80% и выше). На сегодняшний день степень выработанности запасов семи месторождений ОАО «Татнефть» (Бастрыкского, Бондюжского, Ново-Елховского, Ново-Суксинского, Орловского, Первомайского и Ромашкинского) составляет более 80%. Доля годовой добычи по этим месторождениям составляет 58% всей добычи по РТ.

В структуре остаточных извлекаемых запасов нефти участвуют 30% активных и 70% трудноизвлекаемых запасов (рис. 4).

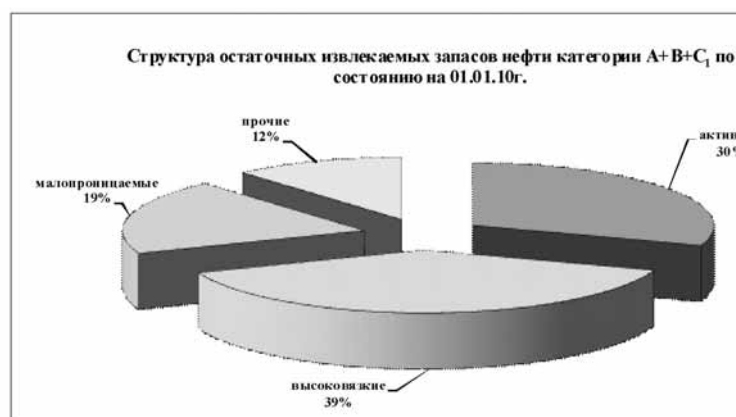


Рис. 4

По величине остаточных извлекаемых запасов нефти, месторождения ОАО «Татнефть» в пределах РТ согласно «Временной классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», утвержденной приказом МПР РФ №126 от 07.02.2001. распределены:

- Уникальное, более 300 млн.т, одно – Ромашкинское;
- Крупное, 60-300 млн.т, одно – Ново-Елховское;
- Средние, 15-60 млн.т, два – Архангельское и Бавлинское;
- Мелкие, менее 15 млн.т – 95 месторождений.

Стратиграфически нефтеносность охватывает диапазон от казанских отложений верхней перми до эйфельских отложений среднего девона, в интервале глубин 80-2000м. Промышленная нефтеносность большей частью связана с терригенными коллекторами девонских и нижнекаменноугольных отложений 69%, в карбонатных коллекторах промышленно и регионально нефтеносны в первую очередь пласты-коллекторы в верей-башкирских отложениях среднего карбона и турнейских отложениях нижнего карбона.

Нефть месторождений ОАО «Татнефть» в пределах РТ преимущественно средней плотности (0,87–0,9 г/см³) – 28% и тяжелая (более 0,9 г/см³) – 40%, по содержанию серы сернистая (от 0,5 до 2,0%) – 31% и высокосернистая (выше 2,0%) – 69%, по величине вязкости маловязкая (<5 МПа*с) – 28% и высоковязкая (>30,0 МПа*с) 40% (рис. 5).

Ресурсы категории С₃ нефтеперспективных структур, подготовленных к глубокому бурению, являются объектами поисково-оценочных работ, обеспечивающими в случае успешного опознания открытие новых запасов нефти. В пределах республики ОАО «Татнефть» на сегодняшний день находится 127 структур с извлекаемыми ресурсами категории С₃ 69,8 млн.т.

Прогнозные ресурсы категории Д являются, в свою очередь, источником для подготовки ресурсов категории С₃. Важным результатом последних лет стало завершение количественной оценки прогнозных ресурсов на площадях недр Республики Татарстан и ОАО «Татнефть». В пределах лицензионных границ ОАО «Татнефть» РТ прогнозные ресурсы категории Д составляют 717,3 млн.т.

Нефтяной потенциал ОАО «Татнефть» в Республике Татарстан еще достаточно велик. Вместе с тем существует устойчивая тенденция к истощению запасов, следствием чего может явиться падение объемов добычи нефти. Пути снижения темпов падения добычи должны явиться повышение эффективности проводимых поисково-разведочных работ, ввод в разработку маломощных пластов, внедрение методов и технологий увеличения нефтеотдачи, привлечение инвестиций в поиски, разведку и разработку месторождений, установление определенных налоговых льгот.

Дополнительная подготовка запасов и ресурсов нефти возможна в результате геологоразведочных и геофизических работ на малоизученных площадях. Для поддержания существующего уровня добычи нефти в республике необходимо ежегодно открывать новые месторождения. ОАО «Татнефть» за последние годы помимо открытия малоразмерных нефтяных месторождений в традиционных горизонтах особое внимание уделяет изучению месторождений сверхвязких нефтей шешминского горизонта.

Обеспечение стабильной добычи может быть также достигнуто путем повышения коэффициента извлечения нефти на эксплуатируемых месторождениях.

Работы по воспроизводству запасов нефти проводятся непрерывно. Общий прирост промышленных запасов нефти категорий А+В+С₁ по ОАО «Татнефть» за 2009 год превысил объем годовой добычи в 1,2 раза.

Наибольший вклад в воспроизводство за последние годы внесен за счет переоценки запасов крупных месторождений (Ромашкинского, Ново-Елховского, Бавлинского). Основными причинами увеличения запасов явилось приращение площади нефтеносности в связи с проведенными геологоразведочными работами и расширения залежей при разбурировании их периферийных частей, а также уточнение подсчетных параметров (увеличение эффективной нефтенасыщенной толщины и др. параметров). Однако потенциал старых месторождений не является бесконечным и будет исчерпан в ближайшем будущем. Прирост запасов на лицензионных разведочных площадях является явно недостаточным. В современных условиях наиболее экономически эффективным является получение прироста запасов в результате эксплуатационного разбурирования известных месторождений на основе новых данных и возможностей новых технологических решений, внедрения новых технологий, направленных на увеличение коэффициента извлечения нефти.

Первоочередным источником новых запасов является фонд структур, подготовленных к глубокому бурению. Сейсморазведкой последние годы подготавливаются ежегодно 10–30 новых структур на лицензионных разведочных

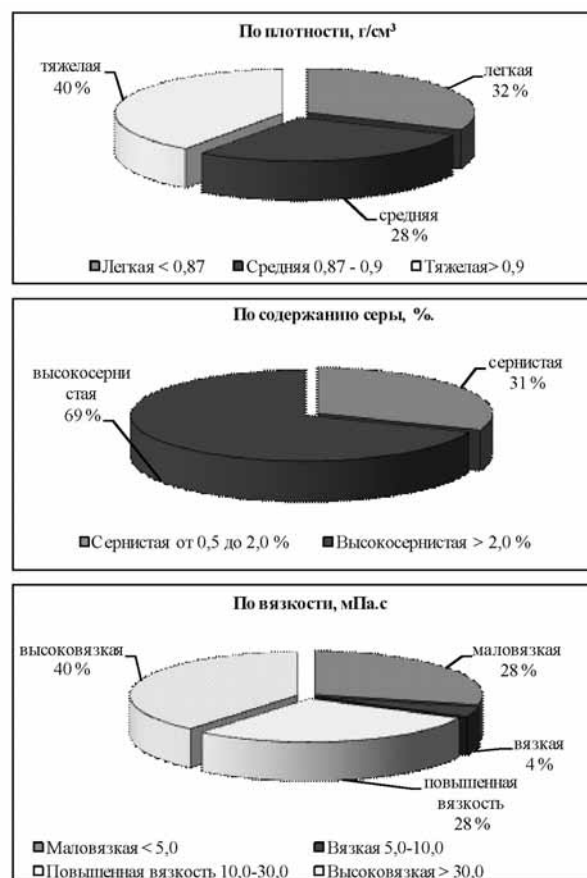


Рис. 5

площадах ОАО «Татнефть» в пределах РТ. Этот фонд и является резервом для открытия новых месторождений. Ежегодно по результатам геологоразведочных работ ОАО «Татнефть» открывает 1–4 новых нефтяных месторождений.

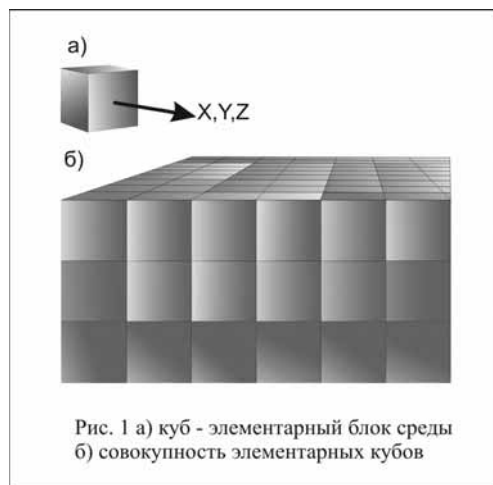
Для оценки ресурсной базы нефти помимо проведения ГРП необходимы применения малозатратных технологий и научно-исследовательские работы в области геологии и использования недр.

Сегодня ОАО «Татнефть» много средств инвестирует в разведку и разработку месторождений за пределами РТ – в Самарской, Оренбургской, Ульяновской областях, Республике Калмыкия, Ненецком автономном округе, также за пределами РФ – Ливии, Сирии и др.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА ОСАДОЧНОГО ПОКРОВА В ПРЕДЕЛАХ АКТАНЬШ-ЧИШМИНСКОГО ПРОГИБА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ

Г.С. Хамидуллина, Р.И.Нугманов, И.И.Нугманов, Б.М.Насыртдинов

Казанский федеральный университет



Ведущими геофизическими методами поисков нефти и газа принято считать сейсморазведочные методы отраженных волн в модификации общей глубинной точки в 2D и 3D-исполнении. Однако из-за высокой стоимости и недостаточной эффективности сейсморазведочных работ в сложных сейсмогеологических условиях значительную роль при оценке нефте-газоперспективности играет комплекс геофизических методов, включающих грави-, магнито- и электроразведку.

Задачей электроразведки при поисках месторождений углеводородов является выявление структур благоприятных для нефтегазоаккумуляции (антиклинальные поднятия, брахиантиклинальные складки, зоны развития солончужной тектоники или траппового магматизма). Проблемой является и выявление ловушек неструктурного типа, связанные с рифами, песчаными линзами, зонами выклинивания и т.д. Таким образом, назначение электроразведочных методов, при решении поисков структур в осадочном чехле – геометризация залежей или выявление объектов типа залежь.

Однако в практике обработки и интерпретации данных электроразведки, как правило, имеют дело с точечными наблюдениями. Это относится и наиболее популярному электроразведочному методу в нефтяной геологии - зондированию становления поля в ближней зоне (ЗСБЗ). Этот метод наблюдения позволяет получать информацию об осадочном чехле, верхней части земной коры, но данные можно отнести только к одной точке. Для построения геолого-геофизических моделей, как правило, прибегают к различным интерполяциям точечных данных. Стандартной методикой является построение профилей и прослеживание горизонтов интереса или аномальных объектов. В большинстве случаев плоские модели оказываются недостаточными для решения поставленных задач, особенно когда требуется оценка геометрии геологических тел в объеме, и при сопоставлении с другими геологическим и геофизическим данными, пространственно несколько удаленными от профиля. В таких случаях более чем желательно представление модели геологической среды в объеме. Причем модель должна быть такой, что позволяла бы получать доступ к любой своей части (в смысле визуализации этой части), а не вдоль каких-то строго определенных направлений или локаций.

Предлагается идея представления геолого-геофизической среды в виде набора блоков, каждый из которых имеет числовую характеристику (какой-либо геофизический параметр) и пространственное положение, описываемое тройками координат XYZ (рис.1). Изучаемое пространство делится на элементарные объемы, каждый из которых имеет определенную геофизическую характеристику. Это представляет собой аналог voxel грида, реализации которого выполнялись в среде ARCGIS 9.3.1.

В качестве примера использовались данные ЗСБЗ, проведенные на площади 660 км² (564 физ.точек), с целью изучения геологического строения осадочной толщи палеозоя и выделения участков, перспективных на поиски залежей нефти. Густота сети наблюдений составила 1 физ.точка на 1,17 км². Масштаб съемки 1:50 000 (рис.2).

Перед реализацией информации в среде ARCGIS, данные ЗСБЗ прошли стандартную обработку. Основной результат измерений ЗСБЗ – это инструментальная регистрация электромагнитного поля и, как следствие, преобразование электромагнитного поля, получение величины продольных проводимостей (Сим) по разрезу, суммирующихся с глубиной (St). Результаты измерений отражают количественные и качественные характеристики

слагающих разрез пород (компонентный состав, структурные параметры, электрические свойства пород и др.). Таким образом, в распоряжении интерпретатора имеются значения регистрируемых параметров, изменяющихся с глубиной. Классическое представление результатов ЗСБЗ – это график функции $S\tau \sim f(H)$, наглядно отражающий изменение функции $S\tau$ (рис.3,а) [2].

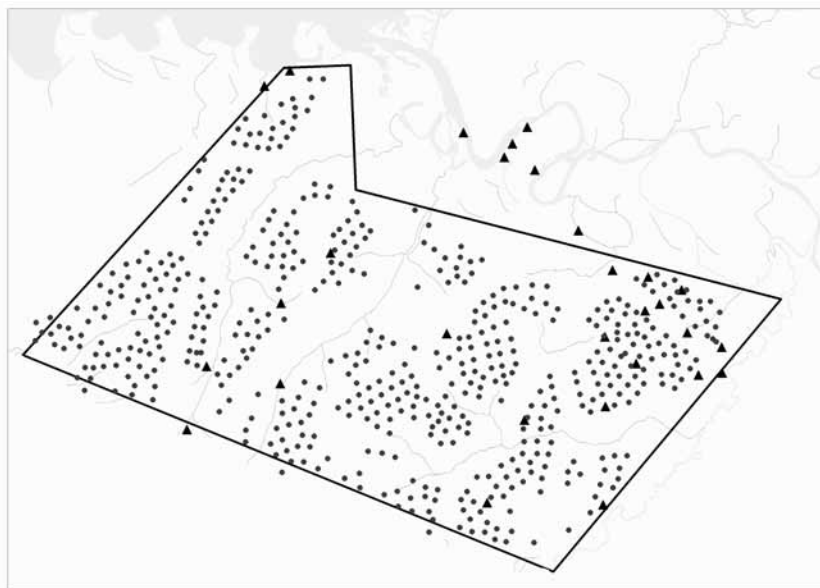


Рис. 2. Точки расположения ЗСБЗ. Данные предоставлены ООО «ТНГ-Казаньгеофизика».

Значения суммарной продольной проводимости $S\tau$ аппроксимируются в сплайн-функцию 1-й степени. В результате получаются дискретные значения $S\tau$ и $H\tau$ с равномерным шагом дискретизации, а затем, используя процедуру дифференцирования $dS\tau/d(H\tau)$, определяют удельную электропроводность $\Delta\sigma$ (рис.3 б) [3].

Таким образом, для каждой точки имелась цифровая запись изменения удельной электропроводности. В представленном примере использовалась информация изменения удельной электропроводности с шагом 200 м по глубине. Задача: построить 3-D модель электропроводности среды для данной площади работ.

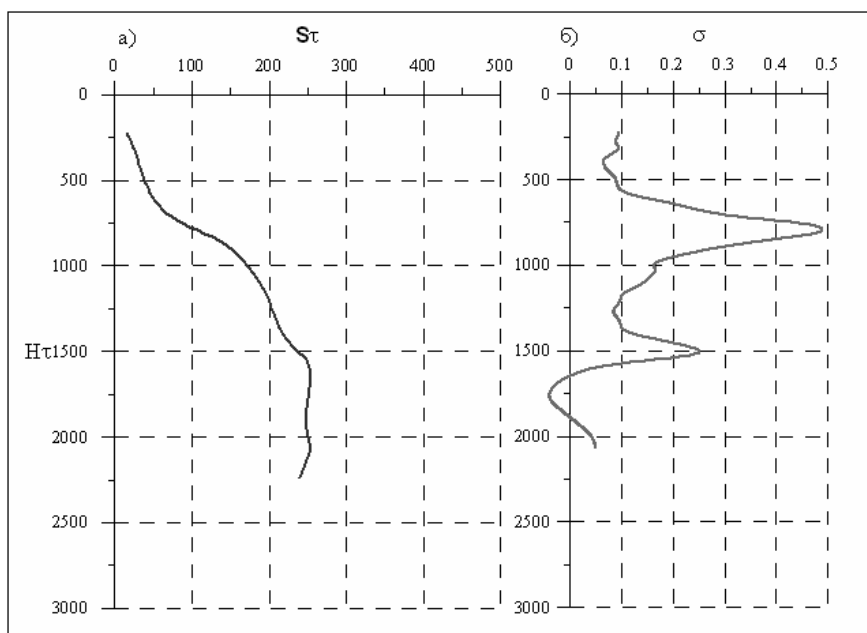


Рис.3. Графики электромагнитных зондирований: а) кажущаяся продольная проводимость $S\tau/(H\tau)$; б) удельная электропроводность $dS\tau/d(H\tau) - (\Delta\sigma)$.

В данной модели геологической среды приняты элементарные блоки, которыми являются кубы определенного размера. Поскольку информация по глубине была представлена через 200 м, то и линейные размеры куба логично было принять равными 200 м. Каждый куб будет считаться наименьшей (неделимой) частью среды и для него определено значение удельной электропроводности. Также необходимо определить координаты куба в пространстве.

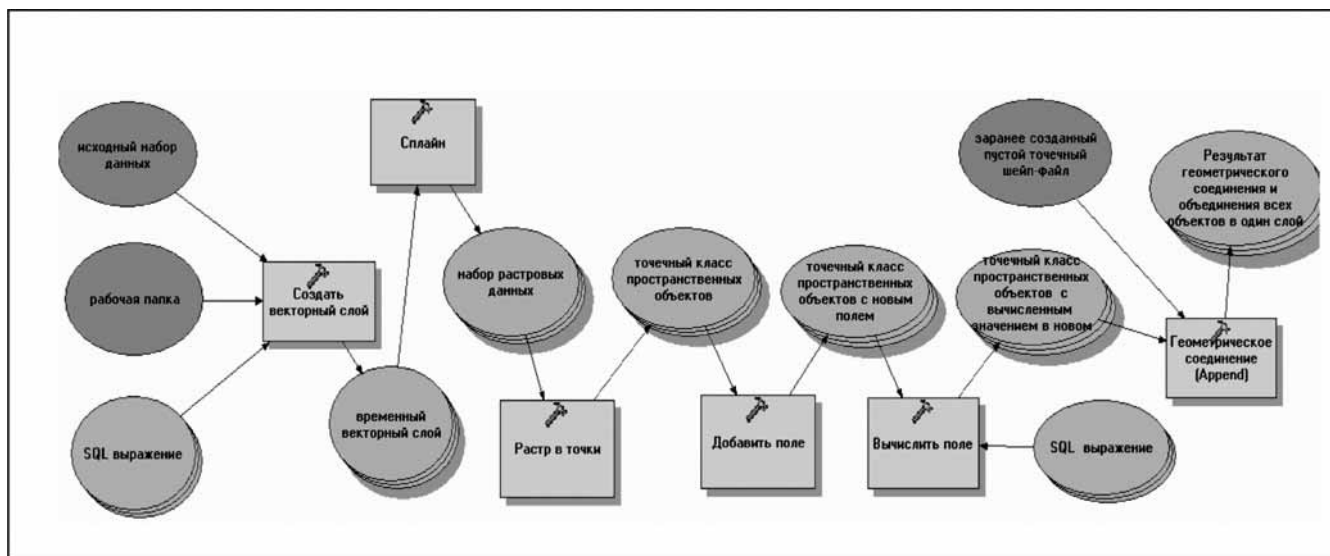


Рис.4. Алгоритм геообработки, созданный в среде ArcGIS.

Для определения этих параметров использовался простой подход. Для каждой из известных глубин H (200, 400, 600 и т.д. м) строилась поверхность-грид удельной электропроводности. Все операции можно выполнить с помощью стандартных инструментов ArcGIS [1]. Однако весь этот процесс рутинный и трудоемкий. И для упрощения был создан алгоритм модели процесса «геообработки», блок-схема которой представлена на рис.4.

Алгоритм «геообработка» – это любое преобразование пространственных данных. Операции, соединенные в единую цепочку, формируют модель процесса обработки данных. Главными элементами «геообработки» являются входные данные, инструменты которых к ним применяются, и выходные данные. Выходные данные, в свою очередь, становятся входными данными для следующей процедуры. Процедуры алгоритма перечислены пошагово, и для получения конечного результата – достаточно просто нажать кнопку «вычислить». Разработан и создан алгоритм «геообработки» один раз, его можно использовать многократно, а также передавать его другим пользователям.

Созданный алгоритм добавляется в список ArcToolbox в виде инструмента, который можно запускать из его диалогового окна или окна командной строки.

Результатом действия «геообработки» являются два вида точечных данных: 1. Удельное электрическое сопротивление для каждого интервала глубины. 2. Удельное электрическое сопротивление для общего поля точек.

Для получения непрерывного представления среды, для каждой точки задается трехмерный символ – куб с линейными размерами 200x200x200 м. Для отображения значений удельной электропроводности используем цветовую шкалу, например цветовую градацию от красного к синему. Красному цвету соответствует минимальные, а синему – максимальные значения удельной электропроводности. В результате получаем модель, пример которой изображен на рис. 5.

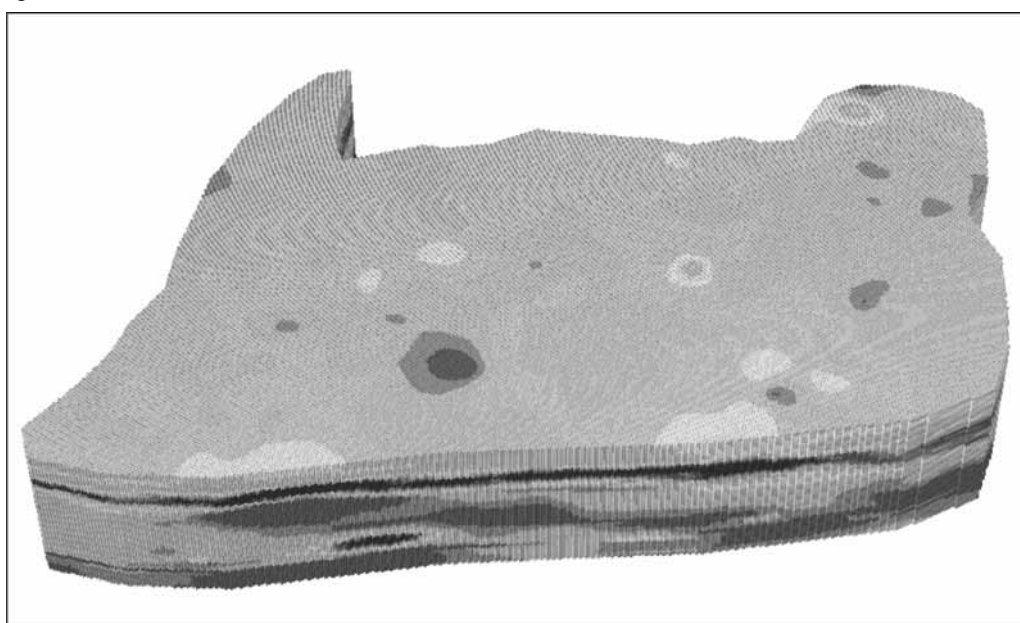


Рис.5. Трехмерное изображение точечных объектов.

Полученные данные сохраняются как файлы слоя. Теперь эти настройки будут едины для отображения любой части исследуемого массива. И в единой цветовой шкале можно отображать любой набор кубиков. Анализируя массив по частям, вы можете быть уверены, что данные всякий раз отображаются единообразно. На рис. 6 представлены примеры изображения геоэлектрических разрезов.

На рис. 7 показан пример представления данных ЗСБЗ вдоль выбранного профиля, пересекающего интересные объекты. Представлен разрез удельной электропроводности осадочного чехла северо-восточной части Республики Татарстан в пределах Актаныш-Чишминского прогиба Камско-Кинельской системы прогибов. Здесь просматривается поверхность кристаллического фундамента, который примыкает справа к южному куполу Татарского свода, а слева к западному борту Камско-Бельского авлакогена. Осадочный чехол имеет слоистое строение и по преимущественному преобладанию тех или иных литологических типов пород с учетом их стратиграфической приуроченности подразделяется на ряд комплексов.

Верхний комплекс – карбонатный комплекс среднего и верхнего карбона. Спорадически просматриваются терригенно-карбонатная пачка верейского горизонта московского яруса среднего карбона (кажущееся сопротивление имеет в верхней части разреза невысокое значение (3–7 Ом) увеличиваясь в нижней карбонатной – до 120 Ом). Кажущее сопротивление всего верхнего комплекса изменяется от 15 до 50 Ом м по данным стандартного электрокаротажа.

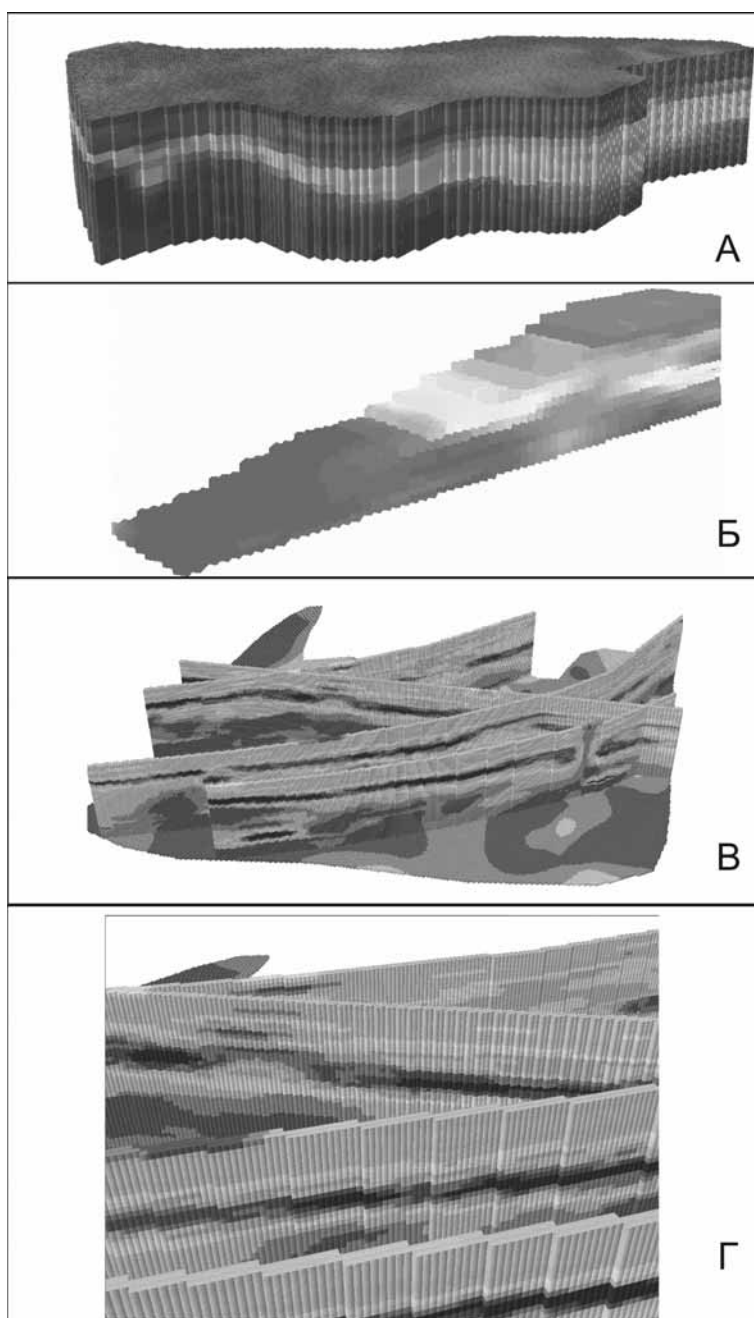


Рис.6. А, Б, В, Г – примеры изображения геоэлектрических разрезов произвольного направления и формы.

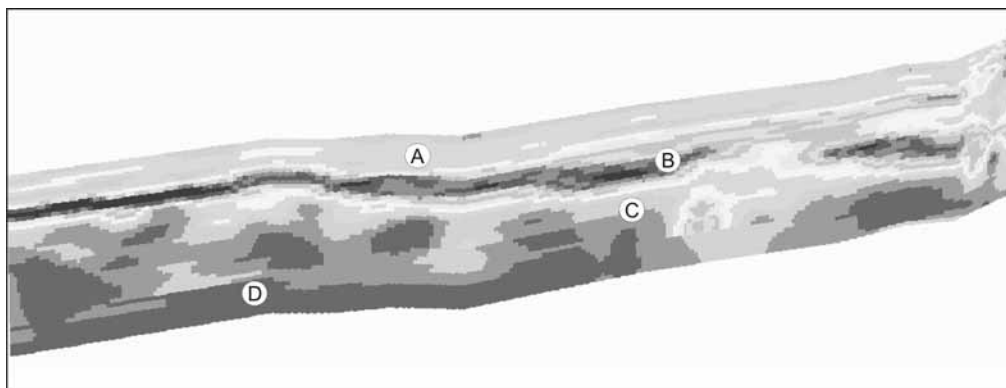


Рис. 7. Примеры изображения геоэлектрического разреза произвольного направления: А – верхний комплекс; Б – средний комплекс; В – нижний комплекс; Г – кристаллический фундамент.

Средний комплекс – терригенный комплекс внутренней прибортовой и осевой зоны Актаныш-Чишминского прогиба ККС (кажущееся электрическое сопротивление изменяется от 5 до 20 Омм).

Нижний комплекс терригенно-карбонатный (кажущееся электрическое сопротивление изменяется от 10 до 75 Омм).

Продемонстрированная технология при наличии данных позволяет строить геолого-геофизические модели любой сложности. Детальность модели определяется детальностью входных данных. Очевидно, что подобные модели можно строить не только по данным зондирований, но и по результатам других геофизических исследований, тем самым облегчая задачу интерпретации. Также следует сказать и о возможности достаточно точного определения геометрии тел произвольной формы, что является важной информацией, например, при подсчете запасов.

Литература

1. Майкл Н. ДеМерс. Географические информационные системы. Основы. – М.:Дата+, 1999. – 489 с.
2. Сидоров В.А., Тикшаев В.В. Электроразведка зондированием поля в ближней зоне. – Саратов, 1969. – 58 с.
3. Хамидуллина Г.С., Хасанов Д.И. Некоторые методические приемы обработки и интерпретации данных электроразведки становления поля в ближней зоне с целью выявления углеводородов // Нефть.Газ.Новации. – 2009. – № 9. – С 57-60.

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВЫСОКОТОЧНОЙ МАГНИТОРАЗВЕДКИ ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

Д.И. Хасанов, Э.В. Утемов, Д.К. Нургалиев, И.И. Нугманов, Б.М. Насыртдинов, А.Н. Даутов

Казанский федеральный университет

В Российской Федерации и за рубежом существует достаточно большое количество сервисных геофизических компаний, предоставляющих широкий спектр услуг по проведению работ методами аэро- и наземной магниторазведки. Услуги включают в себя качественную и количественную интерпретацию данных, спектральный анализ магнитного поля и т.д. Разработаны десятки оригинальных алгоритмов решения различных задач магнитометрии. В то же время в большинстве своем все найденные решения сводятся к выделению аномалий типа «залежь». Отдельные особенности магнитного поля довольно часто объясняются эпигенетическими изменениями пород осадочного чехла под воздействием углеводородов, однако анализ характера изменений проводится очень редко. Еще реже проводится детальное изучение тонкой структуры локального магнитного поля. В предлагаемых методиках используются, как правило, традиционные подходы в практике интерпретации результатов наземной магниторазведки. При этом зачастую игнорируются некоторые особенности тонкой структуры локального поля.

Активные эпигенетические процессы, инициированные углеводородами, приводят к изменению и формированию новых минералов железа. При этом в значительных объемах горных пород изменяются магнитные свойства. Проникновение углеводородов приводит к восстановлению железа и при достаточном парциальном давлении серы – к формированию сульфидов железа (пирит, пирротин и др.). В слабо-восстановительных зонах на фронте углеводородного потока подвижность железа существенно повышается и происходит интенсивный вынос железа. И наконец, на границе восстановительной и окислительной обстановок (глубины от 600-800 м до 100-200 м) формируются участки с повышенным содержанием магнитных минералов железа (грейгит, магнетит – в зависимости от геохимической обстановки).

Очевидно, что необходимым фактором активной флюидодинамики является наличие ослабленных проницаемых областей в осадочном чехле, по которым может происходить миграция флюидов как по вертикали, так и по латерали.

В данном случае под названием «ослабленные проницаемые» области мы понимаем разломы и структуры, похожие на них. Ограниченная латеральная миграция может частично проходить по проницаемым пластам и трещинам. Кроме того, на магнитные свойства горных пород могут существенно влиять диффузионные и биологические процессы (деятельность сульфатредуцирующих бактерий и т.д.). Макроскопическая трещиноватость осадочного чехла может быть оценена по плотности линеаментов, которые могут быть выявлены по цифровым моделям рельефа. С другой стороны, линеаментный анализ может быть проведен по моделям магнитного поля.

Основой для расчета карт линеаментов и карты плотности линеаментов по цифровой модели магнитного поля, является карта штрихов – первичных линейных объектов, выраженных в магнитном поле. Расчет поля штрихов и всех производных полей выполнялся по методике А.А. Златопольского. Для определения штрихов в цифровой модели магнитного поля выявляются спрямленные участки положительных и отрицательных аномалий. Следующий шаг анализа штрихов - формирование на их основе прямых протяженных линеаментов. Здесь же можно установить фильтр, отбирающий линеаменты по степени их выраженности. Кроме расчета линеаментов и их направлений карта первичных штрихов используется для расчета плотности линеаментов (плотности штрихов). Значение каждой ячейки растра плотности показывает отношение суммарной длины всех штрихов к площади некоторой окрестности данной ячейки.

В структуре линеаментов магнитного поля отражаются линейные контрастные в магнитном отношении объекты и их границы (рис.1.). Такие объекты могут находиться как в кристаллическом фундаменте, так и в осадочном чехле. Разделение источников аномального магнитного поля по глубинам позволяет разделить эти объекты. Наибольший интерес представляют объекты в осадочном чехле, где источниками линейных структур в аномальном магнитном поле являются литологические границы, зоны фациального замещения и эпигенетических изменений. Наиболее контрастные структуры формируются вдоль тектонических трещиноватых зон. Причинами повышенной или пониженной намагниченности пород в этих зонах являются именно эпигенетические изменения железистых минералов за счет влияния УВ.



Рис.1. Пример линеаментного анализа магнитного поля (синий цвет соответствует осям положительных магнитных аномалий).

С точки зрения изучения миграции углеводородов в осадочном чехле, очень интересны и информативны карты сопоставления линеаментов, выделенных по цифровой модели рельефа и магнитному полю. Природа совпадающих линеаментов достаточно проста – это зоны трещиноватости, по которым проходила миграция флюидов, содержащих углеводороды.

Например, растворение магнитных минералов и вынос железа вблизи залежей и отложение магнитных минералов в трещиноватых зонах на границе окислительно-восстановительной зон.

Несмотря на большой интерес к фрактальным свойствам геофизических полей, их ценность значительно недооценена. Ранее нами было показано, что энергетические спектры магнитных аномалий с хорошей степенью приближения могут быть аппроксимированы функцией вида

$$S(\omega) \propto \omega^{-\alpha} e^{-\beta\omega}.$$

На территории Республики Татарстан для параметров α и β были получены значения $\alpha = 0.71$, $\beta = 1.92$. Этот эмпирический результат поясняется с помощью горизонтально-слоистой модели магнитоактивной среды с

вертикальным статистически фрактальным распределением намагниченности. В рамках этой модели параметр α связан с фрактальной размерностью распределения намагниченности соотношением

$$\alpha = 5/2 - D_f$$

а параметр β – представляет собой глубину залегания верхней кромки модели магнитоактивной среды. На территории РТ были получены следующие оценки средних значений фрактальной размерности и глубины залегания верхней кромки модели: $D_f = 1.7 \pm 0.07$, $h = 1.85 \pm 0.2$ км.

По данным фрактального анализа магнитного поля (метод абсолютных приращений) график указанной зависимости в билогарифмическом масштабе испытывает перегиб, что также хорошо укладывается в представленную модель среды. При этом на малых масштабах кривая зависимости аппроксимируется прямой линией, наклон которой зависит от параметра h , а на больших масштабах – прямой линией, наклон которой зависит от параметра D_f .

Интерес представляет точка пересечения этих двух прямых. Ее положение крайне чувствительно к углу наклона между прямыми и становится неустойчивым при малых углах. В свою очередь, такая ситуация может быть только в случае, если граница поверхности нечетко выражена, имеет фрактальный характер.

Для изучения пространственного расположения таких областей мы пользуемся методикой вычисления локальной размерности для нестационарных фрактальных множеств.

Карты фрактальных характеристик аномального магнитного поля отражают сложность магнитного поля и дают обобщенную информацию о степени вторичного преобразования геологической среды. Зоны высокой фрактальной размерности наблюдаются в местах интенсивного разрушения залежей УВ в верхней части осадочного чехла. В этих зонах, несомненно, происходила миграция УВ. В нижней части разреза (в том числе фундамента) происхождение этих аномалий может быть связано с процессами низкотемпературного метаморфизма, связанными с восходящей миграцией флюидов и энергии (тепла), что может быть косвенным признаком формирования и миграции УВ флюидов в нижней части осадочного чехла.

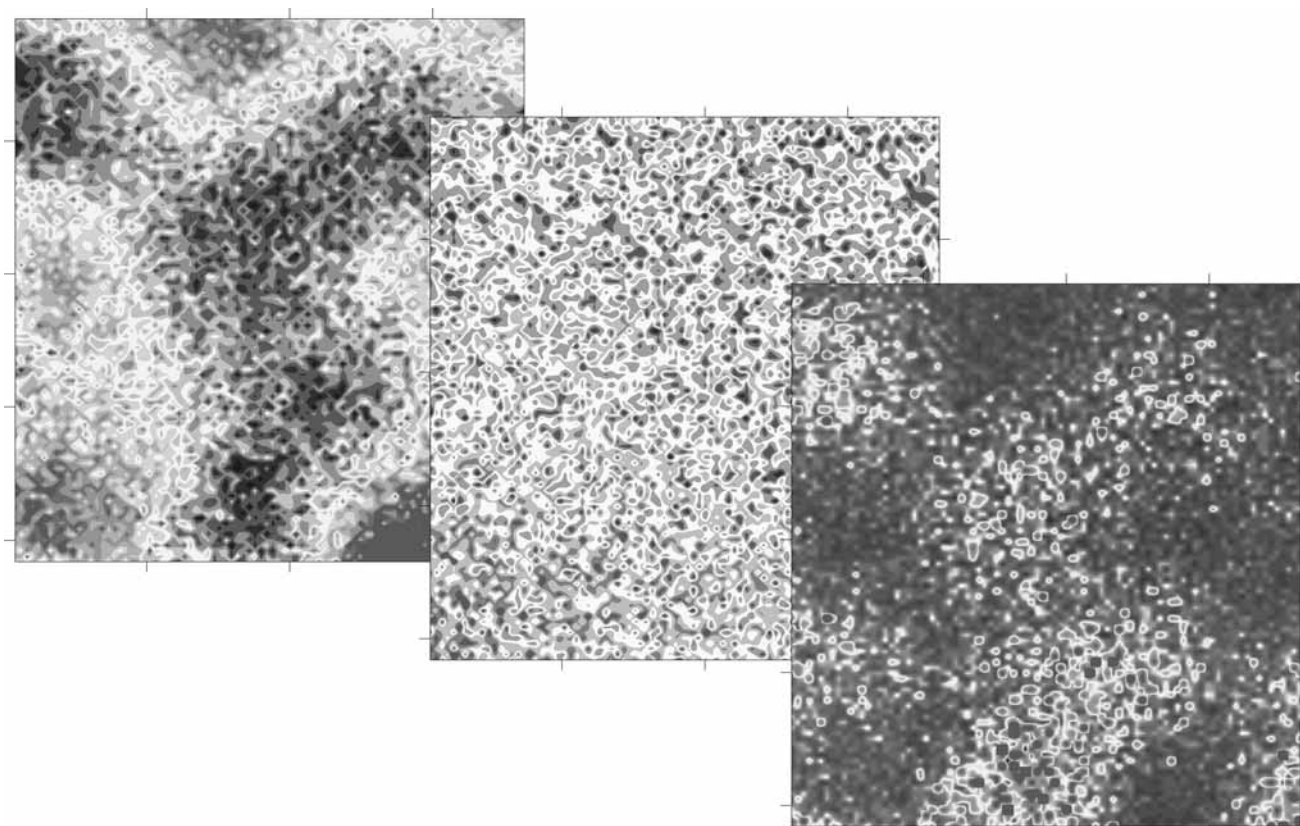


Рис. 2. Пример карт фрактальных характеристик магнитного поля (красный цвет соответствует максимальным значениям).

Очень важным вопросом остается количественная интерпретация данных магниторазведки. Детальные трехмерные петромагнитные модели позволяют проследить зоны возможного эпигенетического изменения горных пород под влиянием углеводородов, на разных структурных этажах осадочного чехла (рис.3).

Для анализа аномалий потенциальных геофизических полей мы использовали базисные вейвлеты, построенные на основе высших производных потенциала соответствующего поля точечных источников. Такие вейвлеты мы назвали «естественными». Ранее было показано, что выбор данного класса базисных функций оказался удачным по нескольким причинам:

1. Доказано, что при разложении аномалий с помощью «естественного» базиса, вейвлет-спектр является также точным решением соответствующей обратной задачи.

2. Доказано, что по «естественным» вейвлет-спектрам точечного источника однозначно определяются его параметры (положение, масса/намагниченность).

3. Доказано, что для получения спектра «естественного» непрерывного вейвлет-преобразования можно использовать результаты быстрого дискретного вейвлет-преобразования.

В практических задачах решение обратной задачи в виде системы точечных источников в силу очевидных причин не может являться окончательным. Поэтому далее мы проводим процедуру эквивалентного перераспределения источников с учетом имеющихся априорных геолого-геофизических данных.

Проблема исследования тонкой структуры магнитного поля – чрезвычайно актуальная задача с точки зрения реконструкции геологической истории месторождений углеводородов, их поисков и разведки. С этой точки зрения соединения железа являются очень эффективными индикаторами изменяющейся геохимической обстановки. Их широкое распространение в осадочных горных породах позволяет проводить исследования практически повсеместно. Важность данного направления заключается в возможности изучения месторождения на всех этапах разработки, т.е. мониторинг миграции углеводородов в процессе эксплуатации. Совершенствование методик на всех этапах исследований – это наиболее важная проблема, решение которой обеспечит получение качественных данных и соответственно – качественного научного результата. Другой круг проблем в данном научном направлении связан с совершенствованием инструментов исследования: создание принципиально новых инструментов, позволяющих получать ранее недоступную информацию, повышение чувствительности и помехоустойчивости традиционных инструментов. Некоторые легко измеряемые магнитные параметры имеют ясную интерпретацию при реконструкции изменений природной среды. Потенциал методов изучающих магнетизм горных пород в этом смысле огромен. Более глубокое понимание природы изменений магнитных параметров пород осадочного чехла, в целом, позволит найти новые эффективные инструменты для изучения процессов в осадочном чехле, инициированных углеводородами.

ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ, ПРИМЕНЯЮЩИХСЯ В ТЕХНОЛОГИЯХ ВОДОГРАНИЧЕНИЯ И ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ

М.Р. Хисаметдинов, А.В. Михайлов, З.М. Ганеева, Н.Н. Абросимова

ТатНИПИнефть

В настоящее время применяется широкий спектр технологий с использованием гелеобразующих систем на основе синтетических полимеров и смол, эфиров целлюлозы, полисахаридов микробного и растительного происхождения, которые в сочетании со сшивателями, способны в пластовых условиях образовывать различные по свойствам гели.

Одним из наиболее распространенных методов увеличения нефтеотдачи пластов является применение сшитых полимерных систем, образующихся в результате взаимодействия полиакриламида (ПАА) с ионами поливалентных металлов. Применение метода является технологически эффективным, но недостаточно рентабельным из-за высокой стоимости полиакриламида и закачки значительных объемов рабочих растворов. В этих условиях одним из способов снижения стоимости обработок является частичное замещение полиакриламида в составе композиции на иные полимеры, в частности карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ). Так, стоимость 1 м³ композиции на основе ПАА и сшивателя составляет 714,8 руб., а композиции на основе

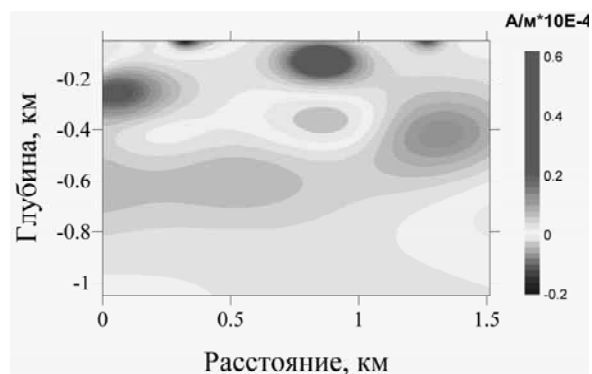


Рис.3. Пример разреза намагниченности, построенного на основе трехмерной петромагнитной модели.

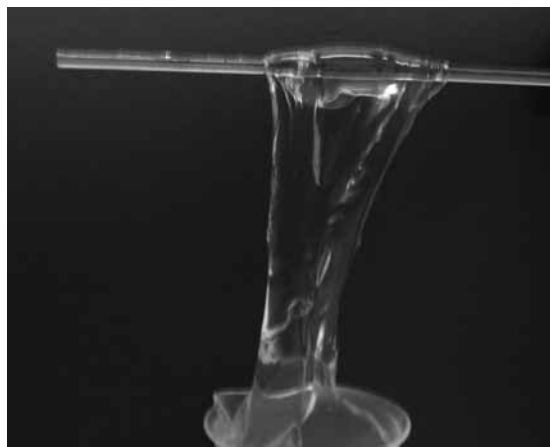


Рис. 1. Внешний вид геля (композиции на основе КМЦ, ПАА и сшивателя).

ПАА, КМЦ и шшивателя – 413,8 руб., т. е. в 1,7 раза дешевле по сравнению с композицией на основе ПАА и шшивателя (по ценам реагентов на 01.01.2010).

Композиция на основе КМЦ, ПАА и шшивателя

Сшитые композиции на основе смеси КМЦ и ПАА образуют вязкоупругие гели, обладающие высокой сдвиговой прочностью и стабильностью во времени (рис. 1).

Ниже представлены данные экспериментов по определению сдвиговой прочности гелей, проведенных на вискозиметре «Реотест-2» (табл. 1, 2).

Как видно из табл.1, сдвиговая прочность гелей зависит от плотности воды и соотношения компонентов в композиции. С увеличением плотности воды сдвиговая прочность гелей уменьшается. Сдвиговая прочность гелей, полученных при взаимодействии ПАА с добавлением КМЦ и шшивателя, не уступает композиции ПАА.

Важным показателем гелеобразующих композиций является стабильность гелей во времени (под стабильностью понимается способность гелей сохранять свои технологические свойства в течение длительного времени). В процессе хранения гелей в микрообъеме происходит постепенный их синерезис с выделением некоторого количества воды.

Таблица 1

Сдвиговая прочность и время гелеобразования композиции на основе КМЦ, ПАА и шшивателя

Массовая доля композиции, %			Плотность воды, г/см ³	Сдвиговая прочность, Па	Время гелеобразования, сут
КМЦ	ПАА	шшиватель			
0,5	0,2	0,06	1,00	620	5
0,5	0,2	0,1	1,00	695	5
0,5	0,15	0,1	1,06	470	4,5
0,5	0,15	0,1	1,12	395	4,5
1,0	0,5	0,1	1,00	731	3
1,0	0,5	0,1	1,06	460	3,5
-	0,5	0,1	1,00	720	3
-	0,5	0,1	1,06	438	3,5

Исследование стабильности гелеобразующей композиции проводили по интенсивности нарастания или падения прочности геля во времени (табл. 2). Полученные результаты показывают, что гели, полученные на основе КМЦ, ПАА и шшивателя, обладают хорошей стабильностью во времени в сравнении с композицией ПАА. Гели композиции ПАА за шесть месяцев хранения уменьшили свои прочностные свойства в среднем в два раза (табл. 2).

Таким образом, на основании проведенных исследований прочность гелей в композиции на основе КМЦ, ПАА и шшивателя не уступает прочностным характеристикам гелей ПАА. За счет уменьшения использования дорогостоящего ПАА в композиции (КМЦ, ПАА и шшиватель) происходит снижение стоимости данного состава в 1,7 раза.

Таблица 2

Прочность гелей на основе КМЦ, ПАА и шшивателя от времени хранения

Массовая доля композиции, %				Время хранения, сут									
КМЦ	ПАА	Шшиватель	Плотность г/см ³	1	5	10	20	30	60	90	120	150	180
				Прочность гели от времени хранения, Па									
0,5	0,05	0,06	1,00	380	395	396	395	390	385	380	382	380	380
0,5	0,05	0,06	1,06	350	360	365	360	350	350	348	348	348	348
0,5	0,05	0,06	1,12	290	310	312	310	295	291	288	285	285	285
-	0,3	0,03	1,00	450	442	385	362	347	338	290	268	235	235

В настоящее время композиция на основе КМЦ, ПАА и шшивателя в технологиях ограничения водопритока в добывающих скважинах и выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах прошли испытания и приняты к внедрению на объектах ОАО «Татнефть».

Все большее распространение получают методы ограничения водопритоков, основанные на применении составов на основе полимерных материалов и синтетических смол, целесообразность совершенствования которых диктуется наличием различных геологических и технических условий при проведении работ.

Одним из недостатков известных композиций на основе смол (ТСД-9, фенолоформальдегидные смолы и др.) являются низкие адгезионные свойства, невысокие эластичные и прочностные свойства (растрескивание образующихся систем, нарушение сплошности экрана и т.д.), что приводит к низкой эффективности водоизоляционных работ [1].

Поэтому при создании водоизоляционных экранов целесообразно применять более эластичные, хотя и несколько менее прочные, чем «камень», материалы. Такие материалы обладают хорошей фильтруемостью, равномерно заполняют поровое пространство. Находящийся в поровом пространстве материал испытывает лишь напряжения сдвига, регулируемые толщиной экрана.

В институте «ТатНИПИнефть» были разработаны новые гелеобразующие композиции для ограничения водопритока на основе синтетических смол: композиция на основе ацетоноформальдегидной смолы (композиция ГКС) и композиция на основе карбаминоформальдегидной смолы (композиция КФС).

Композиция ГКС.

Композиция ГКС представляет собой гелеобразующий состав на основе водного раствора ацетоноформальдегидной смолы, полимера и сшивателя (рис. 2).

Механизм действия композиции основан на способности закачиваемых растворов с низкой вязкостью селективно проникать в высокообводненные пропластки и после гелеобразования блокировать пути поступления воды в скважину.

Сформировавшийся гель характеризуется высокой пластичностью и прочностью, устойчив к водам в широком диапазоне минерализаций. Прочность образующихся гелей в зависимости от концентрации компонентов варьирует от 450 до 1200 Па. Повышение прочностных свойств состава обусловлено дополнительным структурированием метиновых групп ацетоноформальдегидной смолы с полимером в присутствии сшивателя. Добавка полимера в композицию на основе смол увеличивает эластичность и уменьшает синерезис полученных систем. В результате этой реакции образуется эластичный гель, представляющий собой прочную структуру при определенном соотношении компонентов (табл. 3).



Рис. 2. Внешний вид композиции на основе смолы, полимера и сшивателя.

Таблица 3

Кинетика гелеобразования ацетоноформальдегидной смолы от концентрации

Номер опыта	Массовая доля, %			Начальная вязкость, мПа·с	Прочность, Па	Время гелеобразования, ч	Примечание
	Полимер	Смола	Сшиватель				
1	0,05	5,0	1,5	8,0	450	24	гель
2	0,05	25	3,0	8,0	1000	5,0	гель
3	0,1	30	2,0	11,0	820	5,0	гель
4	0,1	50	2,0	12,0	1200	4,0	гель
5	-	50	2,0	12,3	1250	6,0	камень

Как видно из таблицы 3, время гелеобразования композиций зависит от содержания и соотношения компонентов. Время гелеобразования полученных систем составляет от 4 до 24 часов. Полученные системы обладают продолжительным водоизолирующим эффектом, за счет стабильности геля. Изменение сдвиговой прочности полученных гелей во времени представлены в табл. 4.

Таблица 4

Зависимость стабильности геля от времени хранения

Массовое содержание компонентов в композиции, %			Прочность (Па) от времени хранения, сут								
Смола	Полимер	Сшиватель	0	1	10	20	30	60	90	120	150
25	0,15	2,0	127	1200	904	954	954	925	920	920	920
50	0,15	2,0	163	1308	1308	1286	1286	1300	1310	1300	1300
60	0,15	2,0	300	1320	2228	1654	1654	1650	1655	1700	1900

Таким образом, применение ацетоноформальдегидной смолы и сшивателя в сочетании с полимером в определенных соотношениях обеспечивает получение состава с оптимальным временем гелеобразования и высокими структурно-механическими свойствами образующихся гелей, что позволяет повысить эффективность водоизоляционных работ по сравнению с композициями на основе смол без добавления полимеров.

Для определения эффективности изоляционных свойств композиции ГКС провели исследования на однослойных моделях пласта с различной проницаемостью. Составы обладают высокой эффективностью изоляции (99-100 %), что позволяет повысить качество изоляционных работ по ограничению водопритока в скважины (табл. 5).

Эффект изоляции композиций ГКС

Номер опыта	Проницаемость, мкм ²		Эффект изоляции, %
	до изоляции	после изоляции	
1	0,8	не фильтруется	100
2	1,6	не фильтруется	100
3	2,6	0,0004	99,98
4	14,0	3,4	76,5

Таким образом, в результате исследований установлено, что гелеобразующая композиция на основе ацетонформальдегидной смолы имеет следующие преимущества по сравнению с известными технологиями на основе смол (ТСД-9, фенолформальдегидные смолы и др.): продолжительный водоизолирующий эффект за счет стабильности геля; возможность регулирования времени гелеобразования; хорошая фильтруемость в поровом пространстве; высокая адгезионная способность и эластичность водоизолирующего экрана; экологическая безопасность и технологичность; низкая стоимость используемых реагентов.

В настоящее время композиция ГКС используется в разработанной технологии для ограничения водопритока в добывающих скважинах и внедряется на месторождениях ОАО «Татнефть».

Композиция КФС

Композиция КФС представляет собой состав на основе карбамидоформальдегидной смолы, эфира целлюлозы и отвердителя (рис. 3). Основное отличие их и преимущество перед композицией ГКС – устойчивость к минерализованным водам (композиция ГКС готовится на пресной воде). Механизм отверждения композиции происходит в пласте при взаимодействии указанных реагентов.

В результате проведенных исследований установлены оптимальные концентрации компонентов в композиции КФС по оценке прочностных и фильтрационных свойств гелей. Прочность образующихся гелей составляет от 480 до 2836 Па (табл. 6) при следующем содержании компонентов, мас. %: КМЦ 0,25–0,5; КФЖ 50; отвердитель 0,25–1,0.

Основное назначение гелей – создание повышенных фильтрационных сопротивлений в пористой среде при фильтрации воды. Уровень фильтрационных сопротивлений характеризуется остаточным фактором сопротивления и показывает степень уменьшения проницаемости пористой среды после формирования экрана.

Исследование фильтрации водоизолирующих свойств композиций КФС были проведены на моделях пласта.

В результате проведенных исследований отмечаются следующие закономерности:

- с увеличением размера создаваемой оторочки композиции в пласте увеличивается остаточный фактор сопротивления от 1,5 до 1968 (табл. 7); вплоть до полного прекращения фильтрации; достигается эффект изоляции от 23,5 до 100 %.

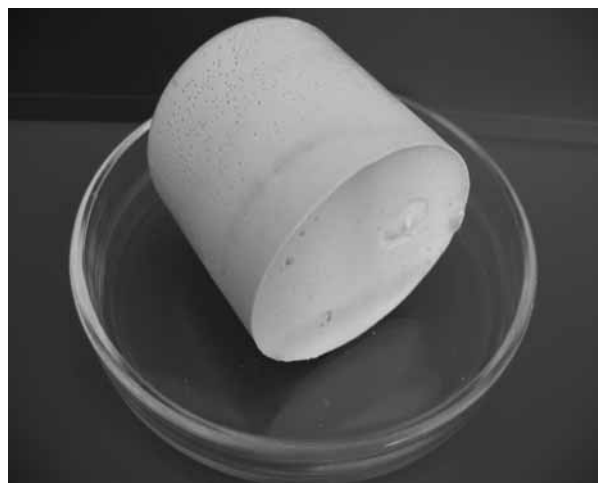


Рис. 3. Внешний вид композиции КФС.

Таблица 6

Результаты исследований композиций КФС

Массовая доля, %			Начальная вязкость, МПа·с	Время отверждения, ч (начало / конец)	Сдвиговая прочность, Па	Примечание
Эфир целлюлозы	Карбамидная смола КФЖ	Отвердитель				
0,5	50	0,25	59,0	20 / 72	480	гель
0,5	50	0,5	59,0	20 / 48	1340	пластичная упругая масса
0,5	50	1,0	59,0	20 / 24	1687	-"
1,0	50	0,25	68,0	20 / 72	650	гель
1,0	50	0,5	68,0	20 / 48	2110	пластичная упругая масса
1,0	50	1,0	68,0	20 / 24	2836	-"

Результаты исследований композиции КФС на насыпных моделях пласта

Номер опыта	Поровый объем, см ³	Давление, МПа	Начальная проницаемость по воде, мкм ²	Закачанный объем композиции, % от порового объема	Конечная проницаемость по воде, мкм ²	Остаточный фактор сопротивления, R _{ост.}
1	140	0,1	17,3	20	0,55	31,5
2	140	0,05	18,3	30	не фильтруется	-
		0,1			"-	-
		0,2			"-	-
		0,3			0,0093	1968
		0,4			0,018	1017
		0,6			0,019	963
3	140	0,1	0,34	10	0,1	3,4
4	140	0,1	5,0	10	1,8	2,8

При этом основное увеличение остаточного фактора сопротивления происходит при размере оторочки 30 % от объема пор. С увеличением проницаемости пласта уменьшается остаточный фактор сопротивления, создаваемый композицией в пористой среде.

Анализ изоляционных свойств композиции показывает, что при принятых условиях проведения исследований, остаточный фактор сопротивления изменяется в пределах от 1,5 до 1968. Эффект изоляции снижается по мере роста проницаемости при одной и той же концентрации компонентов в композиции с 23,5 % до 70,6 % (таблица 8).

Таблица 8

Эффект изоляции композиций КФС

Номер опыта	Проницаемость, мкм ²		Объем оторочки, %	Эффект изоляции, %
	до изоляции	после изоляции		
1	18	11,9	10	23,5
2	17,3	0,55	20	96,8
3	18,3	Не фильтр.	30	100
4	0,34	0,1	10	70,6
5	5,0	1,8	10	64,0

Проведенные исследования в целом положительно характеризуют и подтверждают перспективность применения композиции КФС для достижения целей технологии.

Разработанная технология с применением композиции КФС проходит опытно – промышленные испытания на объектах ОАО «Татнефть».

Литература

1 Петров, Н.А., Юрьев, В.М., Селезнев, А.Г. и др. Ограничение водопритока в нефтяные скважины [Текст] / Н.А.Петров, В.М. Юрьев, А.Г. Селезнев и др. // Обз. информация / Организация-спонсор: Научно-производственная фирма «Эридан-Экспо». – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – С.64.

ГРП НА МАЛОИЗУЧЕННЫХ ТЕРРИТОРИЯХ С ПРИВЛЕЧЕНИЕМ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И МЕТОДОВ ЛОКАЛЬНОГО ПРОГНОЗА НЕФТЕНОСНОСТИ

Р.С.Хисамов (ОАО «Татнефть»)

С.Е.Войтович, М.Г.Чернышова, А.И.Исхаков

ОАО «Татнефть», ТГРУ

Естественная динамика геологоразведочных работ зрелой стадии нефтегазоносной провинции отражает не объемы и не качество, а скорее объективный процесс падения их эффективности по мере повышения степени изученности.

Легко прогнозируемая нефть исчерпана, геолого-разведочные работы движутся в сторону освоения новых территорий.

Основные направления геологоразведочных работ на новых территориях, как и раньше, ведутся по трем этапам - региональные, зональные и локальные. Для западных территорий Республики Татарстан характерна неравномерная изученность.

Региональные и зональные геологоразведочные работы эффективно выполняются в том числе с использованием поверхностных геохимических изысканий по технологии GORE™. Способ геохимического поиска объектов УВ сырья по технологии GORE™ внедряется геологической службой ОАО «Татнефть», используется на лицензионных землях с 2002 г. Исследования проведены на территории РТ – по Актанышской площади, Ковалинскому участку, на Кукморском, Шадкинском, Берсутском участках, на локальных поднятиях, а также за пределами Татарстана – в Ульяновской области (Зимницко-Калмаюрская площадь), в Калмыкии, в Ненецком автономном округе и Ливии.

Цель геохимических исследований – определение перспектив нефтеносности изучаемой площади.

Задачи:

1. Оценка углеводородного потенциала малоизученной территории;
2. Выделение перспективных зон для проведения геофизических исследований;
3. Подтверждение газо-геохимическими аномалиями стратиграфических и (или) структурных ловушек нефти, ранее выделенных по геофизическим данным.

Теоретической базой для использования геохимического метода GORE является представление о вертикальной миграции углеводородных молекул из коллектора к поверхности, т.е. о явлении, которое также известно под названием «микропросачивание». В практическом отношении правомочность данного допущения была доказана в ходе многих геохимических исследований, подтвержденных в широком диапазоне геологических ситуаций.

Технология работ заключается в «пассивном» сборе углеводородных газов (УВГ), посредством введенного в грунт на глубину 30–60 см искусственного адсорбента.

Предлагаемая система пассивной адсорбции газовой фракции существенно отличается от проводимого ранее способа геохимической съемки, а именно отбора проб глубинных газов 5–6-метровыми скважинами. Эта особенность понижает трудозатраты и тем самым удешевляет выполнение полевых работ.

Второй особенностью методики является надежная и детальная диагностика глубинных газов, позволяющая различать углеводороды «фона», разделять газы по генезису: растительные, микробиологические, поверхностного загрязнения, исходной породы и т.д. По сравнению с ранее использовавшимися методиками точность метода GORE повышена на несколько порядков с 10^{-6} до 10^{-9} - 10^{-12} .

Если ранее существующие методики ограничивались диагностикой УВ в интервале от метана до изомеров гексана, то предлагаемая методика способна провести разбраковку УВ в интервале этан-фитан, выделяются содержания более 85 компонентных соединений углеводородов органического происхождения в спектре C_2 – C_{20} . Для гарантированной защиты сорбируемых глубинных флюидов от поверхностных загрязнений применяются специальные технологии. Более совершенная и глубокая геохимическая диагностика углеводородов несколько удорожает эту часть исследований.

Установлено, что почвенные газы несут признаки нижележащей углеводородной залежи. Их контуры четко фиксируют проекцию углеводородных залежей на дневной поверхности. Выявлены также признаки, увязывающиеся с пороговыми (фоновыми) значениями. В результате полевых и лабораторных исследований строится информационная прогнозная карта. Величиной аномального порога признана вероятность 75 %. Модульные позиции выше 75 % считаются характерными для существующих углеводородных залежей. Аналогичные позиции с вероятностью, стремящейся к нулю, считаются фоновыми, указывающими на отсутствие углеводородного накопления.

Технология геохимических поисков фирмы GORE основана на более уточненной операции по измерению изменений геохимических структур, происходящих в пробоотборниках за счет «УВ дыхания» земных недр. Поэтому эта методика при появлении новой геолого-геофизической информации по исследуемому объекту может адекватно отреагировать для построения новой более контрастной и реалистичной геохимической модели нефтеносности.

В 2007 г. на участке Шадкинской структуры СТС проведены геохимические исследования по технологии GORE-SORBER. Региональное геохимическое исследование выполнено как опережающее бурение. На площади структуры был инсталлирован 31 модуль (шаг опробования 500 м). «Геохимический образ» нефти территории был отождествлен с нефтяной скв.52 (Привятская площадь), входящей в площадь Шийского месторождения. Результаты геохимических исследований однозначно указывают на высокий УВ потенциал Шадкинской структуры, практически по всей ее площади. 80% анализов выборки сетевых проб характеризуются 95% -100% уровнем вероятной сходимости с «геохимическим образом» нефти скв.52, тем самым, подчеркивая обширной аномалией структурный фактор контроля нефтеносности на данном участке (рис.1). По результатам геохимического опробования Шадкинская структура является перспективной на поиск нефти, даны рекомендации на бурение поисково-разведочной скважины.

Впоследствии на Шадкинском участке были пробурены две скважины № 635 и 690. Скважина № 635 подтвердила прогноз GORE SORBER. Пробуренная скважина 690, также находящаяся в аномальном поле геохимической вероятности не подтвердила прогноз, в ней была обнаружена остаточная нефть по данным керна, приток нефти не получен.

После бурения непродуктивной скважины 690 на Шадкинском участке проведены геофизические работы методом ЕП и МП. По результатам обработки материалов полевой съемки были получены карты распределения физических полей ЕП и МП.

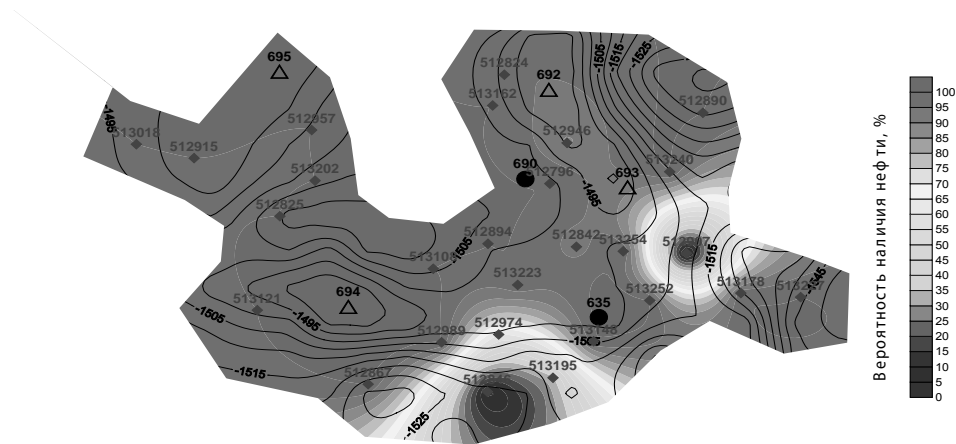


Рис. 1. Карта прогнозной нефтеносности (GORE SORBER) продуктивного пласта кыновского горизонта, Шадкинский участок.

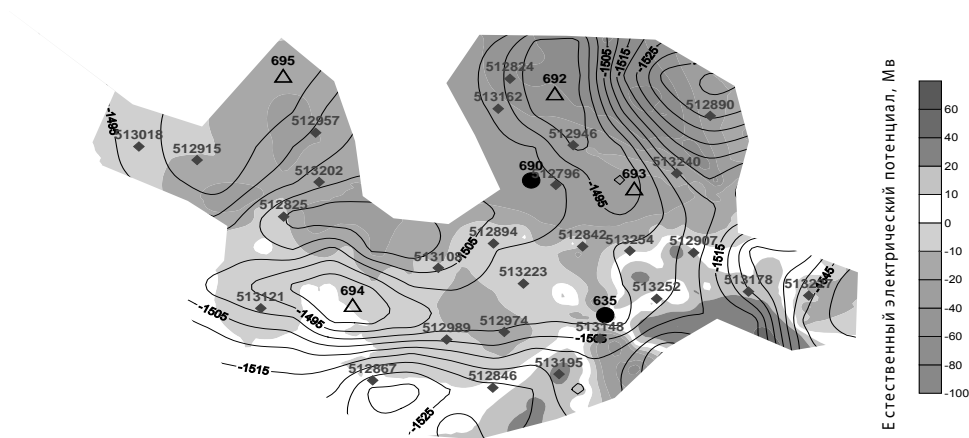


Рис. 2. Карта распределения поля естественного электрического потенциала.

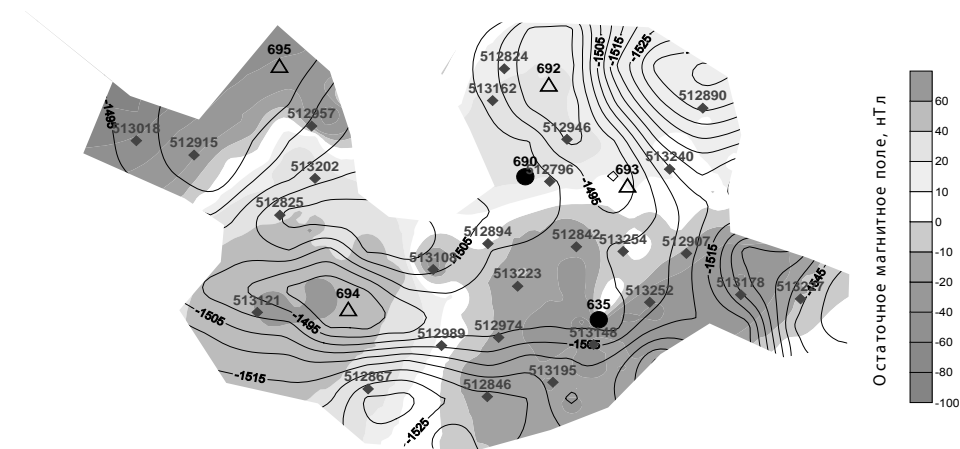


Рис.3. Карта распределения магнитного поля.

Оказалось, что скважины 635 и 690 находятся в одинаковых условиях по данным геохимической съемки, но в разных условиях по структурному фактору и по результатам съемки ЕП и МП. Дискриминантный анализ классифицировал данные по заданным параметрам «нефть – ост.нефть – пусто» (рис.4).

Результатом комплексного исследования локального прогноза нефтеносности построена карта комплексного параметра вероятности (КПВ) перспектив нефтеносности Шадкинского участка (рис.5).

Анализируя карту КПВ, можно сказать, что контур прогнозной нефтеносности Шадкинского участка существенно сократился относительно геохимической аномалии GORE SORBER. Выделяются две зоны максимальной вероятности: первая расположена в центре исследуемой территории в районе скв.№ 635, вторая – расположена на северо-западе участка в контуре поднятия в районе проектной скв.№ 695, ограничиваясь по точкам изогипсой с абсолютной отметкой ≈ -1507 м.

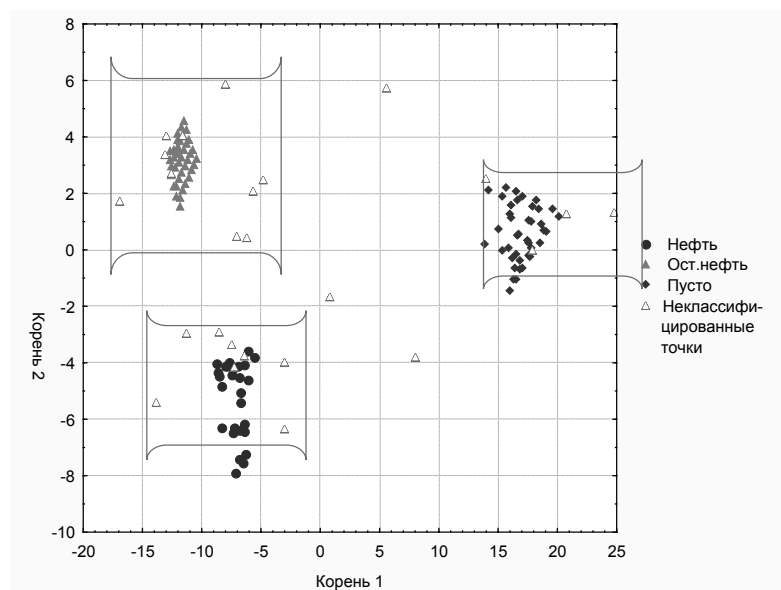


Рис. 4. Диаграмма рассеяния дискриминантных функций с неклассифицированными точками.

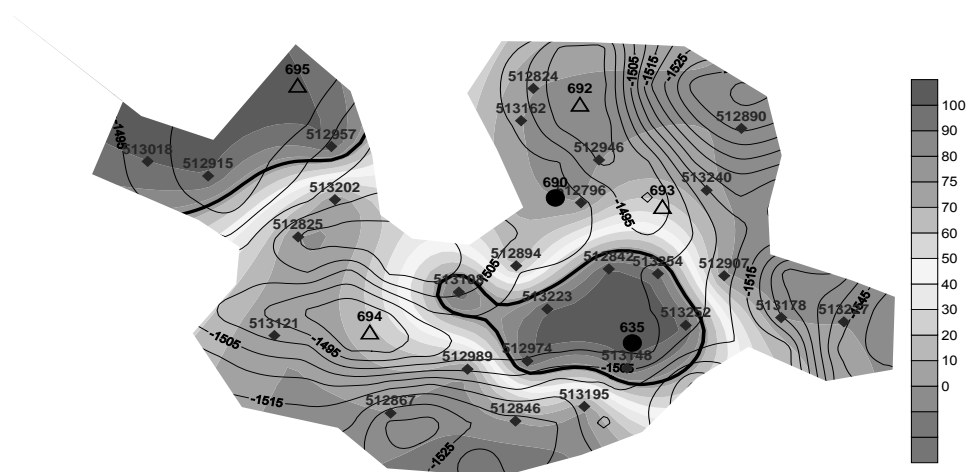


Рис. 5. Карта комплексного параметра вероятности (КПВ), Шадкинский участок.

Поднятие, расположенное севернее скв. № 690, оказалось бесперспективным. Скважина № 690 с остаточной нефтеносностью лежит гипсометрически ниже скважины 635. Рекомендуемые сейсморазведкой скважины 692, 693 и 694 также оказались в бесперспективной зоне.

Таким образом, невозможно недооценивать результаты геохимических методов, как прямых признаков перспективы нефтеносности на региональном и зональном поисково-разведочных этапах, однако эти данные при доразведке должны быть комплексированы методами локального прогноза нефтеносности (ЕП, МП), уточняющими контур углеводородной залежи.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ

Р.Р.Хузин

ООО «Карбон-Ойл», г. Альметьевск

На современном этапе добычи нефти происходит все более активное вовлечение в промышленную разработку небольших месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Основная часть трудноизвлекаемых запасов характеризуется низкопроницаемыми коллекторами с низкими пластовыми давлениями и газовым фактором, малыми значениями пористости и нефтенасыщенности.

Использование традиционных технологий по вскрытию пластов и цементированию скважин на данных месторождениях ведет к значительному снижению потенциального дебита, в результате много вновь вводимых скважин оказываются нерентабельными.

Степень повреждения коллектора при строительстве скважин определяется суммой воздействий на коллектор всех технологических процессов заканчивания скважин. Определенный уровень загрязнения призабойной зоны пласта устанавливается при его первичном вскрытии. Состояние призабойной зоны после вскрытия определяется фильтрационным движением бурового и цементного растворов, их фильтратов, твердых частиц в коллектор и физико-химическими процессами, протекающими в пласте.

В значительной степени состояние коллектора в призабойной зоне пласта определяет процесс цементирования скважины. Анализ практики бурения, проводившейся специалистами различных компаний, показывает, что поражение коллектора, которого избегают, применяя дорогостоящие буровые растворы и ограничивая репрессию на коллектор, в большей степени проявляется при цементировании скважины.

Разобщение пластов, особенно когда его проводят в один этап с подъемом цемента до устья, приводит к раскрытию микротрещин в призабойной зоне пласта и цементированию.

Повреждение пласта тампонажным раствором происходит вследствие проникновения фильтрата тампонажного раствора через кольматационный экран, сформированный буровым раствором, под действием перепада давления при цементировании. Фильтрат тампонажного раствора представляет собой раствор солей с высокой щелочностью. Солевой состав фильтрата тампонажного раствора меняется по мере гидратации цемента. Фильтрат создает со временем гели и нерастворимые осадки как сам по себе, так и в результате взаимодействия с породой, пластовым флюидом и буровым раствором, проникшим в пласт при первичном вскрытии.

Одним из направлений работ в этой области является разработка технологий по формированию защитных экранов в продуктивных пластах и изоляции водоносных пластов. В настоящее время имеется широкий спектр технологий с использованием профильных перекрывателей, модульных отсекателей пластов и т.п. Вместе с тем данные технологии достаточно затратны и трудоемки. В данной работе представлены три новых малозатратных и достаточно эффективных способов защиты нефтесодержащих пластов и изоляции водоносных горизонтов.

Технология создания защитного экрана с применением тампонажных материалов

Тампонажный защитный экран формируется в предварительно расширенном интервале ствола скважины и представляет из себя низкопроницаемую оболочку толщиной 0,9...1,0 см, позволяющую предотвратить проникновение в ПЗП твердой и жидкой фазы при цементировании эксплуатационной колонны. Экран формируется при незначительных гидравлических нагрузках на ПЗП в пределе 0,5...1,0 МПа. Создание тампонажного экрана в интервале продуктивного пласта производится обычным способом установки цементных мостов. Наличие данного экрана позволит также существенно снизить гидравлическую нагрузку на призабойную зону пласта при дальнейшем углублении ствола скважины и цементировании колонны. Сформированный защитный экран легко растворяется на стадии освоения кислотой. Однако при создании такого экрана необходимо было учитывать и основные требования, предъявляемые к ним, это: низкие фильтрационные характеристики, достаточно высокая прочность, возможность их легкого раскольматирования.

С учетом вышеназванных требований были разработаны рецептуры тампонажных композиций, включающие: тампонажный цемент, ускорители сроков схватывания и кислоторастворимые компоненты. В качестве кислоторастворимых наполнителей были использованы доломитовый утяжелитель и мел.

Технологию осуществляют в следующей последовательности.

В пробуренной скважине до проектной глубины сначала определяют интервал продуктивного пласта, привлекая при этом геологические и геофизические службы. Затем с помощью расширителя, спускаемого на колонне бурильных труб, с помощью роторного бурения, расширяют интервал продуктивного пласта. При этом в качестве промышленной жидкости используют полимерные или полимер-меловые буровые растворы. После подъема инструмента, путем прямой закачки цементного раствора в расширенном интервале, устанавливают цементный мост. При этом цементный раствор перед закачкой модифицируют добавлением пластификатора в небольшом количестве и кислоторастворимых ингредиентов. Перед установкой цементного моста в расширенном интервале с целью контроля проводят кавернометрию.

После закачки расчетного объема модифицированного таким образом цементного раствора, скважину оставляют в покое на ОЗЦ. Далее в скважину на колонне бурильных труб спускают долото такого же диаметра, что и было использовано при первоначальном вскрытии продуктивного пласта, и цементный мост разбуривают, при этом образуется цементное кольцо в расширенном интервале продуктивного пласта. Затем скважину промывают и крепят по обычной технологии. После ОЗЦ и вторичного вскрытия продуктивного пласта скважину осваивают и сдают в эксплуатацию. Вторичное вскрытие проводят с применением обычных перфораторов типа ПК-103, ПК-105. На стадии освоения защитный экран, содержащий в своем составе кислоторастворимые добавки, легко разрушается при обработке призабойной зоны кислотой.

Использование данной технологии обеспечивает сохранность коллекторских свойств пласта более простыми техническими средствами, не требующими разработки новых устройств и оборудования, поскольку ее осуществление вписывается в общий технологический регламент заканчивания строительства скважины, а необходимый объем цементного раствора для установки цементного моста, как показали промышленные испытания, не оказывает существенного отрицательного влияния на проницаемость пласта, поскольку давление, оказываемое

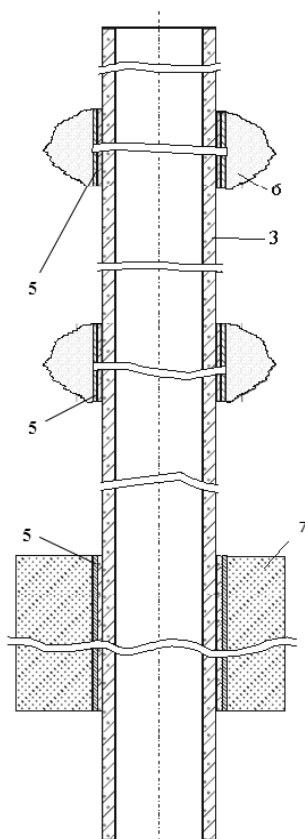


Рис.1. Элемент кассетного перекрывателя, свернутый в рулон.

столбом цементного раствора при этом минимальное, по сравнению со столбом цементного раствора высотой 1500...2000 м, достигаемого при креплении скважины. Испытания технологии формирования защитного экрана в интервале продуктивного пласта производились на скважинах № 3656 и 3668 Дачного месторождения. В результате скважина № 3656 была запущена с начальным дебитом 5,5 т/сут, скважина № 3668 с дебитом 3,7 т/сут. Средний дебит по двум скважинам составил 4,6 т/сут.

Базовый дебит по верейскому объекту при стандартном вскрытии пластов составляет 3,5 т/сут.

Эффективность от внедрения технологии установки защитных экранов на Дачном месторождении составила 1,1 т/сут дополнительной добычи на одну скважину. Учитывая, что работы проводили в скважинах с низкими дебитами, результативность применения способа можно считать высокой.

Технология защиты продуктивного интервала от воздействия цементного и бурового раствора с помощью кассетного перекрывателя

Целью данной разработки являлось создание способа для защиты продуктивных пластов от загрязнений более простыми техническими средствами, с меньшими затратами времени, металла, а также снижения трудоемкости установки металлической оболочки.

Поставленная задача решается описываемым способом, включающим спуск на колонне труб в предварительно расширенный интервал кассетного перекрывателя в виде свернутого в рулон металлического листа и установку его с возможностью плотного прилегания к стенкам скважины по всему периметру.

На металлическом листе толщиной 1...2 мм, изготовленном из стали марки 3, предварительно закрепляют пластинчатые пружины, изготовленные из пружинной стали, на равных расстояниях друг от друга, начиная от крайних участков металлического листа, для осуществления его раскручивания. Пластинчатые пружины выполняют из пружинной стали, например, из стали 60С2 или стали 65Г.

Представленные рисунки поясняют суть предлагаемой технологии, где на рисунке 1 изображена конструкция скважины 3, с установленным напротив продуктивного пласта 6, 7 кассетного перекрывателя 5.

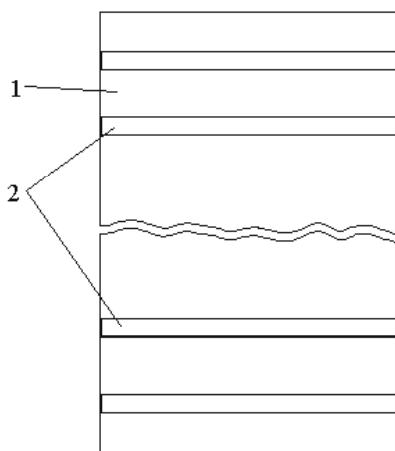


Рис. 2. Элемент кассетного перекрывателя в развернутом виде.

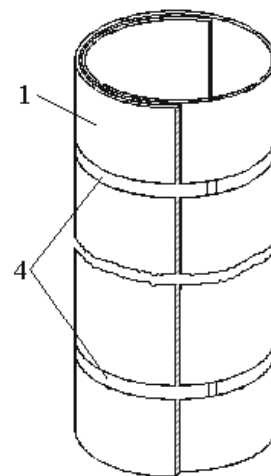


Рис.3. Элемент кассетного перекрывателя, свернутый в рулон.

На рис. 2 – развертка свернутого в рулон металлического листа 1. Видны пластинчатые пружины 2, закрепленные к нему.

На рис. 3 – кассетный перекрыватель в виде металлического листа, свернутого в рулон 1, и зафиксированный от раскрытия хомутами 4, общий вид.

На рис. 4 показан общий вид устройства для спуска и установки кассетного перекрывателя в скважине. Устройство выполнено из двух труб 1, 2, коаксиально расположенных относительно друг друга и образующих контейнер 4, в котором размещается кассетный перекрыватель 5. На наружной трубе 1 в нижней ее части крепится башмачный патрубок 8 с центральным отверстием для осуществления промывки в процессе спуска устройства в скважину. На внутренней трубе закреплены неподвижные упоры - верхний и нижний 6, 7, а в верхней ее части установлено подвижное кольцо 5. К верхнему упору 6 крепится с помощью срезных штифтов 9 наружная труба, в нижней части которой размещены ограничивающие упоры 10. В нижней части упора 7 крепится уплотнительная манжета 11, разобщающая внутреннее пространство колонны буровых труб от затрубного.

На рис. 5 А – последовательно установленные кассетные перекрыватели в расширенном интервале продуктивного пласта большой мощности, в разрезе, после разбуривания цементного моста.

На рис. 5 Б схематически изображены с перекрытием друг друга установленные кассетные перекрыватели в интервале продуктивного пласта большой мощности, в разрезе, когда образованный цементный мост разбурен.

На рис. 5 В – продуктивный пласт такой же мощности, что и на рис. 5 А и 5 Б, напротив которого установлены кассетные перекрыватели в два слоя и зацементированы, после разбуривания цементного моста внутри скважины, в разрезе.

Технология осуществляется в следующей последовательности.

Перед установкой кассетного перекрывателя в скважине интервалы продуктивного пласта 6, 7 (см. рис. 1) расширяют с использованием традиционных расширителей с раздвижными шарошками.

Затем на колонне буровых труб кассетный перекрыватель спускают с помощью устройства (см. рисунок 4) в интервал установки. Внутри буровой колонны сбрасывается шар для перекрытия центрального отверстия в башмаке 8, создается избыточное давление цементировочным агрегатом порядка 3,0... 5,0 МПа, под действием которого срезаются штифты 9 и наружная труба перемещается вниз до упора 7, освобождая кассетный перекрыватель. Кассетный перекрыватель под действием упругой деформации пластинчатых пружин 2 раскручивается и плотно прилегает к стенкам скважины по всему его периметру (см. рис. 1).

В зависимости от толщины продуктивного пласта кассетный перекрыватель устанавливают последовательно или последовательно внахлест (см. рис. 5 А, Б, В).

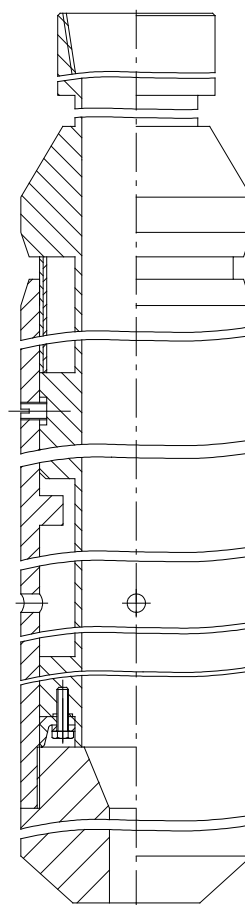


Рис. 4. Устройство для спуска и установки кассетного перекрывателя в скважине.

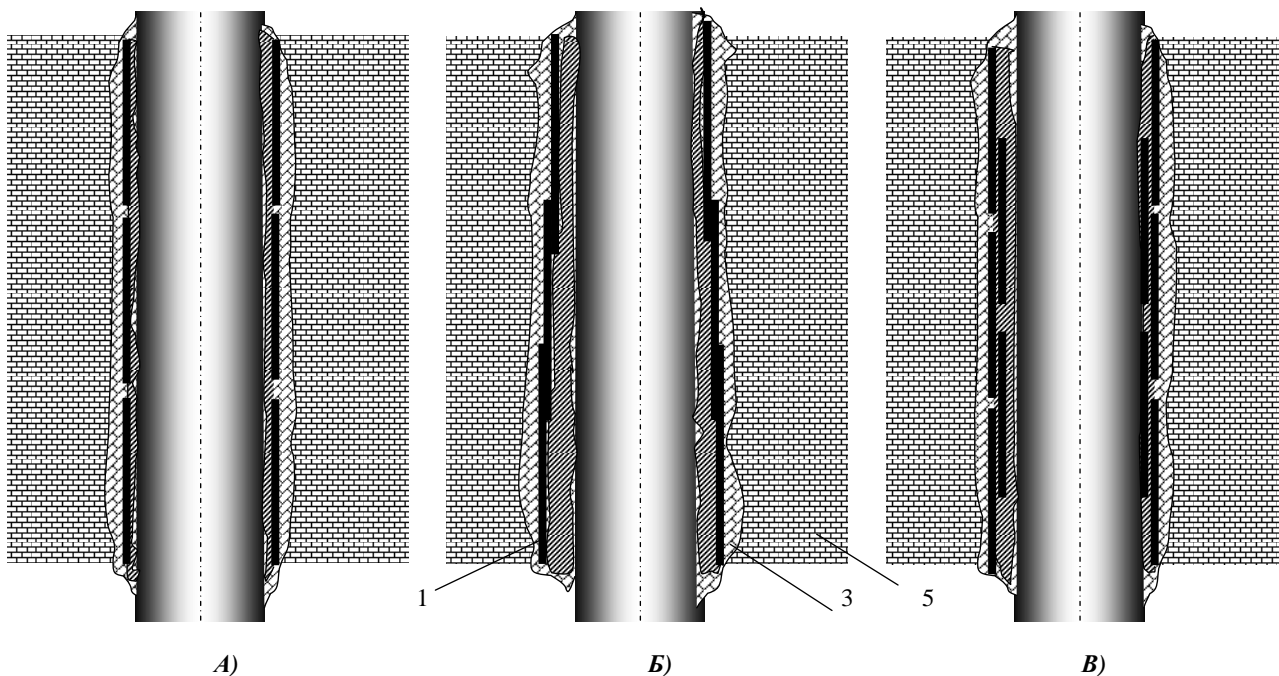


Рис. 5. Схемы установки кассетных перекрывателей в продуктивной толще скважины.

Далее в скважину спускают эксплуатационную колонну и осуществляют цементирование с использованием традиционной технологии и оборудования. На этом заканчивание скважины считается завершенным.

Промышленные испытания перекрывателя касетного гидравлического проведены на скважине № 3574 Дачного месторождения для защиты башкирского горизонта от загрязнения призабойной зоны цементным раствором при цементировании эксплуатационной колонны.

Для оценки эффективности предложенной технологии проведен сравнительный анализ показателей емкостных и добывных характеристик башкирского горизонта по соседней скважине № 3575, пробуренной в одном кусте и введенной в эксплуатацию в одно и то же время. Результаты анализа приведены в таблице.

№ скв.	Интервал перфорации башкирского яруса	Параметр продуктивного пласта башкирского яруса					Среднесуточный дебит, полученный при испытании башкирского яруса, м ³ /сут	Удельный дебит, м ³ /(сут·м)
		$K_{пор}$	$K_{гл}$	$K_{п}$	$K_{пр}$	$H_{эф}$		
3574	991,5...995,6	17,7	2,0	79,1	399,6	15,6	4,0	0,26
3575	980,0...985,0	18,1	0,5	78,5	456,3	26,3	2,5	0,10

Из таблицы видно, что среднесуточный и удельный дебиты существенно отличаются (в 2 раза) по скважине № 3574 в сравнении с аналогичными показателями по скважине № 3575, хотя коллекторские характеристики в скважине № 3575 превышают аналоги по скважине № 3574. Так, эффективная толщина превышает в 1,7 раза, глинистость – в 4 раза, пористость – в 1,02 раза, проницаемость – в 1,14 раза при сравнительно небольшом увеличении нефтенасыщенности (79,1 против 78,5).

Таким образом, защита призабойной зоны продуктивного интервала от загрязнения цементным раствором при цементировании эксплуатационных колонн является эффективным мероприятием для повышения добывных показателей скважин при разработке низкопродуктивных пластов.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОЛИОСНОВАНИЙ КАК ОСНОВЫ ПОТОВОТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕДОБЫЧЕ

П.И. Церажков, Ф.Ш. Файзутдинов, С.В. Крупин, О.Ю. Сладовская

Казанский государственный технологический университет

peterts_big@mail.ru

В нефтедобывающей промышленности и в нефтепромысловом деле применение латексов становится возможным благодаря их колоидно-химическим характеристикам [1], а именно наноразмерам их частиц, и способности к коагуляции при взаимодействии с минерализованными водами. Однако феномен латексов заключается именно в том, что проблемы их применения в основном связаны с пониженной стойкостью к пластовым условиям, а точнее к воздействию пластовой водой. Следствием такого взаимодействия является оседание коагулюма в призабойной зоне пласта, что препятствует дальнейшему проникновению вытесняющего агента внутрь порового пространства. Ввиду последнего, существует необходимость поиска эффективных стабилизаторов для производимых марок латексов. Повышение агрегативной устойчивости частиц в композициях на латексной основе возможно и за счет варьирования такими параметрами, как содержание и состав водной фазы, концентрация электролита и вспомогательных ПАВ в системах. Примером может служить метод селективного повышения охвата призабойной зоны пласта заводнением и регулирования проницаемости ее участков, путем введения в латекс некоторого количества поверхностно-активного вещества, а именно катионных водорастворимых полимеров.

Ввиду актуальности применения положительно заряженных полимеров в нефтедобывающей промышленности в комплексе с латексами повышенной стабильности, одной из задач исследования являлось определение совместимости двухкомпонентной системы на основе латекса с полимерами ПДАДМАХ и ПТМАЭМА.

При взаимодействии латекса с ПДАДМАХ наблюдалось несколько порогов коагуляции, а именно при концентрациях 0,05%, 0,02%, 0,01% масс., что связано с возникновением эффекта перезарядки поверхности частиц латекса с отрицательной на положительную в результате адсорбции частиц полиоснования на поверхность частиц латекса (рис. 1). Для сравнения – электрокинетический потенциал частиц используемой марки латекса составлял минус 120 мВ.

В случае ПТМАЭМА коагуляция латекса наблюдалась при концентрациях по массе 0,01%, 0,02%. График изменения электрокинетического потенциала системы принимал форму, аналогичную случаю с ПДАДМАХ. Судя по результатам, система достаточно устойчива к воздействию флокулянта.

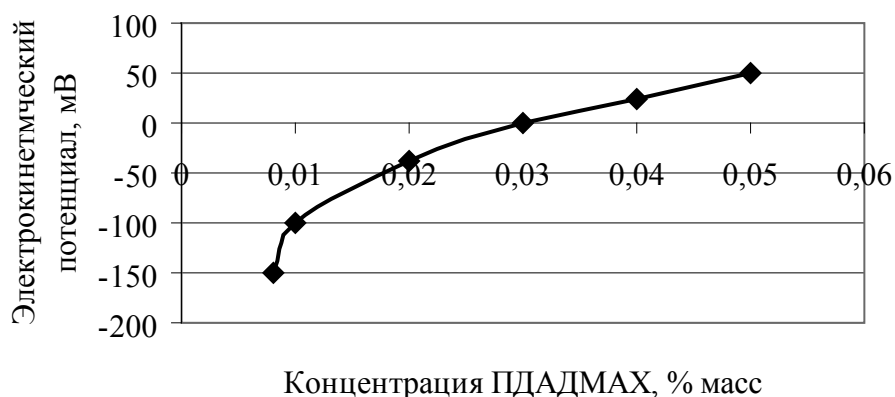


Рис. 1. График изменения ξ -потенциала в зависимости от содержания ПДАДМАХ в системе СКС-65 ГПБ – ПДАДМАХ.

Согласно результатам проведенных исследований и последующих расчетов радиус частиц для латекса СКС-65 ГПБ составил 89 нм. А в системе с ПДАДМАХ, по мере увеличения концентрации, происходит увеличение размера частиц латекса, что свидетельствует о процессе адсорбции частиц положительно заряженного полимера на поверхности отрицательно заряженных частиц латекса (табл. 1).

Таблица 1

Размеры частиц интерполимерных комплексов на основе латекса при различном содержании полиэлектролита в системе

	Размер частиц при содержании полиэлектролита 0,008% масс., нм	Размер частиц при содержании полиэлектролита 0,03% масс., нм	Размер частиц при содержании полиэлектролита 0,04% масс., нм
Полиэлектролит марки ВПК	147,2	282,2	358,8
Полиэлектролит марки КФ	-	251,3	282,2

Таблица 2

Значения порогов коагуляции в системе латекс-ВПК

	Концентрация, моль/л						Модель пластовой воды Ромашкинского м/р	Модель пластовой воды Южно-Сургутского м/р
	NaCl	KCl	CaCl ₂	MgCl ₂	NaHCO ₃	Na ₂ SO ₄		
СКС-65 ГП	0,9	1,6	0,01	0,01	н/к	0,9	0,056	н/к
	÷	÷	÷	÷		÷		
	1,0	1,8	0,025	0,025		1,0	0,070	
СКС-65 ГПБ	2,6	3,4	0,1	0,1	н/к	0,4	0,281	н/к
	÷	÷	÷	÷		÷		
	2,8	3,6	0,2	0,2		0,5	0,310	
ГПБ+ ВПК 0,03 %	0,2	0,4	0,08	0,05	0,05	0,5	-	н/к
	÷	÷	÷	÷	÷	÷		
	0,3	0,9	0,17	0,09	0,1	0,9		
ГПБ+ ВПК 0,04 %	0,2	0,4	0,08	0,05	0,05	н/к	-	н/к
	÷	÷	÷	÷	÷			
	0,3	0,9	0,17	0,09	0,1			
ГПБ+ КФ 0,03 %	0,1	0,2	0,09	0,04	0,2	0,009	-	н/к
	÷	÷	÷	÷	÷	÷		
	0,2	0,5	0,18	0,06	0,3	0,01		
ГПБ+ КФ 0,04 %	0,02	0,06	0,04	0,09	0,05	0,009	-	0,002
	÷	÷	÷	÷	÷	÷		
	0,04	0,09	0,09	0,1	0,1	0,01		0,003

Следовательно, при использовании катионного полиэлектролита в комплексе с латексами количество вводимого полимера будет оказывать существенное влияние на величину положительного заряда частиц комплекса, а с учетом заряда частиц породы, образующей поровое пространство коллектора, и на стабильность формируемого водоограничительного состава.

Параметром, наиболее полно характеризующим возможность применения подобных систем в качестве гидроизолирующих композиций, являются величины порогов коагуляции при взаимодействии как с растворами различных солей, так и с моделью пластовой воды определенного месторождения (табл. 2).

Данные, представленные в таблице, являются свидетельством значительно большей стабильности системы с концентрацией 0,03% масс., чем при концентрации 0,04%, в связи с чем можно предположить, что данная система (латекс-полиоснование 0,03%) будет проникать дальше внутрь пластовой матрицы по сравнению с концентрацией полиэлектролита 0,04% масс. Исходя из полученных данных можно сделать предположение, что системы в пластовых условиях будут устойчивы и, манипулируя концентрацией одной из солей в последующей оторочке, возможно регулировать расстояние гидроизоляционного экрана в пласте при отработке технологии в промышленных условиях.

Таким образом, в работе показана возможность повышения агрегативной устойчивости латекса при обработке солью полиоснования ПТМАЭМА, необходимой при однократной доставке водоограничительного материала на большую дистанцию от нагнетательной скважины.

Литература

1. Еркова Л.Н. Латексы / Л.Н. Еркова, О.С. Чечик. – Л.: Химия, 1983. – 224 с., ил.

КОЛЛОИДНО-ХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СИСТЕМ ПОВЫШЕННОЙ СТАБИЛЬНОСТИ НА ОСНОВЕ ЛАТЕКСОВ И ПРОИЗВОДНЫХ КРЕМНИЕВОЙ КИСЛОТЫ

П.И. Церажков, С.В. Крупин

Казанский государственный технологический университет

peterts_big@mail.ru

Весьма перспективным направлением в рамках коллоидной химии и нефтедобывающей промышленности следует считать системы латексов с другими, обычно более мелкими, нанодисперсными частицами. К последним можно отнести и нанодисперсные виды кремнезема. Структурная формула октакремниевого иона (мономерной формы полисиликатных структур) – $\text{Si}_8\text{O}_{20}^{8-}$; размер таких частиц составляет 0,86 нм.

Для изучения возможностей использования систем латекс – кремнезоль, латекс – полисиликат на основе исследования их агрегативной устойчивости были определены пороги коагуляции систем на базе ГП и ГПБ с различным содержанием кремнезоля и полисиликата (табл. 1 и 2).

Очевидно, что смеси, содержащие тройной избыток кремнезоля по массе, обладают наименьшей устойчивостью как к действию солей, так и к действию модели пластовой воды.

Системы латекс – полисиликат не показали высокой стойкости к действию электролитов (табл. 3, 4). Кроме того, необходимо отметить, что само по себе введение полисиликата в латекс вызывает коагуляцию последнего (порог – 24,8÷25,2% объемных от товарной формы полисиликата). В таких системах не наблюдается резкого снижения порога коагуляции при трехкратном массовом избытке жидкого стекла.

На основании вышеприведенных данных можно заключить, что наиболее подходящими с точки зрения стабильности и, как следствие, дальности проникновения являются системы типа латекс – кремнезоль в соотношениях 1:1 и 1:2. Значения ξ -потенциала являются наглядной иллюстрацией этого утверждения (табл. 5). Также для оценки возможности использования составов на основе латекса и производных кремниевой кислоты в нефтепромышленном деле проводилось измерение размера частиц для систем латекс – кремнезоль и латекс – полисиликат.

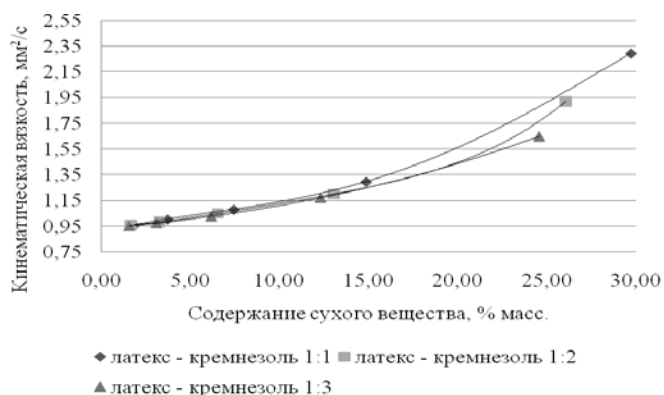


Рис. 1. Зависимость вязкости систем латекс – кремнезоль от массового содержания в них сухого вещества.

На основании приведенных данных можно сделать вывод о том, что в обоих случаях наблюдается укрупнение частиц в обсуждаемых системах при увеличении содержания в них как полисиликата, так и кремнезоля. Такое укрупнение происходит в результате распределения более мелких частиц кремнезоля на поверхности частиц каучука, вследствие чего могут формироваться агрегаты «малиноподобной» структуры [1].

Дальнейший выбор оптимального соотношения компонентов смесей для рекомендации в качестве метода ограничения водопритоков производился с учетом вязкости полученных смесей (рис. 1, 2).

Исходя из полученных данных, можно утверждать, что такие составы следует рекомендовать для применения в нефтепромысловом деле в качестве реагентов с высокой проникающей способностью при содержании сухого вещества не более 15÷20 % масс.

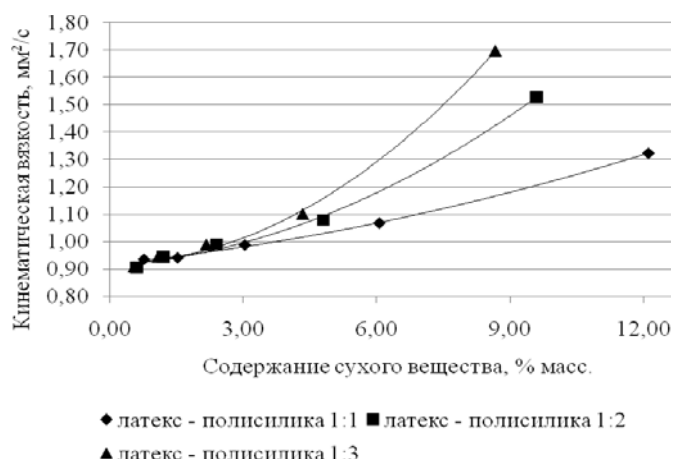


Рис. 2. Зависимость вязкости систем латекс – полисиликат от массового содержания в них сухого вещества.

Таблица 1

Величины порогов коагуляции систем на основе латекса СКС-65 ГП с различным содержанием кремнезоля (КЗ)

ГП : КЗ	Концентрация, моль/л					Пластовая вода (I, моль/л)
	NaCl	KCl	CaCl ₂	MgCl ₂	FeCl ₃	
1:1	1,14÷2,28	0,95÷1,18	0,04÷0,07	0,04÷0,07	0,012÷0,015	0,08÷0,11
1:2	1,14÷2,28	0,95÷1,18	0,04÷0,07	0,04÷0,07	0,012÷0,015	0,08÷0,11
1:3	0,47÷0,94	0,23÷0,43	0,01÷0,03	0,02÷0,03	0,002÷0,005	0,03÷0,06

Таблица 2

Величины порогов коагуляции систем на основе латекса СКС-65 ГПБ с различным содержанием кремнезоля

ГПБ : КЗ	Концентрация, моль/л					Пластовая вода (I, моль/л)
	NaCl	KCl	CaCl ₂	MgCl ₂	FeCl ₃	
1:1	5,93÷6,38	2,02÷2,36	0,40÷0,56	0,40÷0,56	0,014÷0,016	0,70÷0,90
1:2	5,93÷6,38	2,02÷2,36	0,40÷0,56	0,40÷0,56	0,014÷0,016	0,70÷0,90
1:3	2,44÷2,63	0,49÷0,86	0,10÷0,24	0,20÷0,24	0,002÷0,005	0,35÷0,47

Таблица 3

Величины порогов коагуляции систем на основе латекса СКС-65 ГП с различным содержанием полисиликата (ПСл)

ГП : ПСл	Концентрация, моль/л					Пластовая вода (I, моль/л)
	NaCl	KCl	CaCl ₂	MgCl ₂	FeCl ₃	
1:1	0,47÷0,94	0,48÷0,71	0,04÷0,07	0,04÷0,07	0,011÷0,014	0,06÷0,09
1:2	0,47÷0,94	0,48÷0,71	0,04÷0,07	0,04÷0,07	0,011÷0,014	0,06÷0,09
1:3	0,47÷0,94	0,48÷0,71	0,04÷0,07	0,04÷0,07	0,011÷0,014	0,06÷0,09

Таблица 4

Величины порогов коагуляции систем на основе латекса СКС-65 ГПБ с различным содержанием полисиликата

ГПБ : ПСл	Концентрация, моль/л					Пластовая вода (I, моль/л)
	NaCl	KCl	CaCl ₂	MgCl ₂	FeCl ₃	
1:1	2,44÷2,63	1,02÷1,42	0,20÷0,45	0,20÷0,45	0,005÷0,008	0,35÷0,65
1:2	2,44÷2,63	1,02÷1,42	0,20÷0,45	0,20÷0,45	0,005÷0,008	0,35÷0,65
1:3	2,44÷2,63	1,02÷1,42	0,20÷0,45	0,20÷0,45	0,005÷0,008	0,35÷0,65

Изменение электрокинетического потенциала и размеров частиц в системах на основе латексов

Смесь	ξ -потенциал, мВ	d, нм
ГП : полисиликат 1:1	-23,0	88
ГП : полисиликат 1:2	-23,0	92
ГП : полисиликат 1:3	-23,0	105
ГП : кремнезоль 1:1	-85,9	85
ГП : кремнезоль 1:2	-85,9	97
ГП : кремнезоль 1:3	-85,9	113
ГПБ : полисиликат 1:1	-101,2	96
ГПБ : полисиликат 1:2	-101,2	98
ГПБ : полисиликат 1:3	-101,2	111
ГПБ : кремнезоль 1:1	-183,1	95
ГПБ : кремнезоль 1:2	-183,1	99
ГПБ : кремнезоль 1:3	-183,1	111

Таким образом, в работе показана возможность долговременного повышения агрегативной устойчивости латексов при их обработке золь-производными кремниевой кислоты.

Литература

1. *Сергеева М.Н.* Агрегативная устойчивость смесей коллоидного кремнезема и синтетического латекса: автореф. дис. ... канд. хим. наук / М.Н. Сергеева. – М., 2009. – 17 с.

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ПОИСКАХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

С.В. Чернов, Н.В. Бормотова, В.П. Куличков

ТНГ-Казаньгеофизика

В 2008–2010 гг. специалистами ООО «ТНГ-Казаньгеофизика» на территории Республики Татарстан и Самарской области были выполнены геохимические исследования на выявленных сейсморазведкой поднятиях (Сапфировском, Гульсемовском, Забытом, Верхне-Сунгуровском, Склоновом, Рахматовском, Ерметовском, Маковом, Ионовском, Генераловском, Магановском, Мстиславском, Восточно-Халиковском и Миловском), а также в районе скв. 715 и на Шадкинском лицензионном участке с целью оценки перспектив нефтеносности. Геохимические исследования включали отбор эталонных проб в окрестности ближайших к участкам площадной геохимической съемки скважин глубокого бурения. Пробы проанализированы на содержание углеводородов от метана до гексана (при отборе грунтов) и от метана до эйкозана (при сорбентном пробоотборе) методом газовой хроматографии на хроматографах «Кристаллюкс». Эталонный пробоотбор проведен на более чем 50 скважинах в количестве более 500 проб (примерно поровну на «продуктивных» и «пустых» скважинах). Значительный объем полученных данных позволил провести их статистическую обработку методами корреляционного, дисперсионного и кластерного анализов и ответить на следующие вопросы:

- Выделяются ли в геохимических пробах устойчивые кластеры концентраций «легких предельных», «тяжелых», «предельных» и «непредельных» углеводородов?
- Какие геохимические показатели наиболее тесно связаны с наличием нефти в геологическом разрезе, в какой форме выражена эта связь?
- Выдерживается ли характер связей геохимических показателей с нефтеносностью на разных площадях?
- Являются ли наиболее общие, статистически значимые закономерности достаточно «контрастными» для решения нефтепоисковых задач на отдельных площадях?
- Как влияют сезонные условия пробоотбора на регистрируемые в грунтовых и сорбентных пробах концентрации углеводородов?

Полученные в результате статистических исследований ответы на эти и некоторые другие вопросы позволили дать ряд рекомендаций по методике проведения геохимических исследований, выполняемых с целью поисков залежей углеводородов.

По результатам кластерного анализа концентраций УВ в грунтовых пробах выяснилось, что метан не ассоциируется с другими углеводородами, формируя единичный кластер ближе к «тяжелым» УВ, а кластер «легких предельных» УВ не формируется полностью и представлен только этаном и пропаном. «Легкие» УВ бутан и изобутан ассоциируются

с «тяжелыми» УВ пентаном и изопентаном, причем «тяжелые» УВ гексан и изогексан существенно обособлены от «тяжелых» УВ пентана и изопентана. Только «непредельные» углеводороды образуют устойчивый кластер, который отмечается как для «пустых», так и для нефтеносных объектов.

По результатам дисперсионного анализа наиболее информативными параметрами для выявления залежей нефти статистическими методами оказались отношения концентраций ряда УВ в грунтовых пробах к концентрациям бутилена и гексана. Путем исключения взаимозависимых (коррелированных) отношений выявлены независимые информативные отношения концентраций этилен/бутилен и пентан/гексан, т.е. внутри групп «непредельных» и «тяжелых» УВ (рис.1), что показывает низкую эффективность использования таких «априорных» геохимические показатели, как «сумма непредельных УВ» и «сумма тяжелых УВ». Характер выявленных статистических связей геохимических показателей с нефтеносностью выдерживается более чем на 75% изученных площадей (рис.2), однако использование этих наиболее общих, статистически значимых региональных закономерностей на локальных участках приводит к успеху лишь в 56% случаев, что объясняется различием химического состава нефти и условий залегания залежей на разных площадях.

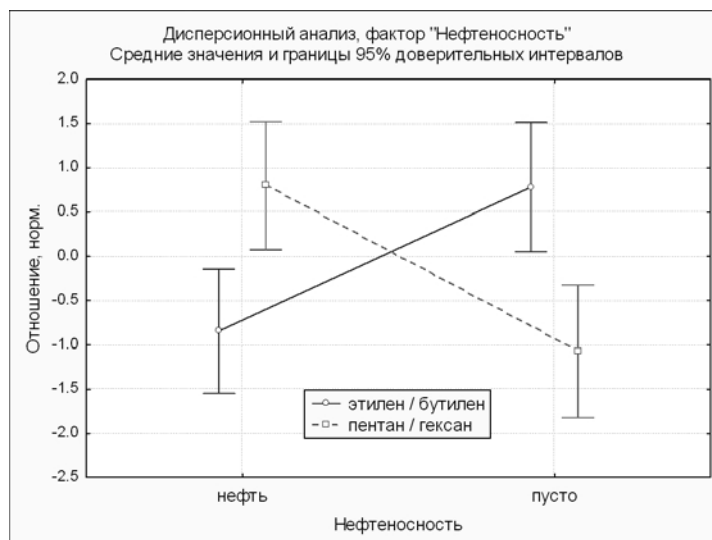


Рис. 1. Определение наиболее информативных геохимических параметров.

Очевидно, с целью создания интерпретационной модели, максимально учитывающей априорную информацию о характерных особенностях исследуемой площади, необходимо производить отбор эталонных геохимических проб на ближайших к площади работ скважинах с известным по данным опробования флюидонасыщением коллекторов, а для выявления информативных геохимических показателей и установления характера их связи с нефтеносностью по данным эталонного пробоотбора использовать современные методы математической статистики и машинного обучения. С целью формирования обобщенных геохимических «образов» нефтеперспективных и «бесперспективных» зон, не зависящих от частных геологических условий, в которых была пробурена каждая скважина, следует рассматривать геохимические характеристики окрестностей нескольких продуктивных и «пустых» скважин с целью выявления их внутригруппового сходства и межгруппового различия на основе сравнения средних значений геохимических параметров и их дисперсий. Минимальная необходимая численность скважин в каждой из этих групп – 3 скважины, т.к. в общепринятой статистической практике для вычисления математического ожидания и дисперсии требуется не менее 3-х независимых наблюдений. Таким образом, для решения задачи распознавания нефтеперспективных и «бесперспективных» зон по геохимическим данным статистическими методами необходимо отобрать эталонные пробы на 6-ти скважинах (на 3-х продуктивных и на 3-х «пустых»). Однако возможны случаи, когда геохимические показатели в окрестности одной или нескольких эталонных скважин резко отличаются от геохимических показателей в окрестностях других эталонных скважин той же группы. Так, на рис. 3 видно, что эталонные скважины Шадкинского ЛУ по комплексу геохимических показателей уверенно разделяются на группы продуктивных и «пустых», за исключением «пустой» скв. 690, в окрестности которой зафиксированы геохимические показатели, характерные для группы продуктивных скважин. В таких случаях целесообразно исключить нехарактерные скважины из числа эталонных скважин, если они не находятся непосредственно на исследуемой площади. Практически количество эталонных скважин следует проектировать с учетом того, что до 30–40% из них могут оказаться нехарактерными и не будут использоваться в процессе интерпретации.

Рис. 4 иллюстрирует наличие отдельных нехарактерных геохимических проб в группах сорбентных проб, отобранных на эталонных скважинах Шадкинского ЛУ. Так, на эталонной скв. 635 нехарактерными оказались пробы №№ 5, 6 и 7 (3 пробы из 10 проб, отобранных на этой скважине). Это связано с изменчивостью проницаемости приповерхностных отложений для различных углеводородов в пунктах пробоотбора. Нехарактерные пробы,

количество которых может достигать 30–40% от общего числа отобранных на эталонной скважине проб, не могут считаться эталонными и подлежат исключению из дальнейшей обработки и интерпретации. В связи с этим, на стадии проектирования геохимических работ следует предусматривать на каждой эталонной скважине отбор такого количества проб, какое, даже при уменьшении его на 30-40%, остается достаточным для решения задач статистического оценивания.

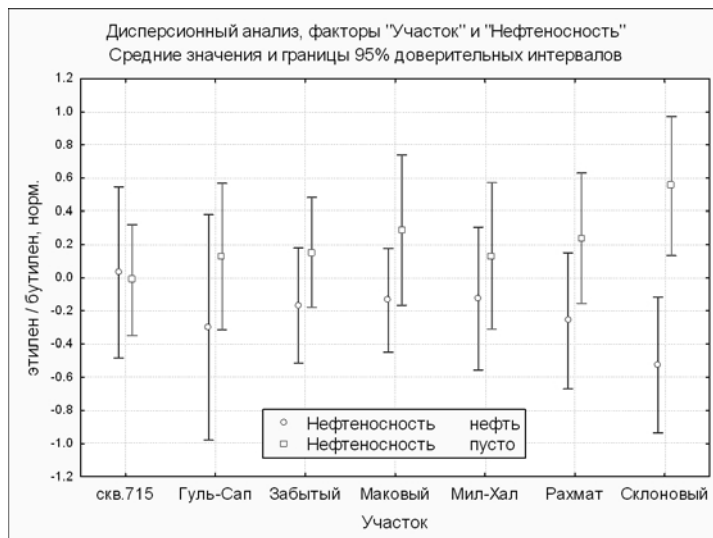


Рис. 2. Выдержанность информативного геохимического параметра на разных площадях.

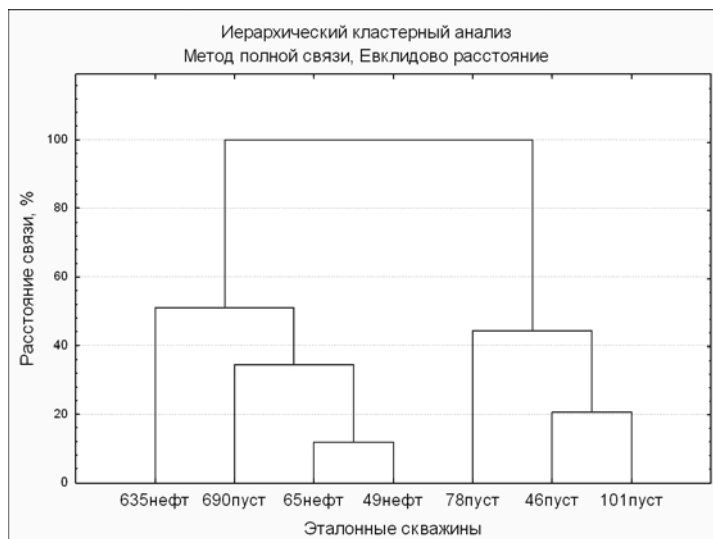


Рис. 3. Выявление нехарактерных эталонных скважин.

Известно, что физические свойства, в частности, температуры плавления и кипения гомологов метана изменяются в широких пределах. Так, для метана (C_1) температуры плавления и кипения равны, соответственно, $-182,5^{\circ}C$ и $-161,5^{\circ}C$, а для эйкозана (C_{20}) – $+36,8^{\circ}C$ и $+342,7^{\circ}C$. Для ряда углеводородов, занимающих по этим параметрам промежуточное положение между метаном и эйкозаном, межсезонное изменение температуры приводит к изменению их агрегатного состояния в зоне пробоотбора. Так, с понижением температуры в диапазоне $-30^{\circ}C$ - $+30^{\circ}C$, бутан и изобутан (C_4) переходят в жидкое состояние, а декан (C_{10}), ундекан (C_{11}), додекан (C_{12}), тридекан (C_{13}), тетрадекан (C_{14}), пентадекан (C_{15}), гексадекан (C_{16}), гептадекан (C_{17}) и октадекан (C_{18}) – в твердое. Очевидно, что консолидация углеводородов с понижением температуры в зоне пробоотбора приводит к занижению их концентрации, регистрируемой сорбентными датчиками. Рис. 5 иллюстрирует значительное понижение концентраций углеводородов, регистрируемых сорбентными датчиками в окрестности эталонных скв. 101, 635 и 690 (Шадкинский ЛУ) в зимний период.

На рис. 6 приведено сравнение концентраций УВ, зарегистрированных в летний и зимний периоды в грунтовых пробах, отобранных на эталонных скв. 101, 635 и 690 (Шадкинский ЛУ). В грунтовых пробах, отобранных в зимний период, отмечаются существенно более высокие концентрации углеводородов, чем в грунтовых пробах, отобранных в летний период. Это объясняется низкой биологической активностью микроорганизмов, разрушающих молекулы

УВ при низких температурах. Кроме того, на рис. 7 видно, что, в грунтовых пробах, отобранных в летний период на продуктивных эталонных скважинах, содержание углеводородов $C_1 - C_2$ выше, а содержание углеводородов $C_2 - C_5$ ниже, чем в грунтовых пробах, отобранных в тот же период на «пустых» эталонных скважинах. Такое соотношение концентраций возможно вследствие биологической деструкции более тяжелых углеводородов с образованием метана и, в несколько меньшем количестве, этана специализированными сообществами микроорганизмов, формирующимися в грунтах над залежами нефти, что создает предпосылки для дополнения атмосферической съемки, использующей инертные сорбентные датчики, газобактериальной съемкой с отбором грунтовых проб.

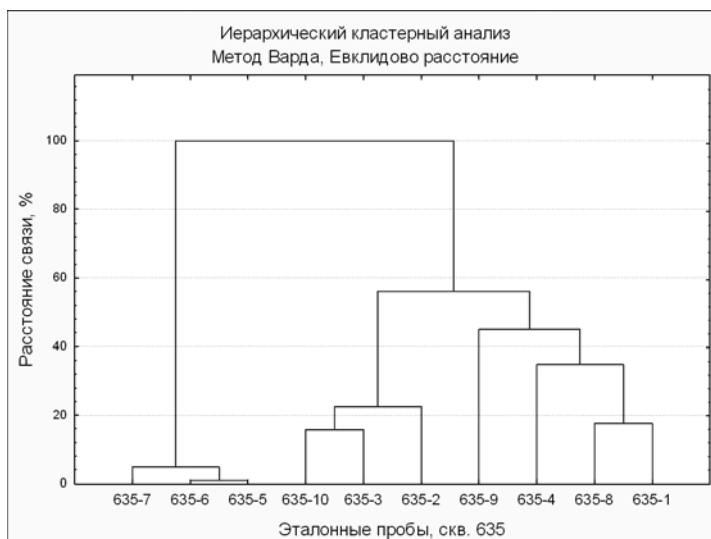


Рис. 4. Выявление нехарактерных эталонных проб на эталонной скважине.

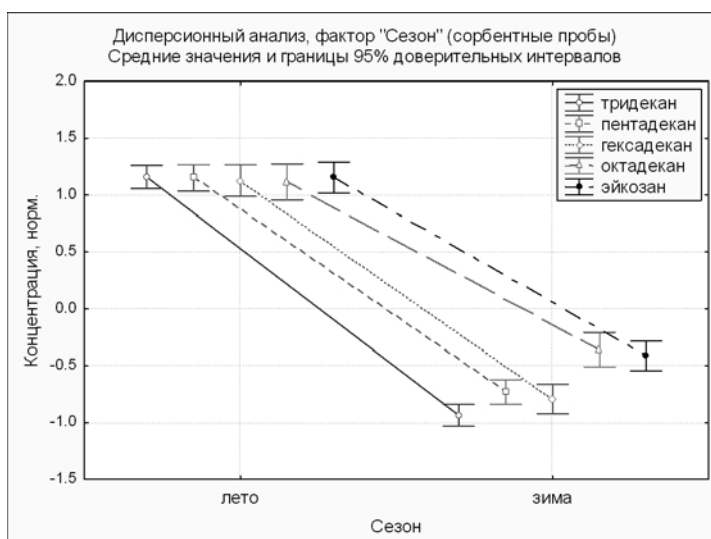


Рис. 5. Концентрации УВ, зарегистрированные сорбентными датчиками в летний и зимний периоды на эталонных скважинах.

Исходя из результатов проведенных исследований, могут быть даны следующие рекомендации по выполнению геохимических работ с целью поисков залежей УВ:

1. Выполнять полевые геохимические работы в течение одного сезона и одного этапа исследований («моментальный снимок»);
2. Проводить геохимические съемки с использованием сорбентных датчиков преимущественно в летний период, когда разрешающая способность (чувствительность) сорбентного датчика максимальна;
3. Проводить геохимические съемки с отбором грунтовых проб преимущественно в зимний период, когда биологическая активность микроорганизмов, разрушающих тяжелые углеводороды, минимальна;
4. В летний период дополнять геохимическую съемку, использующую сорбентные датчики, газобактериальной съемкой с отбором грунтовых проб;
5. Отбор эталонных проб вблизи скважин с известным типом флюидонасыщения коллекторов проводить в количестве не менее 60 проб (30 проб на 3-х продуктивных скважинах и 30 проб на 3-х «пустых» скважинах, по 10

проб на каждой скважине). Рекомендуется отбирать 150 эталонных проб (75 проб на 5-ти продуктивных скважинах и 75 проб на 5-ти «пустых» скважинах, по 15 проб на каждой скважине);

6. Для выявления информативных геохимических показателей и установления характера их связи с нефтеносностью по данным эталонного пробоотбора использовать современные методы математической статистики и машинного обучения (Data Mining).

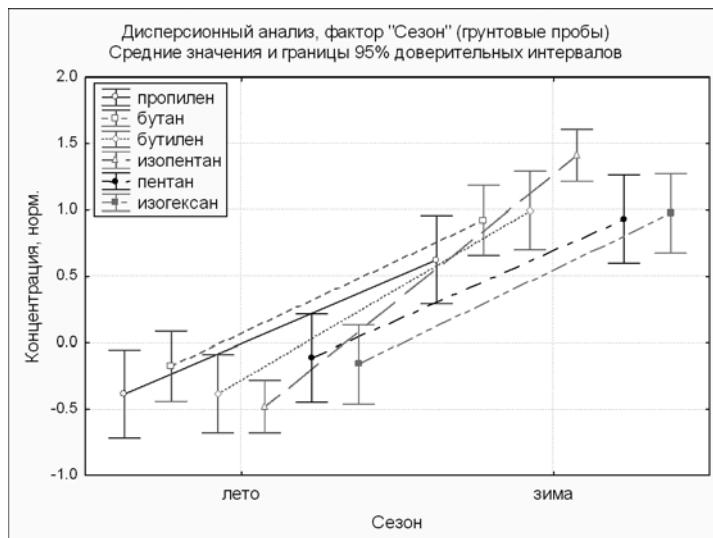


Рис. 6. Концентрации УВ в грунтовых пробах, отобранных в летний и зимний периоды на эталонных скважинах.

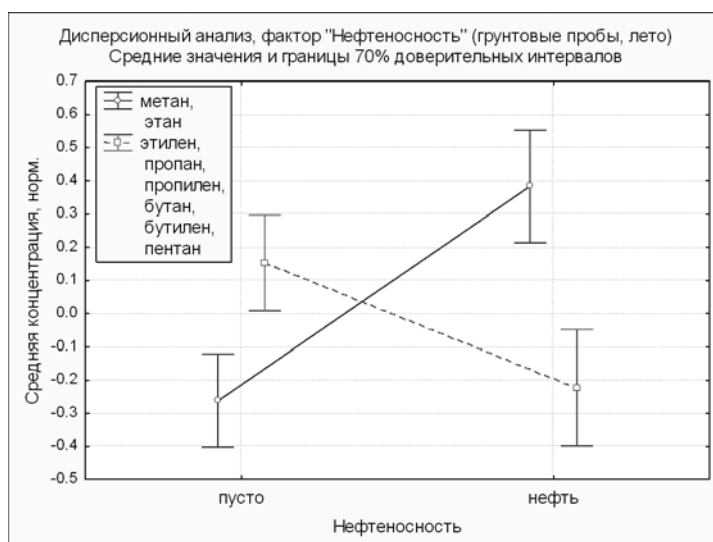


Рис. 7. Средние концентрации УВ по группам C_1-C_2 и C_2-C_3 в грунтовых пробах, отобранных в летний период на «пустых» и продуктивных эталонных скважинах.

Результаты геохимических исследований, выполненных с учетом приведенных рекомендаций, будут иметь следующие преимущества:

- Использование априорной информации по конкретной площади работ на основе отбора и анализа эталонных проб;
- Объективность при определении значимости геохимических параметров, выявлении характера их связи с нефтеносностью и построении интерпретационной модели на основе строго формализованных математических методов;
- Возможность ранжирования исследуемых объектов по степени их нефтеперспективности на основе вычисления параметра сходства с уже изученными бурением объектами;
- Возможность представления результатов геохимических исследований в «естественном» для поисковых задач виде, как оценки вероятности обнаружения целевого объекта в каждой точке исследуемой площади.

Рис. 8 иллюстрирует выделение нефтеперспективных зон по геохимическим параметрам на основе определения степени сходства с аналогичными параметрами объектов, нефтеносность которых установлена бурением.

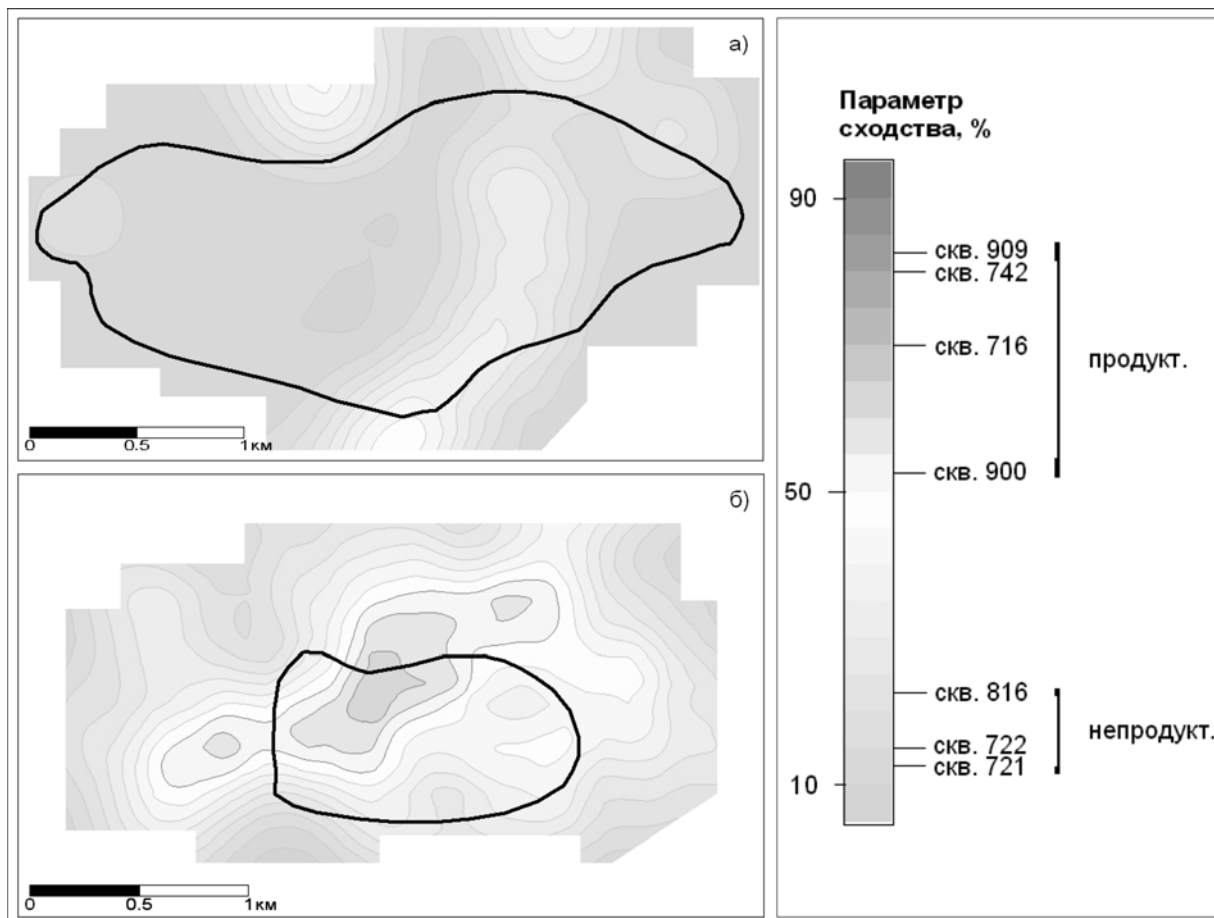


Рис. 8. Выделение нефтеперспективных зон по степени сходства с объектами, нефтеносность которых установлена бурением. Гульсемовское (а) и Сапфировское (б) сейсмоподнятия.

ПОТЕНЦИАЛ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

И.Ю. Чернова, И.И. Нугманов, А.Н. Даутов, П.С. Крылов

Казанский (Приволжский) федеральный университет

Широко известны впечатляющие возможности геоинформационных технологий (ГИТ) для решения задач управления данными и объектами, составляющими структуры топливно-энергетического комплекса. Известно также о множестве успешных реализаций геоинформационных проектов по управлению хозяйством нефтяных компаний, огромными базами данных и т.п. Но задачами управления потенциал ГИТ не исчерпывается. Многолетний опыт авторов по использованию геоинформационных систем (ГИС) для целей поиска залежей нефти и прогнозирования зон нефтегазонакопления, указывает, что уникальные инструменты современных ГИС дают исследователям новые возможности для создания прогнозных карт и делают весь процесс поиска или прогнозирования более обоснованным, а результат – аргументированным. В настоящее время на кафедре геофизики Казанского федерального университета разрабатывается новая технология прогнозирования мест скопления углеводородов (геолого-геофизическая технология оптимизации выбора мест бурения скважин), которая объединяет в себе современные достижения нефтяной геологии и геофизики [1,2] и реализует многие свои идеи через геоинформационную систему (конкретно, систему ArcGIS, ESRI, США). Использование ГИС позволяет решать задачи прогнозирования на любом масштабе исследования, который определяется наличием и детальностью входных данных. Далее перечислены наиболее интересные примеры применения ГИС, реализующие различные идеи (иначе, шаги) новой технологии.

На региональном уровне. Использование геоинформационных технологий для изучения истории развития неотектонических процессов в пределах платформенных областей позволяет расширить существующие представления о роли тектонических факторов в процессах формирования и переформирования залежей нефти и связи движений земной коры с другими геолого-геофизическими факторами. Здесь в качестве основного инструмента используется морфометрический метод поиска неотектонических структур, разработанный В.П. Философовым [3] и существенно

усовершенствованный авторами [4] с помощью инструментов ГИС. Зональная статистика показала, что 70 % месторождений Волго-Уральской антеклизы расположены в региональных неотектонических впадинах и еще 24 % на склонах. Следуя этому принципу, на территории исследования можно очертить вероятные области обнаружения нефтяных залежей, а купольные части быстро поднимающихся неотектонических структур следует относить к бесперспективным. Для данной территории мы также выяснили, что главная миграция УВ, которая привела к образованию месторождений, произошла на ранних этапах неотектонической активности, отраженной на серии морфометрических карт. Следует сказать, что создание столь полезных карт вообще невозможно без привлечения инструментов ГИС и для таких больших территорий морфометрические поверхности ранее не рассчитывались.

Другой пример: создание и компьютерная обработка цифровых моделей рельефа (линеamentный анализ) с целью изучения характера распределения регионального поля макропроницаемости осадочного чехла и выявления областей с худшими и лучшим условиями для сохранности залежей углеводородов. Здесь в качестве основного инструментария использовались ПО LESSA [6] и ArcGIS [5]. Для Поволжского региона обнаружено, что большая часть залежей расположена в области низких значений проницаемости осадочного чехла. Таким образом, анализируя мелко- и среднemasштабные данные, мы получаем общее представление о нефтеносности исследуемой территории.

На локальном уровне. Если на исследуемую территорию есть более детальные данные, то от регионального прогноза можно перейти к локальному. Используя более детальные неотектонические карты, можно, например, определить направление миграции, т.к. в общем случае флюиды перемещаются из области повышенных давлений в область более низких давлений, т.е. в область неотектонических поднятий. Здесь же можем указать области, где тектонические движения были чрезвычайно интенсивные, и породы осадочного чехла сильно растрескались и не могут удержать флюиды. Если добавить детальный линеamentный анализ и детальные данные по макропроницаемости осадочного чехла, то простая операция наложения двух факторов (интенсивность неотектонических движений и макропроницаемость осадочного чехла) даст нам предварительную классификацию территории по перспективности на нефть.

Если есть данные высокоточной магнито-грави-, электроразведки или геохимических исследований, то возможно уточнение путей миграции УВ в чехле. Зоны пересечений линий-линеamentов, рассчитанных по ЦМР, космоснимкам и геофизическим полям, показывают области частичной разгрузки флюидов, т.е. показывают пути современной миграции УВ и сопутствующих им элементов. Разломные зоны, которые мы видим в полях плотности линеamentов, ограничивают более стабильные зоны земной коры – блоки. Логично предположить, что залежь не может длительное время существовать на активных границах блоков, более вероятно, что продолжительное время она может просуществовать внутри блока. Но, на вопрос, каким должен быть этот блок, ответить не так-то просто. По крайней мере, мы с помощью инструментов ArcGIS можем рассчитать геометрические характеристики блоков разного порядка (их размеры, форму, ориентацию, соседство с другими блоками) и выявить те блоки, которые вмещают в себя залежи. Если нам удастся классифицировать блоки, то области возможного обнаружения залежей будут еще более локализованы. Дальше рамки поиска еще более сужаются и фактически сводятся к прогнозированию ловушек. На этой стадии ГИС также может быть очень полезной. Конечно, есть масса специализированных программ по обработке, интерпретации и визуализации геолого-геофизических данных. И никакая ГИС заметить их не может, но интегрировать результаты интерпретации – каноническая задача ГИС. Кроме того, если вы отчетливо понимаете, что вы хотите получить, вы сами можете с помощью ArcGIS создать оригинальные способы визуализации и интерпретации ваших данных. Например, на всех разведанных нефтеносных площадях есть данные сейсморазведки и геофизических исследований скважин. Вы можете провести свою нестандартную переобработку имеющихся сейсмических данных (используя, например, принципы сейсмостратиграфии) в комплексе с анализом каротажного материала и получить нестандартную, но весьма информативную геолого-геофизическую модель среды.

Таким образом, современные ГИС дают инструменты и методы, которые усиливают мощность собственно геологических и геофизических методов изучения природных объектов. Усиление функциональной силы морфометрического анализа – яркий тому пример. Благодаря ГИС мы получили новые возможности для исследований и новые сведения об изучаемых явлениях. Компьютерная обработка пространственных данных освобождают исследователя от рутинной работы, процедура создания прогнозных карт стандартизируется и освобождается от субъективного фактора.

Литература

1. Нургалиев Д.К., Чернова И.Ю. Современные технологии прогнозирования и поиска залежей углеводородов (на примере западной части территории Республики Татарстан). – Георесурсы. 2008. – № 4(27). – С 39-41.
2. Нургалиев Д.К., Чернова И.Ю., Нугманов И.И., Хасанов Д.И., Даутов А.Н., Нургалиева Н.Г. Научные основы современной технологии прогнозирования нефтегазоносности территорий// Ученые записки Казанского университета, серия Естественные науки. – 2009. – т.151, книга 4. – С. 1-11.
3. Философов, В. П. Основы морфометрического метода поисков тектонических структур. – Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 1975. – С. 232.
4. Чернова И.Ю., Хасанов Д.И., Жарков И.Я., Бильданов Р.Р., Каширина Т.С. Обнаружение и исследование зон новейших движений земной коры инструментами ГИС. «ArcReview. Современные геоинформационные системы». – М.: ООО ДАТА+, 2005. – № 1 (32). – С.6-7.

5. МакКой Д., К. Джонстон. ArcGIS Spatial Analyst. Руководство пользователя. – М.: Изд-во Дата+, 2002. – 214 с.
6. Zlatopolsky A.A. Program LESSA (Lineament Extraction and Stripe Statistical Analysis) automated linear image features analysis - experimental results, Computers & Geoscience. – 1992. – Vol. 18. – № 9. – P. 1121-1126.

РАЗРАБОТКА И ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТВЕРДОТОПЛИВНОГО НАГРЕВАТЕЛЯ

А.Ф. Шагеев, Б.Я. Маргулис, М.А. Шагеев, А.Т. Маджиджан,* О.В. Лукьянов, А.В. Семенов

ОАО «НИИ Нефтепромхим», г. Казань, * ТОО «Тандай-Петролюм», г. Атырау РК

Высоковязкие нефти (ВВН) и природные битумы (ПБ) характеризуются весьма высоким содержанием асфальто-смолистых компонентов. Наличие в ВВН и ПБ других ценных компонентов позволяет рассматривать их в качестве многоцелевого комплексного полезного ископаемого, которое может быть использовано для получения: нефтехимических и химических продуктов (смазочные, лакокрасочные, изоляционные материалы, сера и т.д.), строительного и дорожно-строительного сырья, топливно-энергетических продуктов (газообразных, жидких, твердых), металлосодержащих продуктов, биостимуляторов, лечебных препаратов, в сельском хозяйстве и т.д.

Проблема освоения ВВН и ПБ актуальна как для Татарстана, так и для других регионов РФ и стран СНГ.

В настоящее время в ОАО «НИИ Нефтепромхим» организовалась инициативная группа по разработке битумных программ, в которой реанимированы работы А.В. Талантова, А.М. Клеева, Е.С. Смерковича по разработке технических средств как для воздействия на залежи ВВН и ПБ, так и для внутрискважинного синтеза реагентов для разработки этих месторождений [1]. Авторы доработали технологию теплового воздействия на пласт для интенсификации добычи ВВН и ПБ и модернизировали конструкцию используемого в ней оборудования, а также разработали новую конструкцию запального устройства и систему защиты от взрывов. Предлагаемая технология заключается в воздействии на пласт разогретым воздухом. При реализации этого способа на забой скважины на трубах НКТ помещается специальное устройство «твердотопливный нагреватель» (ТТН), который, в свою очередь, включает в себя следующий комплекс оборудования (рис.1): емкость, наполненную твердым и жидким топливом, запальный механизм, радиатор защиты резины пакера от повышенных температур, защиту скважины от открытого пламени и взрыва при спуске и горении топлива (аналог шахтерской лампы) в виде медной сетки. За счет того, что горячий теплоноситель не транспортируется с поверхности, а генерация тепловой энергии происходит непосредственно на забое скважины, мы значительно уменьшаем потери тепла при прогреве околоскважинной зоны пласта. Суть процесса заключается в том, чтобы добиться необходимого режима, при котором ВВН или ПБ значительно повысят свою подвижность, которую можно будет добывать стандартным способом. ТТН может обеспечить на забое вблизи корпуса температуру от 120 до 1200 С⁰ и повышенное давление от 30 до 100 атм, радиус прогрева будет зависеть от проницаемости породы, скорости и объема закаченного воздуха.

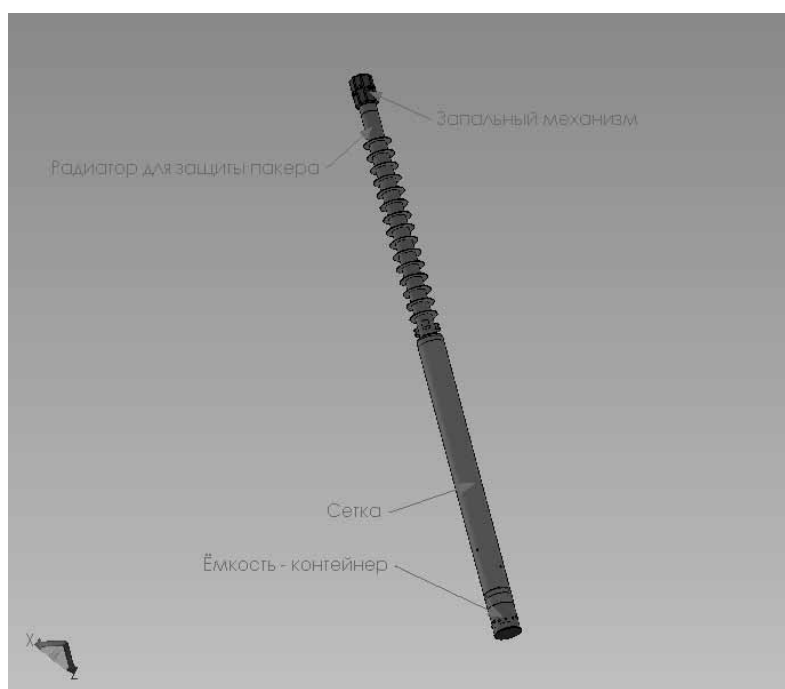


Рис. 1.

Испытания модифицированного ТТН проводились в Республике Казахстан. Месторождение Жыланкабак было введено в разработку на режиме истощения с очень низким коэффициентом нефтеотдачи. Нефть месторождения Жыланкабак является высоковязкой и при 20°C вязкость составляет 381.62 мПа*с, а плотность в поверхностных условиях составляет 0.913 т/м³. Проблема разработки месторождения с ВВН заключается в том, что естественные изотермические условия практически не обеспечивают необходимой подвижности этой нефти во время фильтрации по пласту и притока в скважины. Применение различных вытеснителей (холодная вода, воздух, газ и др.) в таком случае не дает желаемого эффекта, т.к. вследствие высоких вязкостных соотношений происходит прорыв вытесняющих агентов и резко снижается эффективность разработки месторождения. Иногда при сверхвязких нефтях (100 мПа*с и более) затруднительно нагнетать рабочие агенты в пласт. При добыче высоковязких битуминозных нефтей основным, если не единственным, методом интенсификации добычи нефти и увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) является метод введения тепловой энергии в продуктивный пласт с целью повышения температуры пласта и, соответственно, снижения вязкости добываемых флюидов. Введение тепловой энергии в пласт возможно осуществлять различными методами. Вопрос выбора теплоносителей при проектировании теплового воздействия на пласт для конкретных геологических условий и нефтей имеет решающее значение. Отсутствие в пустыне, где находится месторождение Жыланкабак, достаточного количества воды предопределило применение тепловой технологии с использованием модернизированной конструкции ТТН.

Предварительно был определен приток нефти в скважину при различных забойных температурах. Дебит q_c (см³/сек) гидродинамически совершенной скважины, вскрывшей однородный изотропный пласт, при плоскорадиальном притоке однородной несжимаемой жидкости, линейном законе сопротивления и стационарном режиме фильтрации определяется по формуле

$$q_c = \frac{2 \cdot 10^3 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{nz} - P_z)}{b \cdot \mu \cdot \ln(R_k / r_c)}$$

где: k – проницаемость продуктивного пласта, мкм²;

h – вскрытая толщина пласта, м;

P_{nz} – пластовое давление на контуре, МПа;

P_z – забойное давление, МПа;

R_k – радиус влияния скважины, м;

r_c – радиус скважины, м;

b – объемный коэффициент жидкости;

μ – вязкость жидкости в пластовых условиях, МПа·с.

Зависимость изменения вязкости нефти в пластовых условиях от температуры для условий месторождения Жыланкабак представлена на рис. 2.

Исходные данные для расчета потенциального возможного дебита жидкости:

Среднее значение проницаемости – 0,285 мкм²

Среднее значение вскрытой толщины пласта – 15.0 м

Среднее значение депрессии ($P_{nz} - P_z$) – 2,0 МПа

Объемный коэффициент – 1,006 доли ед.

В таблице приводятся результаты расчета потенциально возможного дебита жидкости на одну скважину по месторождению Жыланкабак в зависимости от изменения вязкости нефти, связанного с изменением температуры на забое скважин.

Месторождение	Температура на забое скважины, °С	Вязкость нефти, мПа*с	Потенциальный дебит жидкости, м ³ /сут
Жыланкабак	20.0	650.0	0.99
	30.0	300.0	2.13
	50.0	90.0	7.15
	80.0	24.0	26.7

Из таблицы видно, что с увеличением температуры потенциальный дебит жидкости возрастает, при прогреве призабойной зоны пласта до температуры 80°C ожидаемый дебит составит 26.7 м³/сут [2].

Заложенные в конструкцию ТТН характеристики в ходе промысловых испытаний получили полное подтверждение и позволяют, при необходимости, использовать ТТН как с целью прогрева околоскважинной зоны пласта, так и для инициирования очага внутрипластового горения и получения продуктов внутрипластового крекинга ПБ. Кроме того, было выяснено, что для более полной реализации метода необходимо доработать комплекс оборудования регулирования и контролирования процесса внутрипластового горения, использовать современные методы контроля и автоматики (регулирование подачи воздуха, контроль давления и температуры и т.д.).

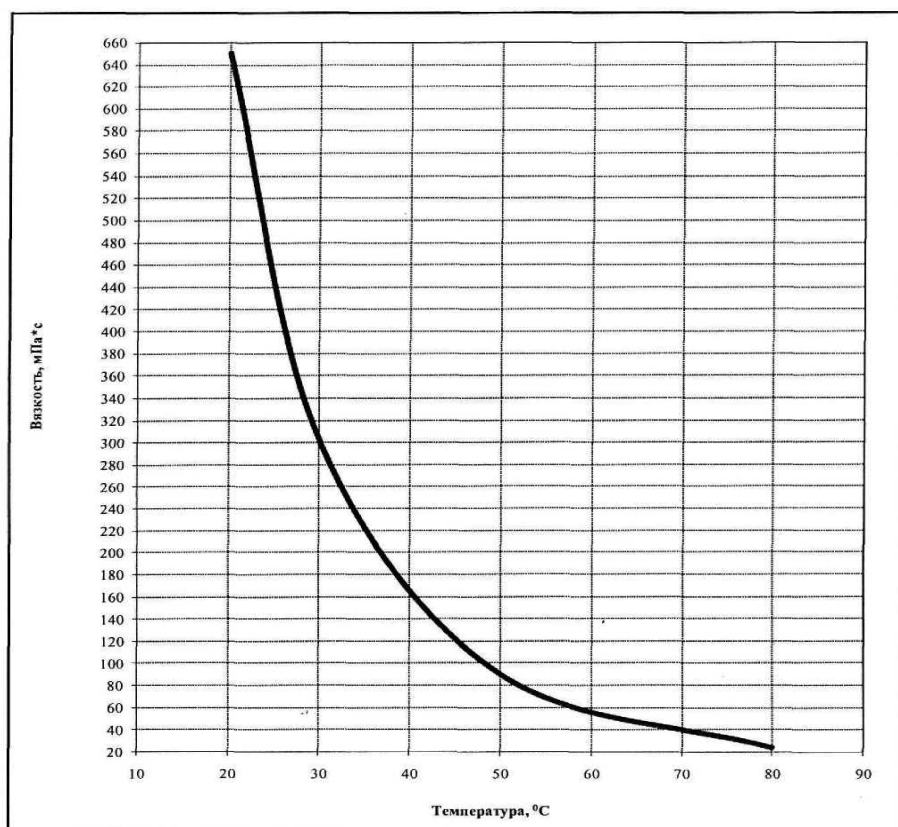


Рис. 2. График зависимости вязкости нефти от температуры для месторождения Жыланкабак.

Литература

1. Шагеев А.Ф., Маргулис Б.Я., Шагеев М.А., Лукьянов О.В., Романов Г.В., Лебедев Н.А. Внутрискважинный твердотопливный теплогазогенератор. История развития. – Нижнекамск: «Экспозиция». – 2007. – №18.
2. Шагеев А.Ф., Маргулис Б.Я., Шагеев М.А., Лукьянов О.В., Пагуба А.И., Назымов С.И. Анализ методов теплового воздействия на приобойную зону скважин на месторождениях Жыланкабак и Жолдыбай. – Нижнекамск: «Экспозиция», – 2008. – № 6.

НОВЫЕ ПОДХОДЫ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РЕАГЕНТА СНПХ-9633

Р.Г. Шайдуллин*, М.М. Хамидуллин* О.Б. Собанова **

*ОАО «Татнефть», **ОАО «НИИнефтепромхим»

Доля запасов нефти из трудноизвлекаемых карбонатных коллекторов с каждым годом возрастает. Основное отличие карбонатных коллекторов от терригенных заключается в широком развитии в них густой сети трещин и каверн, в более высокой неоднородности, прерывистости (линзовидности) и расчлененности пластов. Если залежи нефти терригенных отложений девона и нижнего карбона со средним коэффициентом проницаемости менее 0,050 мкм² считаются практически непроницаемыми и эти запасы относят к забалансовым, то залежи в карбонатных породах с такими значениями коэффициента проницаемости пористой матрицы могут разрабатываться с достаточно высокой степенью эффективности. Однако в большинстве случаев ускоренная обводненность продукции скважин не позволяет достичь высоких значений коэффициента нефтеизвлечения. Важнейшей задачей на сегодняшний день является поиск новых технологий водоизоляционных работ и повышение эффективности ранее используемых технологий без увеличения затрат на проведение мероприятий. В качестве полигона для исследований и разработки новых технологий могут служить залежи №302, 303 Ромашкинского месторождения, которые наиболее полно отражают проблемы большинства трудноизвлекаемых залежей нефти.

Продуктивные отложения залежей №302, 303 представлены сложными неоднородными карбонатными коллекторами, переслаивающимися с глинистыми карбонатами, гипсами и аргиллитами. Они характеризуются массивно-слоистым строением, когда в пределах массива как по разрезу, так и по простиранию пористые и проницаемые пропластки замещаются плотными разностями. Массивный тип залежей проявился в характере распределения общих нефтенасыщенных толщин, который сводится к закономерному их уменьшению от сводовой

части залежи к внешнему контуру нефтеносности. Кроме того, залежи обладают выраженной вертикальной трещиноватостью и глинистая перемычка в кровле протвинского горизонта не может являться надежной изоляцией этих двух залежей друг от друга. Коллекторы имеют значительную расчлененность и прерывистость. В нижней части разреза прерывистость коллекторов увеличивается и они часто представлены короткими линзами. Высокая степень неоднородности как в разрезе, так и по простиранию объясняет резкую литологическую изменчивость и отличие коллекторских свойств в разных скважинах.

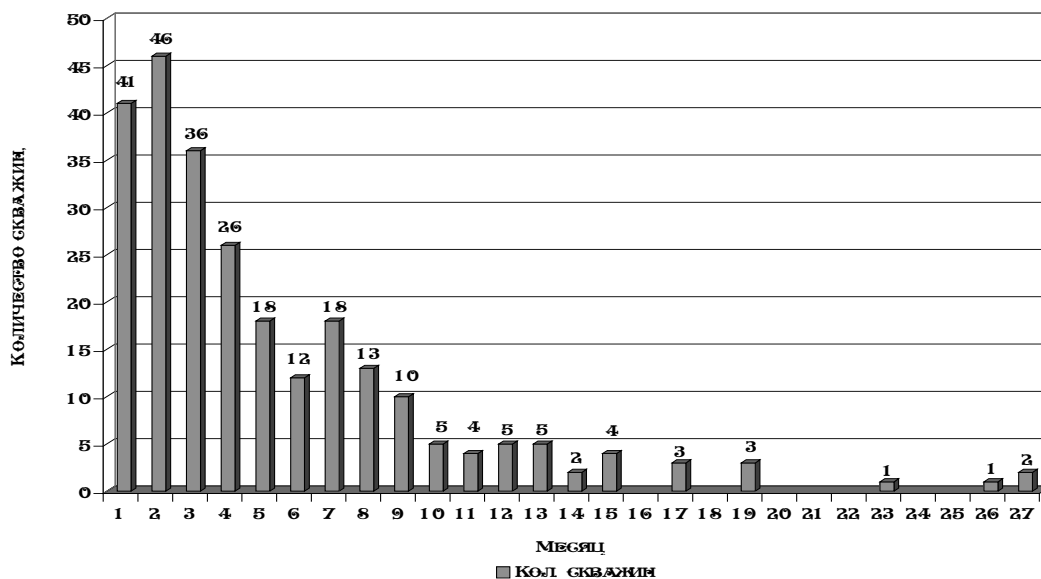


Рис. 1. Ранжирование скважин по длительности безводного периода эксплуатации

Запасы нефти в башкирско-серпуховских отложениях распределены неравномерно и в основном сосредоточены в серпуховских отложениях. Разработка залежей усложняется не только сложным геологическим строением, но и сильно развитой вертикальной трещиноватостью, повышенным значением вязкости нефти (выше 48–50 МПа·с), активным водонапорным режимом, что способствует ускоренному продвижению подошвенной воды по трещинам вдоль вертикальной оси скважины по сравнению с продвижением ее вдоль горизонтальной. В результате этого происходит прорыв подошвенной воды к забою скважин, предопределяя интенсивное обводнение как после бурения, так и в процессе эксплуатации (рис.1).

В последнее время много внимания уделяется применению водоизоляционных материалов, при этом эффективность и прочность их закрепления в пласте во многом зависит от геологических особенностей залежей и режима освоения скважин после проведения обработки.

Водоизоляционные работы (ВИР) на 302,303 залежах чаще всего проводятся с использованием реагента СНПХ-9633. Последний представляет собой композицию поверхностно-активных веществ в углеводородном растворителе (УК ПАВ). Его воздействие основано на способности образовывать в пустотах коллектора при контакте с пластовой водой гелеобразные «твердоподобные» эмульсионные системы с внешней углеводородной фазой. Эмульсии могут содержать от 6 до 100 объемов воды на 1 объем реагента, стабильны в течение длительного времени (более 2 лет), имеют высокую вязкость (20-50 тыс. МПа·с и более при небольших скоростях сдвига), устойчивы к размыванию водой и легко разрушаются при контакте с нефтью. В результате этого происходит селективное блокирование высокопроницаемых водонасыщенных пропластков и вовлечение в работу слоев, ранее неохваченных воздействием.

По состоянию на 01.01.2010, начиная с 1990 г., данным реагентом обработано 532 скважины, при этом дополнительная добыча достигла 487,7 тыс.т, а сокращение попутно добываемой воды – 1103,7 тыс.т. За эти годы ВИР с использованием реагента СНПХ-9633 претерпели ряд усовершенствований: закачка композиции в чистом виде, с добавлением глинопорошка, циклическая закачка с минерализованной водой, закачка с добавкой модификатора.

С целью повышения эффективности применения реагента СНПХ-9633 проведен предварительный анализ результативности ВИР от ряда геологических факторов (табл.).

Как следует из полученных данных, использование реагента СНПХ-9633, по-видимому, наиболее эффективно в скважинах, расположенных в синклиналиях с близостью пластовых вод и интенсивным притоком по сети вертикальных трещин, а также на краевых участках залежи. Это можно объяснить тем, что УК ПАВ при взаимодействии с пластовой водой способны образовывать высоковязкие эмульсии, а при контакте с нефтью - смешиваться и терять свою активность. Однако, для окончательного подтверждения полученных результатов требуется дальнейшее накопление промысловых данных.

Влияние геологических факторов на результаты применения СНПХ-9633

Анализируемый показатель	Градация	Среднесуточный прирост дебита нефти, т/сут	Дополнительная добыча нефти, т
Расположение на структуре	Антиклин.	2,21	626
	Синклинал.	2,98	854
	м/у структур	2,34	788
Расположение на залежи	в центре залежи	2	637
	на краю залежи	2,97	883
Коэффициент пористости, %	9-15	2,62	799
	15 - 21	3	871
Коэффициент глинистости	0 - 2	2,73	866
	2 - 4	2,47	628

Основной причиной, вызывающей образование трещиноватости пород, являются внешние и внутренние силы, деформирующие породу, что может привести к нарушению внутреннего сцепления частиц. Система макротрещин сопровождается зонами кливажа пород, ширина которых может колебаться от 0,1 до 2,4м. В данном случае необходимо отметить, что субвертикальная трещиноватость направлена внутрь структуры поднятия. В купольной части интенсивная трещиноватость наблюдается только в башкирском ярусе (рис.2). Это связано с тем, что при изгибе пород пласта, как и при изгибе строительной балки, образуются зоны растяжения в верхней кровельной части и зоны сжатия в нижней подошвенной части пласта. Крылья испытывают лишь процессы растяжения, что ведет к образованию протяженных вертикальных трещин, способствующих более быстрому продвижению воды и обводнению скважин.

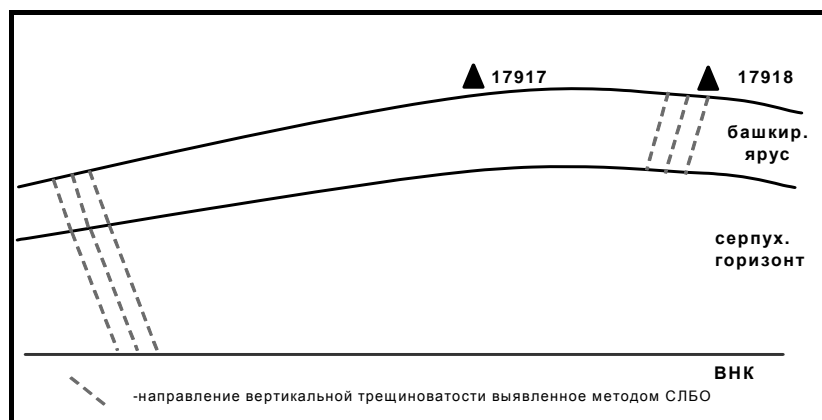


Рис.2. Геологический разрез залежей 302-303 по линии скважин 17917-17918.

После вздымания центральной части произошло трещинообразование по концентрическим и радиальным направлениям. При этом раскрытость концентрических трещин значительно превышает раскрытость радиальных. Следовательно, основное влияние на течение жидкости в массиве оказывают концентрические трещины. На рис. 3 схематично изображен разрез залежей 302, 303. В правой части рисунка изображена ситуация, когда в результате нисходящих тектонических движений часть массива погрузилась, либо осталась стабильной при вздымании окаймляющих ее областей. Вследствие чего трещины имеют максимальную раскрытость в направлении ВНК. Вертикальные трещины, сопровождаются зонами кливажа, т.е. системой параллельных трещин, не совпадающей со слоистостью пород, который является результатом деформации горных пород под влиянием тектонических воздействий. Кливаж в основном развит в подошвенной части массива. Данная ситуация будет способствовать более легкому поступлению подошвенной воды, даже при низких депрессиях. Благодаря уникальным свойствам реагента СНПХ-9633 это будет способствовать образованию более устойчивых к размыванию эмульсий, а сжатие трещин в кровельной части синклинали предотвратит вынос реагента при создании депрессий в процессе эксплуатации скважин. Таким образом, полученные результаты можно объяснить увеличением зоны смешения УК ПАВ и пластовой воды, облегчением и ускорением образования в пласте блокирующей эмульсионной системы с более высоко прочностью.

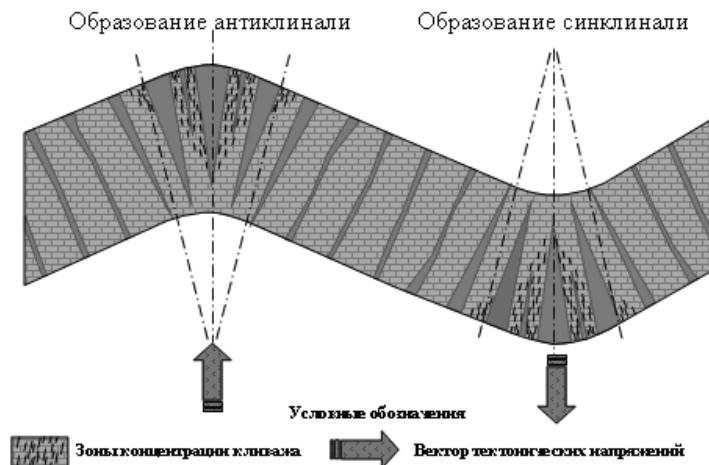


Рис.3.Схема дезинзивных нарушений карбонатной породы.

В антиклинальных складках трещины будут наиболее раскрыты в кровельной части массива, а в районе ВНК будут смыкаться, тем самым препятствуя подтягиванию воды. Зона кливажа будет расположена в кровле. Приток нефти оттуда будет способствовать частичному растворению блокирующей эмульсии, полученной на основе реагента СНПХ-9633, и ухудшению тампонирующих свойств. В данном случае при смешении реагента в пласте с водой, взаимодействие происходит преимущественно на границе их контактирования, а не во всем объеме. Это приводит к снижению объема образующихся эмульсионных систем и прочности изоляционного материала.

Для улучшения тампонирующих свойств реагента СНПХ-9633, создания устойчивого и прочного экранирующего слоя в первые дни после мероприятия желательна периодическая эксплуатация скважины с постепенным увеличением области питания, что приводит к дополнительному перемешиванию УК ПАВ с водой. Периодическое освоение заключается в постепенном увеличении времени эксплуатации скважины. Это приводит к созданию устойчивого блокирующего экрана, поскольку отсутствие длительной депрессии на первоначальном этапе работы скважины способствует дальнейшему перемешиванию реагента СНПХ-9633 и воды, увеличивая объем и прочность изолирующей эмульсионной системы, что положительно сказывается на эффективности воздействия УК ПАВ.

В ОАО «Татнефть» НГДУ «Лениногорскнефть» предложена новая схема освоения скважин после ВИР с применением реагента СНПХ-9633. Работы проводят в два этапа. На первом этапе выполняют 3 цикла пошагового освоения скважины. Продолжительность каждого цикла определяют как сумму времен: времени отбора жидкости из скважины до создания депрессии с шагом увеличения депрессии от цикла к циклу 0,08 – 0,12 МПа, времени на структурирование изоляционного материала и времени на восстановление забойного давления до пластового. Время отбора жидкости из скважины до создания заданной депрессии определяют по кривой создания депрессии на продуктивный пласт при пуске скважины (T_1). Время на восстановление забойного давления до пластового определяют по кривой восстановления давления (T_2). Время на структурирование изоляционного материала определяют по регламентирующему документу на изоляционный материал или опытным путем (T_3). Продолжительность ($T_{ц}$) каждого из трех циклов на первом этапе освоения скважины равна

$$T_{ц} = T_1 + T_2 + T_3.$$

По окончании первого этапа выполняют второй этап освоения скважины. На втором этапе может выполняться до 7 циклов освоения скважины. Для этого определяют максимально возможную депрессию в скважине на пласт после водоизоляционных работ (ΔP_{max}). Величину (ΔP_{max}) определяет геологическая и технологическая служба Управления, эксплуатирующего скважину, с учетом определения допустимого давления, при котором эффективность водоизоляционных работ не снижается, либо указана в регламентирующих документах. Количество циклов освоения определяют исходя из ΔP_{max} . Проводят последующий пуск-остановку скважины с постепенным увеличением депрессии на продуктивный пласт с шагом $P = \frac{\Delta P_{max} - 0,3}{K - 3}$, по формуле

$$P_n = P_{n-1} + \frac{\Delta P_{max} - 0,3}{K - 3}$$

где K – количество циклов освоения скважины с учетом количества циклов освоения на первом этапе;

n – шаг депрессии (1, 2, 3, ..., K);

P_n – депрессия на продуктивный пласт (МПа) при шаге n ;

P_{n-1} – депрессия (МПа) при шаге $n-1$.

После окончания последнего цикла скважину запускают на постоянный режим эксплуатации.

На рис. 4 представлена динамика дополнительной добычи нефти в скважинах, обработанных реагентом СНПХ-9633, в зависимости от режима освоения. Как видно из приведенных данных, наблюдается значительное увеличение добычи нефти в скважинах, освоенных с пошаговым периодическим созданием депрессии по сравнению со скважинами, освоенными обычным путем.

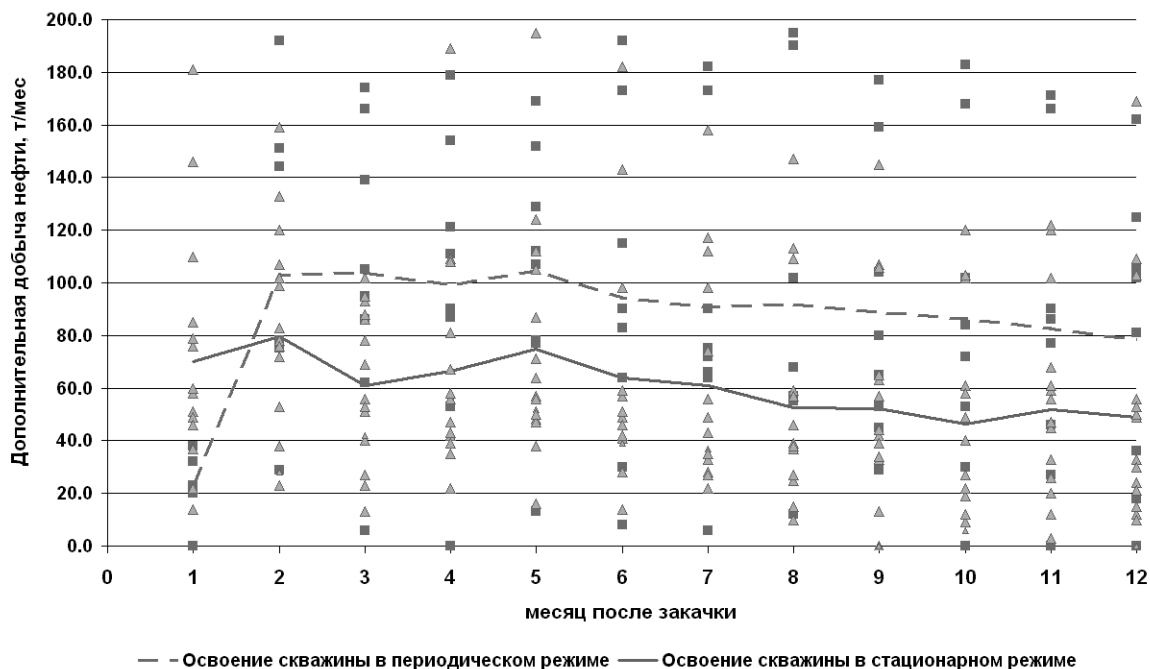


Рис.4. Усредненная динамика дополнительной добычи нефти в скважинах, обработанных реагентом СНПХ-9633, в зависимости от режима освоения.

Полученные данные по применению реагента СНПХ-9633 в сложнопостроенных 302-303 залежах с вертикальной трещиноватостью и высокой гидродинамической связью с подошвенной водой позволяют рекомендовать его для ограничения водопритоков в условиях, в которых другие реагенты малоэффективны.

Для повышения результативности метода освоение скважин после мероприятия следует, по возможности, проводить в периодическом режиме.

ТЕХНОЛОГИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЛИТОЛОГО-СТРУКТУРНЫХ И ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ КРИТЕРИЕВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Р.С. Шайхутдинов, А.А. Драгунов, Шакирова Т.С.

ООО «ТНГ-Казаньгеофизика», г. Казань

Принципы применения литолого-структурных и палеогеоморфологических критериев основаны на изучении неоднородностей геологических разрезов в целом и продуктивных (перспективных) пластов, в частности, что непосредственно связано со строением, типами и особенностями размещения ловушек нефти и газа. Формирование последних определяется двумя основными факторами – условиями осадконакопления с одной стороны и явлениями структуроформирования, с другой, или – консидементационными и постседиментационными процессами, изучение которых лежит в основе всех литолого-структурных построений и прогнозов. Палеогеоморфологические реконструкции являются одним из видов подобных исследований.

Принципы использования данной методики рассмотрены ниже на примере разведочных площадей Южно-Татарского свода (ЮТС).

Известно, что формирование ловушек УВ является весьма сложным многофакторным геологическим процессом, являющимся объектом структурно-тектонических, палеогеографических, литологических, палеогидрогеологических и других видов исследований. Строение, формы и типы ловушек обусловлены как особенностями осадконакопления, так и последующими геодинамическими процессами, то есть они являются результатом сочетания и взаимовлияния консидементационных и постседиментационных явлений, происходивших в конкретных геологических условиях исследуемых территорий.

Авторами данной работы разработана методика локального прогноза объектов, выделяемых геолого-геофизическими методами. При этом привлекаются для анализа все имеющиеся данные полевой геофизики и глубокого бурения. В частности, для реконструкции литолого-структурных и палеогеоморфологических обстановок, влияющих на формирование ловушек УВ, используются структурные карты по основным отражающим горизонтам и схемы изопахит перспективных комплексов отложений, построенных по данным сейсморазведочных работ.

На юго-восточном склоне ЮТС наиболее четко выраженной структурой II порядка является Бавлинско-Туймазинский вал сквозного тектонического типа, южная граница которого проходит по Сокско-Бавлинскому грабенообразному прогибу северо-восточного простирания. Территория, размещающаяся к югу от Бавлинско-Туймазинского вала, по структурным поверхностям девона и карбона имеет пологое террасовидное строение с общим погружением в направлении Серноводско-Абдулинского авлакогена. Структурные террасы осложнены большим количеством локальных поднятий небольших размеров с амплитудами 5–15 м. В связи с тем, что крупные структуры типа Бавлинской выявляются и опознаются, как правило, на начальном этапе геологоразведочных работ, на более поздних стадиях объектами поисково-разведочных работ становятся преимущественно малоамплитудные поднятия.

Для целей прогноза нефтегазоносности локальных объектов большое значение имеет изучение особенностей неоднородности регионально нефтеносных пластов и горизонтов. Существенную роль при этом играет выявление форм палеорельефа морских и континентальных бассейнов. Как известно, основные предпосылки формирования различных типов ловушек нефти создавались уже в процессе осадконакопления. Так, сложный комплекс палеотектонических, палеогеоморфологических, палеогидрогеологических факторов обусловили литолого-фациальную неоднородность, чередование, взаимозамещение песчано-алевролитовых, глинистых и карбонатных пород терригенного девона. Терригенные отложения нижнего карбона также являются результатом сложного цикла осадконакопления, обусловившего высокую степень геологической неоднородности пород и весьма значительный диапазон колебаний их мощностей.

Как показывают исследования, проведенные на ряде разведочных площадей Южно-Татарского свода, палеогеоморфологические методы анализа терригенных комплексов отложений представляют определенный интерес при выявлении особенностей строения и размещения литологически экранированных, антиклинально-литологических и других сложнопостроенных типов ловушек нефти. Эти исследования включали в себя детальный анализ мощностей терригенных пород девона и карбона, снятие фона регионального наклона слоев при осадконакоплении и палеогеоморфологическую интерпретацию особенностей распределения мощностей с использованием метода «реперных поверхностей» и «статического окна», анализ соотношений положительных форм с современными структурными планами палеозойских отложений.

Роль палеорельефа в формировании ловушек нефти можно рассматривать в нескольких аспектах. Формы рельефа, прежде всего, отражались на тех отложениях, которые непосредственно залегают на поверхности фундамента. При одновременном наличии в разрезе пород покровов и пластов-коллекторов образовались антиклинально-литологические и литологически экранированные ловушки нефти. На пологих поднятиях, которые можно рассматривать как структуры покровов и пластов-коллекторов образовались антиклинально-литологические и литологически экранированные ловушки нефти. На пологих поднятиях, которые можно рассматривать как структуры облекания, формировались литологически замкнутые типы, на более морфологически выраженных поднятиях в основном антиклинально-литологические. Когда ловушки нефти приурочены к таким сложным формам палеорельефа, как останцы, образуются антиклинально-литологические или антиклинально-стратиграфические их разновидности, т.е., чем выше поднятие по амплитуде, тем более вероятно развитие прислоненных и клиноформенных пород-коллекторов. Другой аспект взаимосвязи палеорельефа с формированием локальных поднятий и ловушек нефти заключается в унаследованном сохранении положительных форм древней поверхности в строении морского дна в периоды осадконакопления более молодых отложений.

В пределах ЮТС и его склонов выявлено сложное чередование положительных и отрицательных форм палеорельефа. В отличие от структур тектонического генезиса, у форм палеорельефа не наблюдается строгой упорядоченности и соподчиненности по размерам и местоположению. В то же время на западном и северо-западном склонах преимущественное простирание положительных форм субмеридианальное, в их размещении прослеживается определенная взаимосвязь с бортами грабенообразных прогибов. На северном и северо-восточном склонах связь палеорельефа с грабенообразными прогибами не прослеживается. Однако простирания в основном субмеридианальные, при этом характерно последовательное чередование отрицательных и положительных форм с расстояниями 12–15 км между пологими грядами, что, видимо, обусловлено особенностями трансгрессии морского бассейна с юга на север и соответствующим характером абразии и захоронения палеорельефа поверхности фундамента.

На юго-восточном склоне ЮТС терригенные отложения девона также залегают на сложно-расчлененной поверхности фундамента, где выявлен ряд положительных и отрицательных форм, неравнозначных по морфологическим параметрам. По пространственному размещению палеоструктуры резко отличаются от тектонических, размещение и морфологические особенности элементов палеорельефа обусловлены сложными очертаниями и характером развития береговой линии девонского бассейна. Таким образом, условия седиментации пород-коллекторов и пород-

покрышек играют большую роль для формирования тех или иных типов ловушек. Тем не менее, созданные при осадконакоплении предпосылки могли реализоваться преимущественно в сочетании с последующими процессами структурообразования. Это, в первую очередь, относится к ловушкам, связанным с локальными поднятиями, к которым в геологических условиях Южно- и Северо-Татарского сводов приурочено большинство открытых залежей нефти. В тоже время, как показывает практика, имеется немало локальных структур, в которых залежи нефти первыми поисковыми скважинами не обнаружены даже при наличии благоприятных факторов: расположенность их в пределах перспективных площадей, присутствие регионально и локально нефтеносных комплексов отложений и т.д.

Одним из главных факторов, влияющих на формирование залежей нефти в пределах локальных поднятий, является форма соотношения структурного и литологического факторов. Авторами был проведен геолого-статистический анализ всех основных параметров, характеризующих строение ловушек и горизонтов, к которым они приурочены: мощность и количество пород-коллекторов, высота ловушек и амплитуды поднятий, коэффициенты заполненности ловушек, соотношения пород-коллекторов и неколлекторов, площади распространения коллекторов в пределах локальной структуры и т.д. Одновременно был прослежен характер взаимосвязи этих параметров.

Очень важным показателем развития тех или иных групп ловушек нефти в терригенных толщах является соотношение песчаных, глинистых и глинисто-карбонатных пород в разрезах (P_c). Так, максимальные значения распределения литологических и антиклинально-литологических типов ловушек девона и карбона соответствуют интервалу значений 0,3–0,2, а пластово-антиклинальных – 0,5–0,3. Особенно отчетливо можно проследить эту тенденцию для залежей и ловушек нефти терригенных отложений девона.

На склонах ЮТС сложно построенные комбинированные типы ловушек терригенной толщи девона преобладают в тех стратиграфических горизонтах и на тех площадях, где значения P_c колеблются в пределах 0,2–0,4, а преобладающему большинству ловушек пластово-антиклинального типа соответствует диапазон значений P_c от 0,3 до 0,6. Аналогичная закономерность прослеживается и в строении ловушек нефти тульского и бобриковско-радаевского горизонтов нижнего карбона по всем площадям исследуемой территории: комбинированные типы ловушек тяготеют к зонам меньших значений P_c , так как разрезы в их пределах отличаются большей степенью расчлененности и литологической неоднородности.

Из проведенного анализа видно, что те или иные типы ловушек приурочены к определенным интервалам значений параметров, характеризующих строение пластов и соотношение пород в разрезах. Причины этого явления во многом проясняются при сопоставлении последних с морфометрическими параметрами локальных поднятий и прежде всего их амплитудами, являющимися наиболее важным признаком, отражающим формы взаимосвязи показателей соотношения пород в пределах залежей нефти терригенных отложений девона с высотами ловушек, к которым они приурочены. В графиках взаимосвязи вышеназванных параметров можно проследить следующие тенденции. Ловушки нефти с высокими значениями P_c соответственно имеют в основном и более высокие амплитуды. Одновременно с увеличением значений соотношения пород (P_c) и амплитуд (A) уменьшается доля антиклинально-литологических ловушек нефти в рассматриваемой совокупности ловушек. Особенно это характерно для терригенных отложений девона. И, наоборот, среди малоамплитудных локальных поднятий число антиклинально-литологических ловушек заметно выше (соответственно, они имеют низкие значения P_c).

Очень важная взаимосвязь в строении ловушек нефти прослеживается между амплитудами локальных поднятий и мощностью пластов-коллекторов. Анализ графиков этих зависимостей показывает, что для ловушек нефти терригенных комплексов отложений девона существуют определенные диапазоны соотношений мощностей пластов-коллекторов и высот ловушек. Эта связь выражена через отношение $\alpha = h/A$, где h – средняя мощность пласта (м), A – амплитуда локального поднятия, или высота ловушки (м), в пределах оконтуривающей изогипсы кровли пласта. По данному признаку в распределении ловушек можно условно выделить три зоны.

1. В первой зоне, где $\alpha < 0,5$, преобладают антиклинально-литологические ловушки нефти, особенно в пределах локальных поднятий с малыми и средними амплитудами.
2. Во второй зоне ($\alpha = 0,5–1,0$) в основном распространены ловушки пластово-антиклинального типа, особенно в пределах средне- и высокоамплитудных структур.
3. В третьей зоне, где $\alpha \geq 1,0$ – ловушки нефти только структурного типа, но с нефтеносностью непромышленного характера.

На склонах Южно-Татарского свода в терригенной толще преобладающее большинство локальных поднятий мало- и среднеамплитудные. Тем не менее и здесь широко развиты ловушки нефти, имеющие $\alpha < 0,5$, среди которых многие относятся к антиклинально-литологическому типу, особенно в отложениях тиманского и ардатовского горизонтов. В то же время интервалы значений P_c и α могут незначительно изменяться в зависимости от геологического строения конкретных структурных зон, однако общая тенденция сохраняется: с их уменьшением увеличивается вероятность распространения сложнопостроенных ловушек нефти.

Литолого-фациальный фактор, наряду со структурным, определяет строение многих залежей нефти в пределах большинства зон нефтенакпления ЮТС и практически во всех нефтеносных комплексах палеозоя как региональных, так и локальных. Однако проследить характер соотношения структурного и литологического факторов представляется возможным прежде всего по строению залежей нефти, приуроченных к терригенным комплексам девона и карбона.

Известно, что основные черты строения терригенной толщи девона обусловлены ярко выраженной ритмичностью процесса осадконакопления, периодической сменой прибрежно-морских, мелководных и относительно глубоководных фаций. Другими факторами, сыгравшими большую роль в процессе осадконакопления, являются перерывы, сложная гидродинамическая обстановка и донные течения в ардаатовское и пашийское время, формирование древних грабенообразных прогибов, полигенетические формы палеорельефа. Все это предопределило значительную литолого-фациальную сложность и неоднородность терригенного комплекса.

Если рассматривать вышеназванные геологические факторы и количественные критерии залежей нефти терригенных отложений девона юго-восточного склона ЮТС, то данные геолого-статистического анализа показывают, что по коэффициенту P_c – отношению общей мощности пород-коллекторов к мощности горизонта: пашийскому равен в среднем 0,5, муллинскому – 0,7, ардаатовскому – 0,3, воробьевскому – 0,7. При этом наиболее благоприятным диапазоном значений P_c для формирования залежей пластово-сводового типа является 0,4–0,6, а для залежей, контролируемых сложнопостроенными ловушками, от 0,1 до 0,3. Значения коэффициента α для ловушек пластово-антиклинального типа изменяются от 0,5 до 0,8, а для ловушек комбинированных типов – от 0,1 до 0,5. При определении перспектив нефтеносности конкретных поисковых объектов используется также и ряд других параметров, характеризующих степень литолого-фациальной неоднородности пластов и строение ловушек.

Вышеприведенные данные согласуются также и при сопоставлении их со строением ловушек и залежей нефти известных месторождений юго-восточного склона ЮТС. Так, залежи нефти пластов D_1 а, б пашийского и D_{III} старооскольского горизонтов Урустамакского месторождения приурочены к ловушкам литологического и структурно-литологического типов ($\alpha = 0.1-0.3$). К тем же типам относятся залежи нефти пашийского и старооскольского горизонтов Алексеевского месторождения, характеризующиеся значениями коэффициента α от 0.14 до 0.5.

Аналогичные примеры можно провести и по терригенным отложениям нижнего карбона, где залежи нефти тульского и бобриковского горизонтов в пределах вышеназванных месторождений контролируются литологическими и структурно-литологическими ловушками ($\alpha = 0.12-0.4$). В то же время залежи нефти пластово-сводового типа приурочены к более высокоамплитудным поднятиям и к более однородным пластам коллекторам, для которых значения P_c и α , как правило, более 0,5 (Бавлинское, Тат-Кандызское и др.).

Одним из последних объектов, где применялись вышеприведенные критерии литолого-структурного анализа является Кувайский участок Оренбургской области.

Необходимо отметить, что интервалы значений α и P_c могут незначительно изменяться в зависимости от геологического строения тех или иных структурных зон, однако общая тенденция сохраняется: с их уменьшением увеличивается вероятность развития сложнопостроенных ловушек УВ.

Таким образом, различия в строении, а следовательно, и в размещении различных типов УВ во многом определяются характером соотношения пород-коллекторов и неколлекторов в разрезах, особенностями распределения их мощностей и степенью литологической неоднородности, обусловленных главным образом характером палеорельефа в периоды их осадконакопления. Большую роль играют также формы взаимосвязи параметров пластов с амплитудами локальных поднятий или высотами ловушек.

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ СТРУКТУР ШЕШМИНСКОГО ГОРИЗОНТА ПЕРМСКОЙ СИСТЕМЫ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

И.Е. Шаргородский, А.З. Ахметшин, М.Ф. Зинатова

ТГРУ ОАО «Татнефть»

В настоящее время в Татарском геологоразведочном управлении (ТГРУ) ОАО «Татнефть» для выделения перспективных структур песчаной пачки шешминского горизонта уфимского яруса, контролирующих месторождения сверхвязкой нефти (СВН), широко используются геоинформационные системы (ГИС). В составе ГИС, сформированных в ТГРУ, первостепенный интерес для вышеназванной цели представляют следующие информационные материалы:

1. Цифровые карты: «Размещение скважин структурного и поисково-разведочного бурения на СВН и ПБ», «Залежи СВН и ПБ», «Структурная карта по кровле уфимского яруса», «Карта изопахит песчаной пачки»;

2. Фактографические базы данных (БД): «Нефтебитумопроявления в керне скважин», «Первичный геологический материал по залежам СВН и ПБ».

БД «Размещение скважин...» содержит информацию по географическим координатам и абсолютным отметкам устьев более 23 000 скважин. Информационный материал этой БД необходим при использовании данных всех других геоинформационных систем, характеризующих нефтебитумоносность пермских отложений. Все эти данные так или иначе связаны с материалами, полученными при бурении скважин.

Структурная карта по кровле уфимского яруса относится к первоочередному информационному источнику, с которого начинается работа по выделению перспективных поднятий шешминского горизонта. Большинство этих поднятий находит отражение на структурной карте. Однако ввиду того, что шешминские структуры седиментационного характера, они могут быть как брахиантиклинального облика (чаще всего), так и иметь вид линзы, почти плоской

сверху и «вложенной» в песчано-глинистую пачку шешминского горизонта. Второй тип исследуемых поднятий не находит своего отражения на структурной карте (пример показан на рис. 1). В этом случае решающее значение для выделения структур придается картам изопахит песчаной пачки шешминского горизонта. Отмеченные две карты анализируются совместно, что повышает достоверность наличия перспективных поднятий.

Цифровая картографическая БД «Залежи СВН и ПБ» включает в себя контуры всех выявленных на сегодняшний день залежей, в том числе шешминского горизонта: 156 залежей в песчаной пачке, 16 – в песчано-глинистой. Блоки подсчета запасов и оценки ресурсов СВН и ПБ сопровождаются следующими фактографическими данными: название месторождения (залежи), номер залежи, тип коллектора, год подсчета запасов (ресурсов), автор подсчета, категория запасов (ресурсов), ярус, подъярус, толщина, пачка, площадь нефтебитумоносности, мощность нефтебитумонасыщенная средневзвешенная, коэффициент пористости, коэффициент нефтебитумонасыщенности, плотность пород, начальные запасы и ресурсы балансовые, начальные запасы и ресурсы забалансовые.

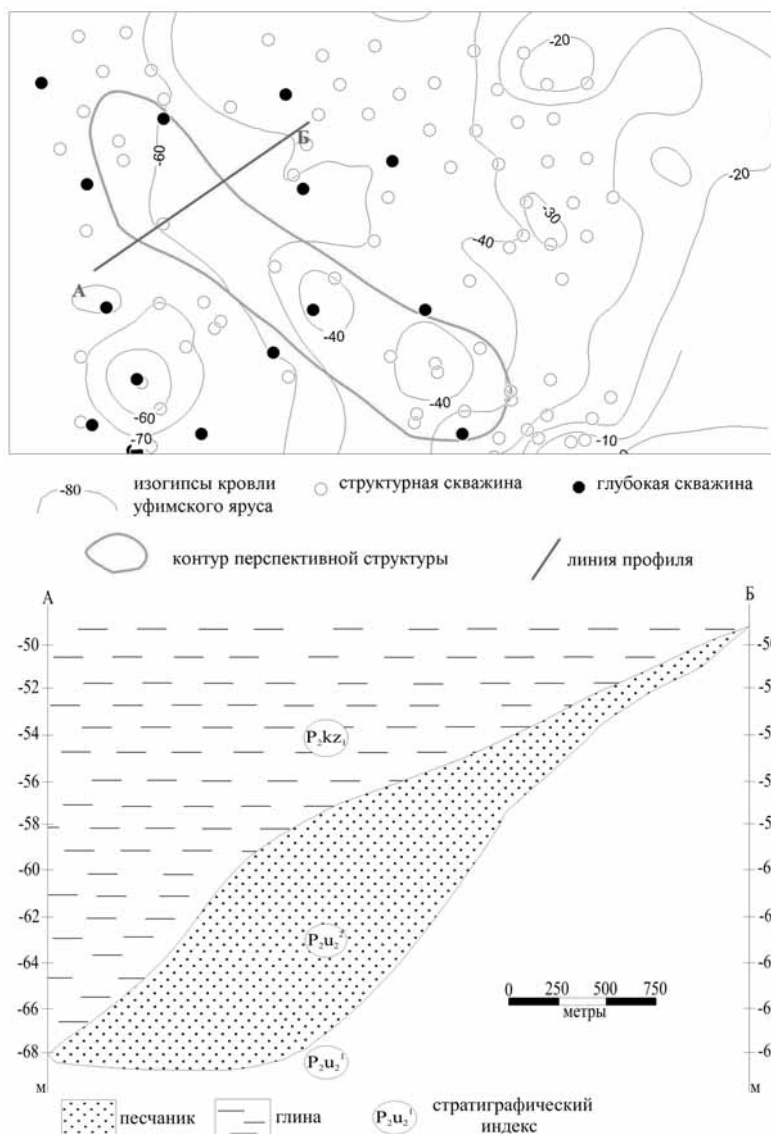


Рис. 1. Пример структуры шешминского горизонта, не выделяемой на структурной карте.

БД «Залежи СВН и ПБ» используется для позиционирования перспективных структур относительно выявленных скоплений СВН, прослеживания аналогий изученных залежей и расположенных вблизи них перспективных структур, а также для точного прослеживания гряд северо-западного простирания, в которые обычно группируются шешминские структуры. Велика вероятность расположения перспективных структур в краевых частях этих гряд, вдоль их продолжения к северо-западу или юго-востоку. Но мелкие новые поднятия могут находиться и в средних частях гряд, между ранее выявленными залежами СВН (рис. 2).

Созданная в ТГРУ БД «Нефтебитумопроявления в керне структурных и поисково-разведочных на СВН и ПБ скважин» позволяет оценивать масштабы нефтеносности выделенных перспективных структур и оконтуривать залежи СВН. Основные объекты учета в БД – скважины и зафиксированные по керну интервалы пермского осадочного разреза, характеризующиеся наличием нефтебитумопроявлений.

Скважины охарактеризованы номером, названием площади (участка), альтитудой, глубиной, отбором керна из пермских отложений, в том числе из наиболее перспективного шеминского горизонта уфимского яруса.

Каждый из нефтебитумоносных интервалов (слоев) пермского разреза охарактеризован значениями однотипных параметров, расположенных в БД в виде отдельной строки фактографической таблицы. Даны стратиграфические индексы, отметки кровли и подошвы слоя, его мощность, длина керна, отобранного из слоя. Учитывались выявленные при описании керна нефтебитумопроявления всех стратиграфических подразделений пермской системы, а также верхнекаменноугольного отдела.

Охарактеризованы основные типы пород-коллекторов, интенсивность, характер нефтебитумопроявлений и консистенция УВ.

Наименование полей в таблицах БД (наименование колонок в таблицах), сформированных в Excel и ГИС MapInfo, с расшифровкой их кратких наименований, приведено в табл. 1.

Таблица 1

Информационные поля баз данных

№ п/п	Имя параметра в таблице	Полное имя параметра
1	Номер скважины	Номер скважины
2	Площадь	Площадь бурения
3	Alt	Альтитуда устья скважины, м
4	Глубина скважины	Глубина скважины, м
5	Стратиграфия	Стратиграфическая приуроченность слоя с нефтебитумопроявлениями
6	Отметка кровли	Отметка кровли слоя с нефтебитумопроявлениями, м
7	Отметка подошвы	Отметка подошвы слоя с нефтебитумопроявлениями, м
8	Мощность	Мощность слоя с нефтебитумопроявлениями, м
9	Длина_кернa	Длина керна, м
10	Интенсивность нефтебит.	Интенсивность нефтебитумопроявлений
11	Характер. нефтебит.	Характер нефтебитумопроявлений
12	Равномерность насыщения	Равномерность нефтебитумонасыщения
13	Литология. вмещ. пород	Литология вмещающих пород
14	Консистенция_УВ	Консистенция УВ
15	Автор, год	Источник информации (автор, год написания отчета)

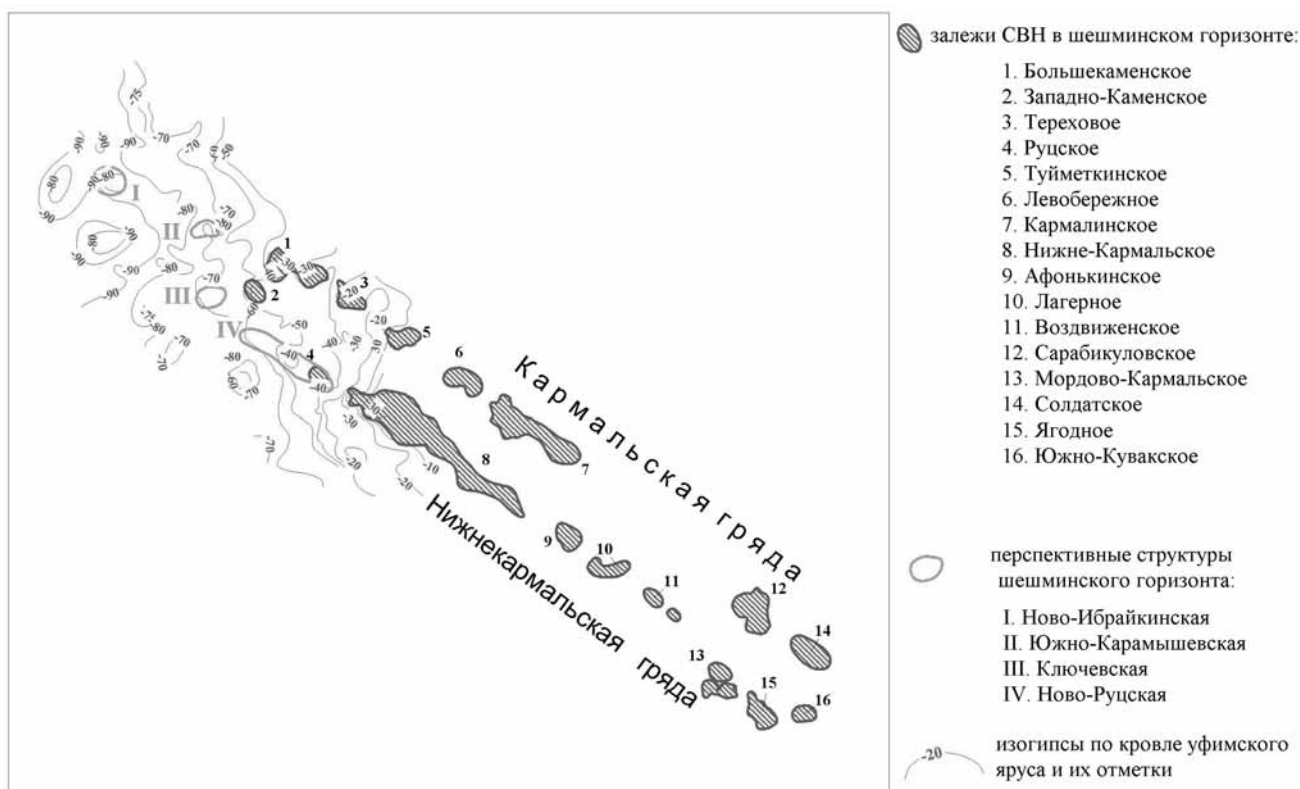


Рис.2. Пример выделения перспективных структур шеминского горизонта.

При работе с БД с целью выделения перспективных структур анализируются информационные поля, характеризующие интервалы залегания нефтенасыщенных слоев, интенсивность, равномерность и характер нефтенасыщения. Первостепенный интерес представляют скважины, которыми пройдены средние и интенсивно нефтенасыщенные слои суммарной мощностью более 1 м. Средняя и интенсивная степень нефтенасыщения коллекторов условно принимается за эффективно нефтенасыщенную. При сравнении визуального описания ядра скважин и результатов аналитических исследований образцов из этого ядра, установлено, что средняя и интенсивная степень нефтенасыщенности характеризуются числовыми значениями нефтенасыщенности соответственно 4,0–7,5 и более 7,5% по массе.

БД «Первичный геологический материал по залежам СВН и ПБ» содержит материалы описания ядра скважин и сведения о стратиграфических отбивках. БД используется для уточнения геологического строения районов исследований и способствует повышению достоверности прогноза перспективных структур.

На рис. 2 показаны результаты выделения перспективных структур шешминского горизонта с использованием геoinформационных систем, сформированных в ТГРУ.

НАЛОГИ И ПЛАТЕЖИ ПРИ ПОЛЬЗОВАНИИ НЕДРАМИ НА УСЛОВИЯХ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ПРОДУКЦИИ

А.Ф.Шарифуллина

РГУ нефти и газа им.И.М. Губкина

Соглашение о разделе продукции (далее – соглашение, СРП) является договором, в соответствии с которым Российская Федерация предоставляет субъекту предпринимательской деятельности (далее – инвестор) на возмездной основе и на определенный срок исключительные права на поиски, разведку, добычу минерального сырья на участке недр, указанном в соглашении, и на ведение связанных с этим работ, а инвестор обязуется осуществить проведение указанных работ за свой счет и на свой риск.

СРП наряду с лицензионной системой является одной из форм предоставления прав пользования недрами. Если проанализировать выделенные нами условия СРП, можно сделать вывод, что единственным отличием СРП от лицензионной системы предоставления прав является слово «договор». Однако именно договорная форма взаимоотношений государства и инвестора является новацией в недропользовании и позволяет осуществлять его на условиях, учитывающих особенности каждого предоставляемого участка. Основным вопросом, который решает инвестор, отдавая предпочтение СРП, это особый налоговый режим, применение которого делает рентабельным разработку самых сложных месторождений. Именно особенности налогообложения и являются предметом договоренностей сторон, что выделяет СРП из остальных форм предоставления прав пользования недрами.

Перед тем как рассматривать систему налогов и платежей при реализации СРП, обратимся к видам раздела продукции, поскольку именно различия в виде раздела, закрепленные в СРП, определяют перечень уплачиваемых инвестором налогов и платежей.

Виды раздела продукции

Первый вариант раздела продукции (в сложной пропорции)

Данный вариант предусматривает многоступенчатую систему раздела продукции. Иногда ее называют «непрямым разделом». Главным ее отличием от второго варианта (прямой раздел) является выделение компенсационной продукции.

В первую очередь, должен быть определен общий объем произведенной продукции и ее стоимость.

Произведенной продукцией признается количество продукции, по своему качеству соответствующей установленным стандартам, добытое инвестором в ходе выполнения работ по соглашению и уменьшенное на количество технологических потерь в пределах нормативов.

Со всего объема добытой продукции инвестор должен заплатить налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

Затем определяется часть произведенной продукции, которая передается в собственность инвестора для возмещения его затрат на выполнение работ по соглашению (компенсационная продукция).

При этом предельный уровень компенсационной продукции не должен превышать 75 процентов, а при добыче на континентальном шельфе Российской Федерации – 90 процентов общего объема произведенной продукции.

Состав затрат, подлежащих возмещению инвестору за счет компенсационной продукции, определяется соглашением в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Продукция, оставшаяся после уплаты НДПИ и выделения компенсационной продукции, является прибыльной продукцией по соглашению и подлежит разделу между государством и инвестором.

При применении данного варианта раздела продукции законодательство не устанавливает требования по пропорциям раздела. Сторонами могут быть выбраны различные методы определения долей сторон. Механизм раздела продукции используется как инструмент регулирования периода окупаемости капитальных вложений и изъятия в пользу государства сверхприбыли. Обычно учитывается несколько критериев при определении пропорций раздела. Это могут быть уровень добычи, внутренняя норма рентабельности, показатель накопленной рентабельности и другие. Установление гибкой формулы расчета долей сторон позволяет государству увеличивать свою долю в прибыльной продукции в случае улучшения показателей инвестиционной эффективности для инвестора при выполнении соглашения. И наоборот, инвестор вправе рассчитывать на увеличение своей доли при ухудшении инвестиционной привлекательности проекта.

Механизм определения долей сторон, шкала раздела продукции, устанавливающая процентное соотношение долей сторон в зависимости от того или иного показателя, определяются сторонами в Соглашении.

Инвестор со своей доли прибыльной продукции обязан уплатить налог на прибыль, ставка которого не меняется в течение всего срока действия СРП.

Таким образом, доля государства складывается из трех составляющих: НДС, государственной доли прибыльной продукции и налога на прибыль. Доля инвестора складывается из двух частей – компенсационной продукции и доли прибыльной продукции за вычетом налога на прибыль.

После определения размеров долей каждой из сторон складывается пропорция раздела, отличная от предусмотренной в соглашении. Это связано с тем, что в условиях соглашений предусматриваются пропорции раздела прибыльной продукции. С учетом всех составляющих, входящих в доли сторон, фактические пропорции раздела всей продукции существенно отличаются.

Второй вариант раздела продукции (в простой пропорции)

В отдельных случаях раздел произведенной продукции между государством и инвестором в соответствии с соглашением может осуществляться в простой пропорции (прямой раздел).

Так же, как и при сложной пропорции раздела, вначале должен быть определен объем и стоимость произведенной продукции.

В дальнейшем весь объем продукции подлежит разделу между государством и инвестором в пропорции, определяемой соглашением.

Доля сторон при данном разделе зависит от геолого-экономической и стоимостной оценок участка недр, технического проекта, показателей технико-экономического обоснования соглашения. При этом доля инвестора в произведенной продукции не должна превышать 68 процентов.

Соглашением может быть определено, что разделу подлежит либо непосредственно произведенная продукция либо ее стоимостной эквивалент.

Как видим, прямой раздел не предусматривает ни компенсации расходов инвестора, ни уплаты НДС и налога на прибыль. Данное принципиальное отличие действительно позволяет упростить отношения между сторонами СРП.

Однако отсутствие компенсационной продукции ставит возможность инвестора использовать дорогостоящие технологии и работать на сложных месторождениях в зависимости от пропорции раздела, о которой стороны договорились в соглашении. С другой стороны, данное обстоятельство требует от инвестора максимально тщательного и обоснованного подхода к своим затратам ради получения прибыли в рамках своей доли продукции.

Налоги и платежи, уплачиваемые инвестором при реализации соглашений о разделе продукции

Налоговым кодексом Российской Федерации (НК РФ) установлен специальный налоговый режим, применяемый при выполнении СРП (глава 26.4). Данный режим применяется к СРП, отвечающим следующим условиям:

1) соглашения заключены после проведения аукциона на предоставление права пользования недрами на иных условиях, чем раздел продукции, и признания аукциона несостоявшимся;

2) при выполнении соглашений, в которых применяется прямой порядок раздела продукции, доля государства в общем объеме произведенной продукции составляет не менее 32 % общего количества произведенной продукции;

3) соглашения предусматривают увеличение доли государства в прибыльной продукции в случае улучшения показателей инвестиционной эффективности для инвестора при выполнении соглашения. Показатели инвестиционной эффективности устанавливаются в соответствии с условиями соглашения.

При рассмотрении платежей при СРП следует выделить две основные группы:

1) платежи, предусмотренные соглашением;

2) налоги, сборы и платежи, предусмотренные законодательством.

Платежи, предусмотренные соглашением

Условиями СРП устанавливаются размеры и сроки уплаты следующих платежей:

1) разовые платежи за пользование недрами при наступлении событий, определенных в соглашении и лицензии (бонусы);

2) плата за геологическую информацию о недрах;

- 3) ежегодные платежи за договорную акваторию и участки морского дна, уплачиваемые в порядке, установленном соглашением в соответствии с законодательством Российской Федерации на дату подписания соглашения;
- 4) сбор за участие в конкурсе (аукционе);
- 5) сбор за выдачу лицензии;
- 6) регулярные платежи за пользование недрами (ренталс);
- 7) компенсация расходов государства на поиски и разведку полезных ископаемых;
- 8) компенсацию ущерба, причиняемого в результате выполнения работ по соглашению коренным малочисленным народам Российской Федерации в местах их традиционного проживания и хозяйственной деятельности.

Несмотря на то, что данный перечень предусмотрен Федеральным законом «О соглашениях о разделе продукции» он в определенной степени не соответствует действующему на сегодняшний день законодательству в области платежей при пользовании недрами. В частности, ежегодные платежи за договорную акваторию и участки морского дна и сбор за выдачу лицензии более не взимаются, а плата за геологическую информацию о недрах будет отменена с 01.01.2011.

В соглашении могут быть предусмотрены несколько *разовых платежей* за пользование недрами, например, бонус подписания, бонус за коммерческое открытие, бонусы при достижении определенного уровня добычи и другие.

Цена за право заключения СРП (бонус подписания) является критерием определения победителя аукциона.

Рассматривая систему платежей при СРП стоит особое внимание уделить *компенсации расходов государства* на поиски и разведку полезных ископаемых. Обычно их называют историческими затратами государства. Размер расходов государства определяются в порядке, установленном Правительством РФ в Правилах определения сумм компенсации расходов государства на поиски и разведку полезных ископаемых, предусматриваемых в соглашениях о разделе продукции¹.

Инвестор компенсирует расходы, связанные с проведением поиска и разведки полезных ископаемых в пределах предоставленного ему в пользование на условиях раздела продукции участка недр, а также за его пределами, если соответствующие данные были использованы для поиска и разведки полезных ископаемых в пределах этого участка.

В состав подлежащих компенсации расходов включаются расходы на проведение:

- а) поисковых работ;
- б) разведочных работ;
- в) подсчета запасов полезных ископаемых;
- г) тематических и иных исследований, связанных с геологическим изучением участка недр и оценкой его перспектив;
- д) иных документально подтвержденных работ по поиску, разведке и оценке месторождений полезных ископаемых, проведенных на предоставленном инвестору в пользование на условиях раздела продукции участке недр.

Расчет сумм компенсации расходов осуществляется Федеральным агентством по недропользованию. Сумма расходов государства пересчитывается на дату начала проведения переговоров о заключении соглашения о разделе продукции с использованием индексов-дефляторов, устанавливаемых Министерством экономического развития Российской Федерации.

Сумма компенсации расходов включается в состав условий российской стороны, предусматриваемых соглашением о разделе продукции, то есть является условием, которое будет обсуждаться сторонами при подготовке СРП. Окончательная сумма компенсации указывается в соглашении.

Порядок зачисления указанных в настоящем разделе платежей в бюджеты разных уровней бюджетной системы Российской Федерации определяется ежегодно в Бюджете Российской Федерации.

Порядок, размеры и условия взимания *платежей за пользование природными ресурсами*, а именно:

- разовые платежи за пользование недрами,
- плата за геологическую информацию о недрах,
- сбор за участие в конкурсе (аукционе),
- регулярные платежи за пользование недрами

определяются в соответствии с действующим на момент заключения СРП законодательством. Данные условия остаются неизменными на весь период действия соглашения. Платежи за пользование природными ресурсами уплачиваются только при непрямом разделе продукции (в сложной пропорции).

Компенсация исторических расходов государства и ущерба, причиняемого в результате выполнения работ по соглашению коренным малочисленным народам Российской Федерации в местах их традиционного проживания и хозяйственной деятельности, должна предусматриваться во всех соглашениях независимо от вида раздела продукции.

Налоги, сборы и платежи, предусмотренные законодательством

Кроме платежей, предусмотренных условиями соглашений, инвестор обязан уплачивать налоги, сборы и платежи, предусмотренные действующим законодательством. Поскольку СРП по своей сути является особым налоговым режимом, то и уплачиваемые инвестором налоги и сборы имеют особый порядок уплаты.

¹ Постановление Правительства РФ от 12.12.2004 № 764.

Перечень уплачиваемых инвестором платежей зависит от вида раздела, предусмотренного СРП.

При выполнении соглашения, предусматривающего условия раздела произведенной продукции в сложной пропорции (непрямой раздел) инвестор уплачивает следующие налоги и сборы:

- налог на добавленную стоимость;
- налог на прибыль организаций;
- единый социальный налог;
- налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ);
- платежи за пользование природными ресурсами;
- плату за негативное воздействие на окружающую среду;
- плату за пользование водными объектами;
- государственную пошлину;
- таможенные сборы;
- земельный налог;
- акциз на минеральное сырье.

Суммы уплаченных инвестором налогов, сборов и платежей относятся к затратам инвестора, возмещаемым за счет компенсационной продукции, за исключением налога на прибыль и НДПИ.

Инвестор освобождается от уплаты налога на имущество организаций и транспортного налога в отношении имущества, которое используется исключительно для осуществления деятельности, предусмотренной соглашениями.

При выполнении соглашения, предусматривающего условия раздела произведенной продукции в простой пропорции (прямой раздел) инвестор уплачивает следующие налоги и сборы:

- единый социальный налог;
- государственную пошлину;
- таможенные сборы;
- налог на добавленную стоимость;
- плату за негативное воздействие на окружающую среду.

Поскольку при прямом разделе отсутствует компенсационная продукция, уплаченные инвестором налоги и сборы не подлежат возмещению.

Инвесторы по всем СРП также освобождаются от уплаты:

региональных и местных налогов и сборов по решению соответствующего законодательного (представительного) органа государственной власти или представительного органа местного самоуправления,

таможенной пошлины в отношении товаров, ввозимых на таможенную территорию Российской Федерации для выполнения работ по соглашению, предусмотренных программами работ и сметами расходов, а также вывозимой продукции, произведенной по соглашению.

Подводя итог, стоит отметить, что инвесторы реализующие проекты на основе СРП, уплачивают только некоторые налоги и сборы, действующие в Российской Федерации для остальных налогоплательщиков. Именно в этом и заключается основной смысл применения механизма раздела продукции. Государство, освобождая инвесторов от основной части налогового бремени, заменяет его разделом произведенной продукции. При этом стоит обратить внимание на то, что объект налогообложения, налоговая база, налоговый период, налоговая ставка и порядок исчисления налога в отношении всех уплачиваемых налогов, за исключением НДС, определяются с учетом особенностей, предусмотренных положениями Налогового кодекса, действующими на дату вступления соглашения в силу.

В качестве обеспечения стабильности условий соглашения п.14 ст.346.35 Налогового кодекса предусматривает, что в случае если нормативными правовыми актами законодательных (представительных) органов государственной власти и представительных органов местного самоуправления не предусмотрено освобождение инвестора от уплаты региональных и местных налогов и сборов, затраты инвестора по уплате указанных налогов и сборов подлежат возмещению инвестору за счет соответствующего уменьшения доли произведенной продукции, передаваемой государству, в части, передаваемой соответствующему субъекту Российской Федерации, на величину, эквивалентную сумме фактически уплаченных указанных налогов и сборов.

УТИЛИЗАЦИЯ НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ОБЪЕКТАХ ОАО «ТАТНЕФТЬ»

А.Н.Шаталов, Р.З.Сахабутдинов, В.М.Гревцов, А.А.Ануфриев

ТатНИПИнефть, ОАО «Татнефть»

ОАО «Татнефть» является одной из немногих нефтяных компаний, на объектах которой коэффициент использования попутного нефтяного газа (ПНГ) близок к 95 %. В настоящее время из общего объема добываемого на месторождениях ОАО «Татнефть» нефтяного газа, составляющего 807,4 млн. м³/год, используется 747,3 млн. м³/год (рис. 1). При этом коэффициент использования девонского газа – 97,3 %, сероводородсодержащего – 72,5 %.



Рис. 1. Распределение ПНГ в ОАО «Татнефть».

Около 51,0 млн.м³ нефтяного газа в год (6,3 % от общего количества) сжигается на факелах. Это большей частью газ, выделяющийся при разгазировании нефти угленосных горизонтов. Основной объем сжигаемого в факелах газа приходится на три управления: НГДУ «Нурлатнефть», НГДУ «Ямашнефть», НГДУ «Прикамнефть». По составу ПНГ представляет собой смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов (азот, углекислый газ, сероводород), выделяющихся из нефти при ее сепарации. Компонентные составы ПНГ, сжигаемого на факелах, значительно отличаются. Объемная доля метана в газе составляет от 14,3 % до 41,5 %, сероводорода – от 0,02 % до 5,8 %. В газе сепарации отдельных месторождений содержится значительное количество азота (до 85 %).

На месторождениях ОАО «Татнефть» существуют две отдельные системы газопроводов – для сбора девонского ПНГ и для сбора ПНГ угленосных горизонтов, эксплуатация которых осуществляется управлением «Татнефтегазпереработка». Система газопроводов для девонского ПНГ не загружена полностью и имеет резерв, в то время как большая часть газопроводов сбора сероводородсодержащего ПНГ работает с предельной нагрузкой. Поэтому каждый вариант подключения нового источника сероводородсодержащего ПНГ требует исследования на пропускную способность существующей системы газосбора.

Анализ множества факторов, которые учитываются при выборе направлений утилизации ПНГ, в первую очередь существующая инфраструктура, объемы и составы газов, потребность объектов нефтедобычи в тепловой и электрической энергии, а также накопленный опыт применения различных технологий и технических средств для утилизации ПНГ, позволил выделить 4 характерные зоны нефтегазодобывающего региона Татарстана.

1. Центральная и восточная часть характеризуются наличием системы газопроводов, по которым газ поступает на Миннибаевский ГПЗ. Поэтому вариант подключения расположенных в этой зоне объектов утилизации газа НГДУ «Азнакаевскнефть», НГДУ «Альметьевнефть», НГДУ «Бавлынефть» к существующей системе газопроводов для дальнейшего направления газа на переработку показал наибольшую экономическую эффективность.

2. Для объектов НГДУ «Прикамнефть», расположенных в северной части нефтедобывающего региона Татарстана и характеризующихся разбросанностью на большой территории, наиболее целесообразным вариантом является локальная (децентрализованная) система утилизации – использование ПНГ, получаемого на каждом объекте, для выработки электроэнергии и тепла на собственные нужды, в основном в силу того, что газ месторождений, разрабатываемых НГДУ «Прикамнефть», не содержит сероводорода, либо его концентрация не превышает 1 %.

3. Западная зона месторождений, разрабатываемых НГДУ «Нурлатнефть», характеризуется высокой плотностью и вязкостью дегазированной нефти (эмульсии) и для предварительной подготовки продукции скважин на всех объектах используется ее нагрев в печах или путевых подогревателях. При этом в качестве топливного газа зачастую используется природный газ, в то время как получаемый на этих же объектах ПНГ сжигается в факелах. В этих условиях наиболее эффективным вариантом утилизации ПНГ является сжигание его для выработки тепловой энергии в путевых подогревателях нефти, эксплуатация которых допускается при использовании в качестве топлива сероводородсодержащего газа.

4. Месторождения части центральной и западной зон, разрабатываемых НГДУ «Ямашнефть» и «Елховнефть», характеризуются средней плотностью и вязкостью нефти, предварительная подготовка которой не требует нагрева, а следовательно исключает необходимость использования печей для утилизации нефтяных газов, объемная доля сероводорода в которых составляет от 1,2 до 5,8 % или в среднем 3,1 %. Объекты НГДУ также разбросаны на

большой территории, система газосбора отсутствует, поэтому большинство из известных методов утилизации ПНГ в настоящее время являются малоэффективными.

Наиболее окупаемые варианты, предусматривающие сжигание газа в газовых электростанциях для выработки электроэнергии, проблематично использовать при утилизации сероводородсодержащего газа, поскольку это требует его подготовки, включающей очистку от сероводорода, осушку от влаги и удаление тяжелых фракций углеводородов. При реализации указанных мероприятий варианты утилизации газа с выработкой электроэнергии окупаются за период времени, превышающий 15 лет. Кроме того, в настоящее время не существует дешевого надежного оборудования отечественного и зарубежного производства (газотурбинные или газопоршневые электростанции) необходимой мощности для выработки электроэнергии, способного длительное время эксплуатироваться на сероводородсодержащем газе. Проводимый на объектах НГДУ «Ямашнефть» промышленный эксперимент по использованию ПНГ в качестве топлива электростанций поршневого типа без очистки газа от сероводорода показал их крайне низкую надежность.

Варианты утилизации сероводородсодержащего ПНГ с использованием газотурбинных электростанций наиболее предпочтительны, поскольку они менее чувствительны к составу газа. Учитывая небольшие объемы газа на объектах НГДУ, в основном в диапазоне 0,5–1,5 млн. м³/год, такие электростанции должны иметь единичную мощность 200–500 кВт. Подобную мощность имеют микротурбины Capstone и Ingersol Rand (США). Однако эти электростанции, согласно технической характеристике, не могут эксплуатироваться на сероводородсодержащем газе. В мире для этой цели используются лишь микротурбины Capstone мощностью 30 кВт, но они имеют очень высокую стоимость более 1600 долл./кВт. При столь низкой мощности на большинстве объектов ОАО «Татнефть» велико потребное количество микротурбин, что требует больших площадей застройки и повышает затраты на обслуживание электростанций. Например, для утилизации 1 млн. м³ газа требуется ≈12 микротурбин единичной мощностью 30 кВт, поэтому варианты с использованием микротурбин могут быть окупаемыми только при дополнительной выработке и использовании тепла и при условии надежной их эксплуатации без специальной подготовки газа. Но это осуществимо только на отдельных объектах. В большинстве же случаев для надежной работы энергоустановок требуется дополнительное оборудование для подготовки ПНГ (прежде всего очистка от сероводорода), стоимость которого сопоставима или даже выше стоимости самих электростанций, что делает варианты утилизации газа с использованием электростанций нерентабельными.

Альтернативным вариантом утилизации газа с месторождений зон деятельности НГДУ «Ямашнефть» и «Елховнефть» является сбор газа с помощью газопроводов, транспорт его и переработка на существующем МГПЗ или автономном мини-ГПЗ. Оба варианта имеют окупаемость на уровне 8–10 лет. Недостатком их являются высокие единовременные капитальные вложения.

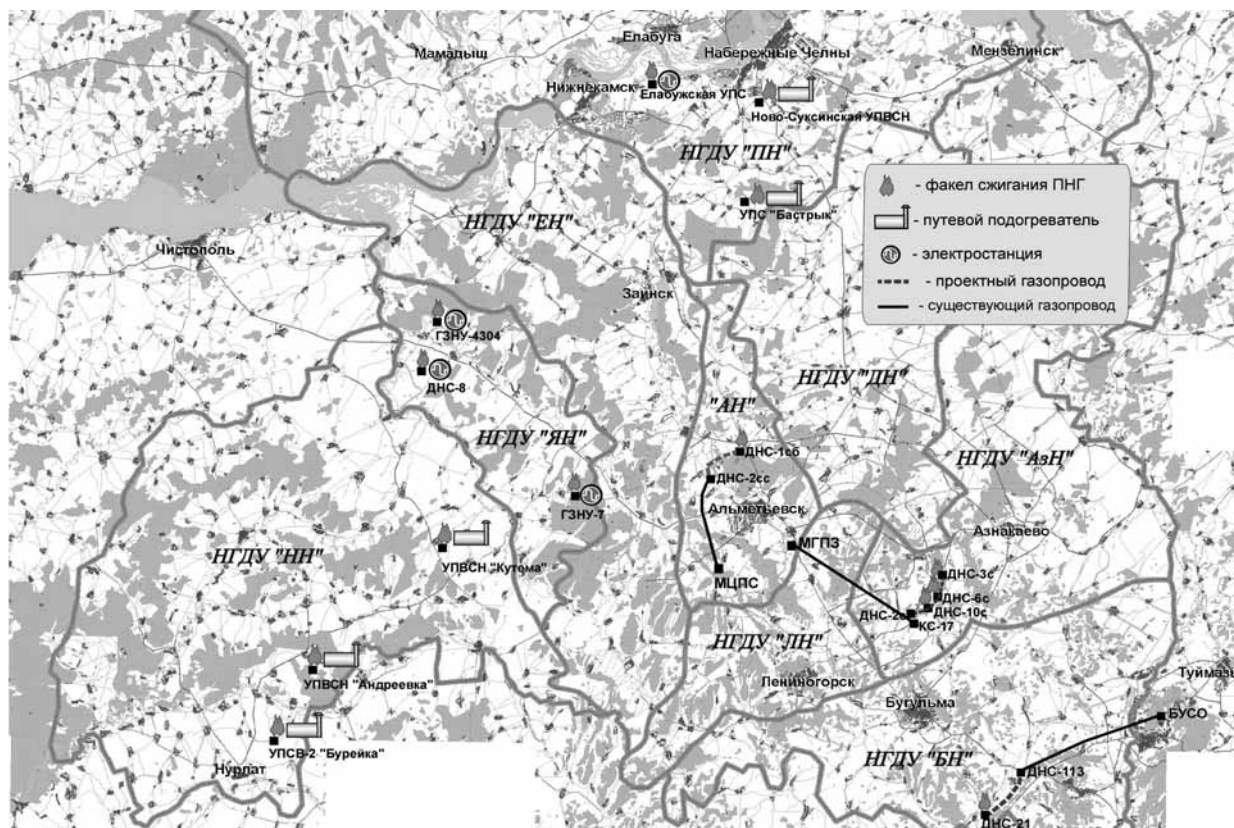


Рис. 2. Мероприятия по утилизации ПНГ на объектах ОАО «Татнефть».

Локальная организация мероприятий по утилизации нефтяного газа на отдельных объектах, например с помощью электростанций или печей нагрева нефти, может быть оправдана при требованиях по достижению показателя по утилизации 95 % газа по предприятию-недропользователю, т.е. при возможности зачета объемов утилизируемого газа одного участка недр, где достигнут показатель использования газа свыше 95 %, для другого участка недр, где в силу определенных экономических или технико-технологических причин целевой показатель использования газа не может быть достигнут в данный момент времени. Возможность взаимозачетов объемов газа по лицензионным участкам позволяет предприятию рационально вкладывать средства в мероприятия по утилизации нефтяного газа и снизить риски при внедрении инновационных технологий. В случае, если требования по утилизации не менее 95 % газа будут предъявляться не к предприятию в целом как юридическому лицу, а к каждому лицензионному участку месторождений, учитывая, что объем добычи угленосной нефти на месторождениях ОАО «Татнефть» увеличивается, девонской – сокращается, в перспективе варианты утилизации всего газа со всех участков путем сбора, трубопроводного транспорта и переработки на ГПЗ представляются наиболее рациональными.

На основании технико-экономических расчетов вариантов утилизации ПНГ на каждом объекте разработана комплексная «Программа действий ОАО «Татнефть» по утилизации попутного нефтяного газа по объектам компании на 2009-2013 гг.», в которую для достижения целевого показателя использования нефтяного газа не менее 95 % в качестве первоочередных включены следующие мероприятия (рис. 2):

1. Строительство газопровода от ДНС-2с до ДНС-3с с подключением к газопроводу ДНС-10с и ДНС-6с, и газопровода от Бирючевского ЦСП до напорного газопровода от КС-17 на территории деятельности НГДУ «Азнакаевскнефть».
2. Строительство газопровода от ДНС-1сб до ДНС-2сс на территории деятельности НГДУ «Альметьевнефть».
3. Строительство газопровода от ДНС-21с до газопровода ДНС-113с-БУСО на территории деятельности НГДУ «Бавлынефть».
4. Строительство газопоршневой электростанции мощностью 2 МВт на Елабужской УПС НГДУ Прикамнефть.
5. Реконструкция УПС «Бастрык» и УПВСН «Ново-Суксинская» НГДУ Прикамнефть с установкой путевых подогревателей с использованием ПНГ в качестве топлива.
6. Реконструкция УПВСН «Андреевка» и «Кутема», УПСВ-2 «Бурейка» НГДУ «Нурлатнефть» с заменой существующих печей на путевые подогреватели, работающие на топливном газе с повышенным содержанием сероводорода.
7. Использование электростанций на пяти объектах НГДУ «Ямашнефть».

Реализация только первоочередных мероприятий разработанной «Программы» к 2012 году позволит утилизировать дополнительно порядка 40 млн. м³ нефтяного газа в год и поддерживать степень его использования выше 95 %.

К ВОПРОСУ ОБ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГАЗА

Р.Б.Шигапова

ГАОУ СПО Альметьевский политехнический техникум

Проблемы рационального использования попутного нефтяного газа рассматривались во многих источниках [1,2,3,4, 5,6,7,8,9,10,11,12,13]. Так, в Решении Высшего экологического совета Комитета по природным ресурсам, природопользованию и экологии Федерального собрания РФ пятого созыва Государственной Думы от 10 марта 2009 г. № 4.2 отмечено следующее [2]:

- в России на нефтяных промыслах сжигается по самым минимальным оценкам более 20 млрд.м³ ПНГ в год;
- в мире – 110 млрд.м³ ПНГ в год (кроме Российской Федерации, более 20 млрд.м³ ПНГ в год сжигает Нигерия, Иран и Ирак).

На рис. 1 показана утилизация ПНГ (по подсчетам [2] Минприроды России).

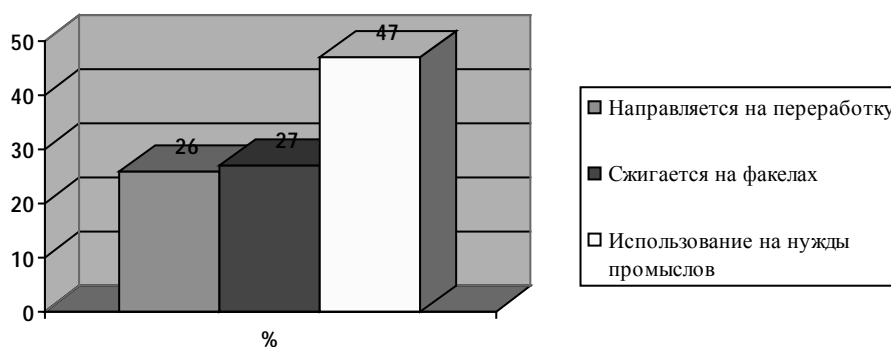


Рис. 1. Диаграмма утилизации ПНГ.

В постановлении Правительства РФ от 8 января 2009 г. №7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» указано – установить целевой показатель сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках на 2012 г. и последующие годы в размере не более 5 процентов от объема добытого попутного нефтяного газа [1].

Следует отметить, что решением проблемы утилизации попутного газа занимались и в Республике Татарстан еще в прошлом веке [7], но только в конце 1980 г. впервые в мире в крупном промышленном масштабе эта проблема была решена институтом «ТатНИПИнефть» совместно со специалистами объединения «Татнефть» (система УЛФ). Авторами был предложен и внедрен комплекс технологий, получив при этом большой экономический эффект. В статье [7] рассмотрен вопрос очистки сероводородосодержащего газа от сероводорода до 99,99% по технологии, предусматривающей использование растворов хелатов железа и трилона Б в качестве абсорбентов, нейтрализации сероводорода ионами растворенного в пластовой воде железа и т.д.

Для эффективной очистки попутного нефтяного газа используется современная технология и оборудование, которые позволяют обеспечить комплексное решение проблемы:

- Применение дожимной струйной установки для совместного транспорта продукции скважин [4]
- Использование эжекторов для сбора газов [4]
- Использование газа для путевого подогрева [7]
- Сжигание небольших объемов факельного газа на мини-электростанциях с возвращением электроэнергии в энергосеть [7]
- Использование энергосберегающей турбин «Ютрон» и котлов Тремакс [3]
- Концепция утилизации газа HYDRAFLOW [12]
- Утилизация низконапорного нефтяного газа с помощью струйных компрессоров [11]
- Закачка газа в пласт [6]
- Временное хранение газа в пластах-коллекторах [10]
- Внедрение мультифазных насосов [5]
- Использование газа для питания газопоршневых электростанций [14]
- нейтрализация H_2S ионами железа, находящимися в воде девонской нефти.

Исходя из вышеизложенного следует :

- необходимость сооружения газосборной сети с внедрением экономичных технологий;
- совершенствование нормативно-правовой базы.

Литература

1. Постановление Правительства РФ от 8 января 2009 г. №7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках». <http://base.garant.ru>.
2. Решение Высшего экологического совета Комитета по природным ресурсам, природопользованию и экологии Федерального собрания РФ пятого созыва Государственной Думы от 10 марта 2009 г. № 4.2 <http://www.gosnadzor-kazan.ru>.
3. Прибыльная утилизация :Попутного нефтяного гаха при генерации энергии на энергосберегающих турбинах «Ютрон» <http://www.energyland.info/news-show>.
4. *Тронов В.П.* Сепарация газа и сокращение потерь нефти. – Казань: ФЭн, 2002. – 408 с.
5. *Тронов В.П.* Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных технологических процессов. – Казань: ФЭн, 2002. – 512 с.
6. *Сахабутдинов Р.З., Шаталов А.Н., Гревцов В.М., Ибрагимов Н.Г.* Выбор направлений и методов утилизации нефтяного газа с учетом особенностей нефтепромысловых объектов. Нефтяное хозяйство. – 2009. – №7. – С.70–73.
7. *Тронов В.П., Сахабутдинов Р.З., Закиев Ф.А., Рахимов И.В., Ибрагимов И.В.* Эксплуатация систем улавливания паров нефти на промыслах. Нефтяное хозяйство. – 1996. – №12. – С.50–52.
8. В России и мировом сообществе имеются необходимые технологии, техника и материальные ресурсы для экономически эффективного использования нефтяного газа. (Интервью с генеральным директором ОАО «НижневартовксНИПИнефть Н.Н.Андреевой) // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №1. – С.86–89.
9. *Гумеров А.Г., Бажайкин С.Г., Ильясова Е.З., Авдеева Л.А.* О возможности достижения уровня утилизации нефтяного газа, равного 95 %, к 2012 г. // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №10. – С.122–124.
10. *Михайловский А.А., Бузинов С.Н., Бочков Ф.А.* Решение проблемы рационального использования нефтяного газа за счет временного хранения в пластах-коллекторах // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №8. – С.91–95.
11. *Тарасов М.Ю., Зобнин А.А., Зырянов А.Б., Панов В.Е., Магомедшерифов Н.И.* Разработка и промышленные испытания технологии утилизации низконапорного нефтяного газа с помощью струйных компрессоров // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №2. – С.43–45.
12. *Валько И., Тохиди Б., Азаринезат Р., Глазков О.* Концепция HYDRAFLOW: новый подход к утилизации газа на российских месторождениях // Нефтяное хозяйство. – 2008. – №11. – С.93–97.
13. *Бочарова Д.Д.* Оценка проектов утилизации нефтяного газа с учетом механизмов Киотского протокола // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №6. – С.92–93.
14. *Тарасов М.Ю.* Подготовка нефтяного газа для питания газопоршневых электростанций // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №2. – С.46–48.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ИЗУЧЕНИИ СТРОЕНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ.

Г. Е. Яковлев, А. Н. Амиров, С. И. Петров
Казанский федеральный университет

Эффективность освоения и разработки залежей углеводородов (УВ) определяется степенью адекватности применяемых систем разработки реальному строению продуктивных отложений. Фактором, существенно осложняющим разработку залежей, является их сугубо блоковое строение и развитие в продуктивных интервалах разрезов таких субвертикальных неоднородностей как зоны повышенной глинизации и трещиноватости.

Данные геофизических исследований (разведочных методов и ГИС) позволяют выявить крупномасштабные блоки и оценить параметры продуктивных пластов (ФЕС, характер насыщения) в отдельных пунктах. Получаемые сведения в первом приближении достаточны для составления геологических моделей залежей. Однако их совершенно недостаточно для построения гидродинамических моделей, т.к. разрешающая способность традиционно применяемых геофизических методов недостаточна для выявления сравнительно маломасштабных неоднородностей, которые могут оказать существенное влияние на изменение фильтрационных свойств продуктивных отложений в пределах залежей.

Для оценки фильтрационных свойств пластов в процессе их разработки широко применяются геолого-промысловые исследования. Информативность этих исследований ограничена по следующим причинам:

- результаты измерений в отдельных скважинах (в первую очередь гидродинамические) характеризуют свойства пластов на небольшом удалении от ствола скважины и поэтому недостаточны для суждения об их изменении по площади;

- применение более глубоких методов (метод фильтрационных волн давления (МФВД), индикаторные методы, заводнение пластов и др.) позволяют определять направления с различной интенсивностью фильтрации пластового флюида. Однако они не позволяют выявить причину этого различия, а при отсутствии гидродинамической связи между скважинами установить положение неоднородности, вызвавшей это.

Отмеченные недостатки геолого-промысловых исследований обуславливают целесообразность применения на стадиях подготовки к разработке и эксплуатации месторождений УВ геофизических методов с повышенной разрешающей способностью.

Выявление маломасштабных неоднородностей сейсмическими исследованиями в скважинах

Наиболее высокую разрешенность при отображении строения геологических сред обеспечивают сейсмические методы. Однако разрешающая способность наземных исследований не позволяет выявить многие неоднородности, существенно влияющие на ФЕС пластов (разрывные нарушения, соизмеримые с мощностью продуктивных отложений; узкие зоны повышенной глинизации и трещиноватости и др.). Разрешающая способность наблюдений существенно возрастает при регистрации сейсмических сигналов в скважинах. Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП) и особенно его поляризационная модификация (ПМ ВСП) позволяют повысить разрешенность сейсмических записей по сравнению с наземной сейсморазведкой в 3–5 раз и обеспечивают более детальное изучение особенностей строения продуктивных интервалов. Проиллюстрируем это примерами.

На рис. 1 а приведен фрагмент глубинного разреза НВСП (непродольного ВСП). На удалениях 320–380 м от ствола скважины, в которой выполнялись наблюдения, отмечается ослабление интенсивности отражений от кыновского и пашийского горизонтов. В этих горизонтах выделяется поднятие небольших размеров (с амплитудой и шириной соответственно около 5 м и 120 м). Поднятие контролируется разрывными нарушениями в подстилающих породах (наиболее ярко они выражены в кристаллическом фундаменте). Подобные вышеописанным особенности сейсмической записи зарегистрированы в пределах северного и западного склонов, а также в сводовой части Южно-Татарского свода (ЮТС). На некоторых из этих объектов пробурены скважины и установлено, что в пашийском горизонте повышена суммарная мощность глинистых отложений по сравнению с их мощностью в соседних скважинах (до 30–50%, в соседних скважинах – 15–20%). Это позволяет считать, что наблюдаемые изменения характера волновой картины обусловлены повышенной глинизацией отложений (рис. 1 б). По результатам исследований на одном из участков Бухарского нефтяного месторождения зоны повышенной глинизации имеют субширотное простирание (рис. 1 в). Зоны являются литологическим экраном, препятствующим фильтрации пластовых флюидов и выявление таких зон актуально для оптимизации освоения залежей.

В карбонатных породах фильтрацию флюидов в пластах нарушают зоны высокой трещиноватости, контролируемые, как правило, малоамплитудными (по вертикали) разрывами сплошности пород. Эти зоны зачастую очень узкие (несколько десятков метров, до 50–70 м) и так же, как и вышеописанные зоны повышенной глинизации не могут выявляться традиционной наземной сейсморазведкой. Пример выделения зоны повышенной трещиноватости шириной около 60 м приведен на рис. 2.

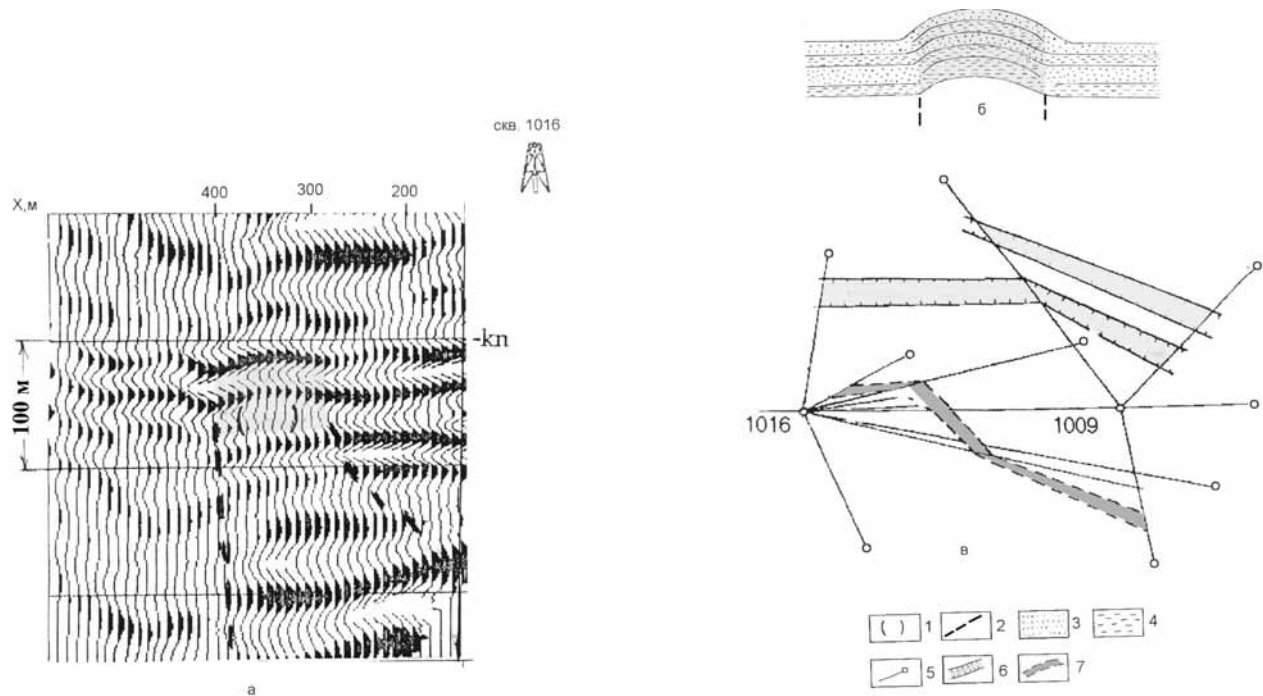


Рис 1. Выделение зон повышенной глинизации в отложениях терригенного девона, Бухарское нефтяное месторождение (северный склон ЮТС): а) глубинный разрез НВСП; б) схематичный разрез пашийских отложений; в) положение зон в плане 1 – область понижения амплитуд отражений от пашийского горизонта, 2 – разрывные нарушения, 3 – песчаники, 4 – глины, 5 – профили НВСП, 6 и 7 – зоны повышенной глинизации соответственно с положительными и отрицательными структурными формами.

Повышение эффективности выявления блоков и оценки их свойств сейсмическими наблюдениями на дневной поверхности

Успешность применения сейсмических скважинных исследований для выявления субвертикальных неоднородностей сравнительно небольших размеров, которые могут существенно влиять на процесс фильтрации флюидов в продуктивных пластах, является несомненной. Можно ли получить подобные результаты с помощью наземных наблюдений? Исследования, выполненные в этом направлении, позволили приблизиться к решению этой задачи. Для этого активно использовался наиболее тонкий параметр волнового поля - поляризация сейсмических колебаний (3).

Геолого-физическое обоснование исследований. Исследования базируются на следующих положениях:

- месторождения УВ формируются в средах с активным тектонодинамическим режимом. При интенсивной деформации массивов горных пород, как правило, сосуществуют зоны сжатия и растяжения (4). В результате образуются разномасштабные блоки, характеризующиеся своим напряженно-деформированным состоянием. Образование блоков сопровождается развитием в них трещиноватости, в том числе упорядоченной субвертикальной с преобладающим направлением открытых трещин, что обуславливает азимутальную анизотропию физических свойств горных пород. Параметры трещиноватости в соседних блоках отличаются, что позволяет определять границы между ними;

- субвертикальные блоки с повышенной трещиноватостью пород соответствуют зонам растяжения. В зонах сжатия значимая трещиноватость в глубокозалегающих отложениях развита лишь во флюидонасыщенных пластах. В этих зонах трещиноватость зачастую наиболее выражена в приповерхностных отложениях, непосредственно под зоной аэрации (зоной малых скоростей). Это установлено многочисленными измерениями в разведочных и специально пробуренных мелких скважинах, расположенных в пределах нефтяных месторождений Татарстана.

- трещиноватость в приповерхностных породах образуется в результате воздействия новейших и современных тектонодинамических процессов. Последние в значительной степени определяют строение всей осадочной толщи и, в первую очередь, контролируют развитие в ней блоков и трещиноватости в них.

Методика и некоторые результаты исследований. Оценка параметров азимутальной сейсмической анизотропии по площади базируется на изучении поляризации головной поперечной волны SSS, образующейся на границе между терригенными и карбонатными породами в пермских отложениях (глубина залегания на территории РТ 200-300м). При распространении поперечной волны в породах с субвертикальной трещиноватостью происходит ее расщепление на две составляющие. В одной из составляющих смещение частиц среды происходит вдоль трещин (волна S1), а во второй – перпендикулярно трещинам (волна S2). Волна S1 распространяется с более высокой скоростью, чем волна S2. Регистрация волны SSS осуществлялась трехкомпонентными установками шагом 20 м по профилям наблюдений

ПМ МПВ (поляризационная модификация метода преломленных волн), возбуждение S волны производилось электродинамическим источником. Исследования на наземных профилях ПМ МПВ комплексировались с сейсмическими наблюдениями поляризационным методом (ПМ ВСП) и НВСП в глубоких и мелких (глубины до 100 м) скважинах.

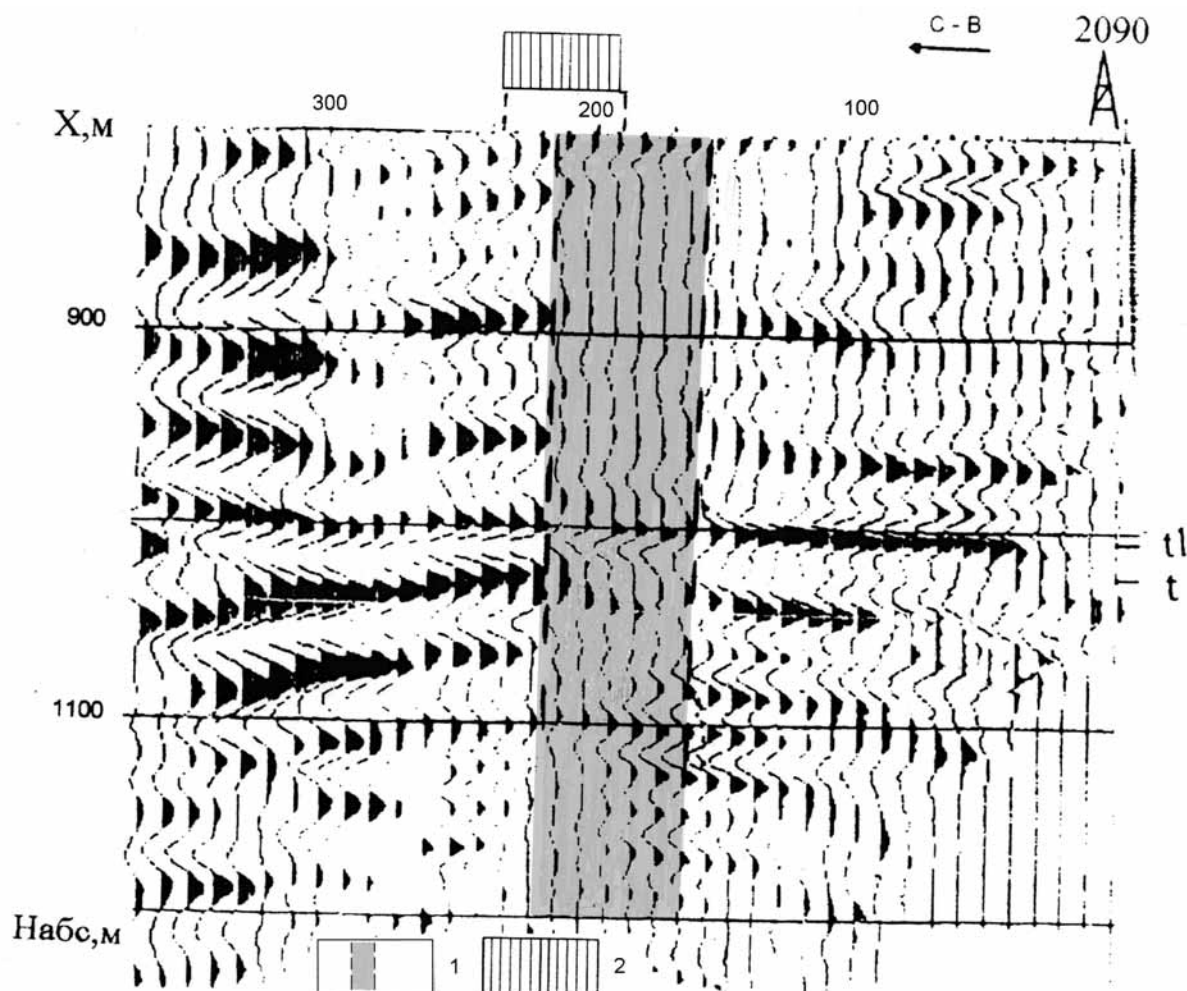


Рис. 2. Выделение зоны повышенной трещиноватости в карбонатных отложениях, Кузайкинское нефтяное месторождение (западный склон ЮТС): 1 – зона повышенной трещиноватости, 2 – неоднородность, выявленная наземными наблюдениями поляризационным методом.

В результате интерпретации материалов выделялись быстрая S1 и медленная S2 волны, а также определялись временные сдвиги между ними (2). Направление смещения в волне S1 принималось за ориентировку наиболее открытых трещин, а зоны с отличающейся поляризацией S1 – за блоки с различным напряженно-деформированным состоянием.

На рис. 3 приведены результаты исследований на одном из участков Ново-Елховского нефтяного месторождения. На этом участке наблюдения ПМ ВСП в глубоких скважинах, расположенными на небольшом расстоянии друг от друга, выявлено различие в направлениях субвертикальной трещиноватости в пермских отложениях (рис. 3а). Наблюдениями по субширотному профилю установлена неоднократная смена поляризации поперечной волны. На рис. 3б приведены следящие сейсмограммы, соответствующие зонам с различной поляризацией S волны. Видно, что направления смещений в волнах S1 и S2 в разных зонах меняются. Различаются и временные сдвиги между ними, определяющие коэффициент анизотропии среды.

Исследованиями, выполненными на одном из участков Кузайкинское нефтяного месторождения в отложениях пермского возраста выявлено большое количество блоков с отличающимися направлениями доминирующей трещиноватости (рис. 4). Границам между этими блоками с некоторым смещением в плане соответствуют тектонические нарушения в карбоновых отложениях.

Исследованиями, проведенными на нескольких нефтяных месторождениях Татарстана, установлена сильная латеральная изменчивость параметров трещиноватости в пермских породах и совпадение межблоковых границ в них с положением тектонических нарушений в продуктивных карбоновых отложениях. Наблюдается также согласие направлений доминирующей трещиноватости в перми и среднем карбоне и их несовпадение с ориентировкой трещин в отложениях турне.

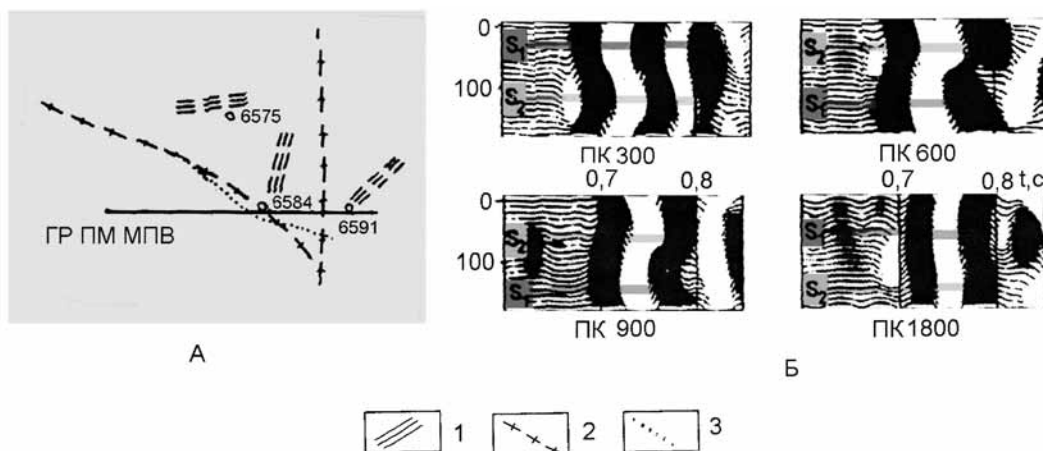


Рис. 3. К исследованиям на участке Ново-Елховского нефтяного месторождения: А – результаты наблюдений ПМ ВСП и положение тектонических нарушений; Б – следящие сейсмограммы на разных пикетах ПМ МПВ. 1 – направление доминирующей субвертикальной трещиноватости в пермских отложениях, 2 и 3 – тектонические нарушения в фундаменте и отложениях девона (данные гравиразведки и сейсморазведки).

Заключение

Месторождения углеводородов имеют сугубо блоковое строение. Границы блоков контролируются разномасштабными субвертикальными неоднородностями. Сведения об их положении в разрезе, получаемые на основании данных традиционных исследований (геолого-промысловые, ГИС, сейсморазведка) недостаточны для составления кондиционных моделей залежей, особенно гидродинамических.

Повышение эффективности изучения блокового строения резервуаров УВ и оценку напряженно-деформированного состояния блоков обеспечивают геофизические исследования, основанные на сейсмических наблюдениях в скважинах и измерении азимутальной анизотропии физических свойств горных пород наземными наблюдениями. При этом принимается, что каждый блок является массивом пород, в котором развита субвертикальная трещиноватость с определенной доминирующей ориентировкой наиболее открытых трещин. Применение таких исследований позволяет определять границы блоков и параметры трещиноватости в них с повышенной детальностью, что способствует оптимизации процесса разработки залежей УВ и, в конечном счете, повышению нефтеотдачи пластов. Очевидно, что исследования целесообразно проводить с начала освоения залежей. Однако и на поздних стадиях разработки с их помощью может быть получена полезная информация, позволяющая уточнить положение границ блоков, оценить их напряженно-деформированное состояние, выявить невыработанные участки залежей и т.п.

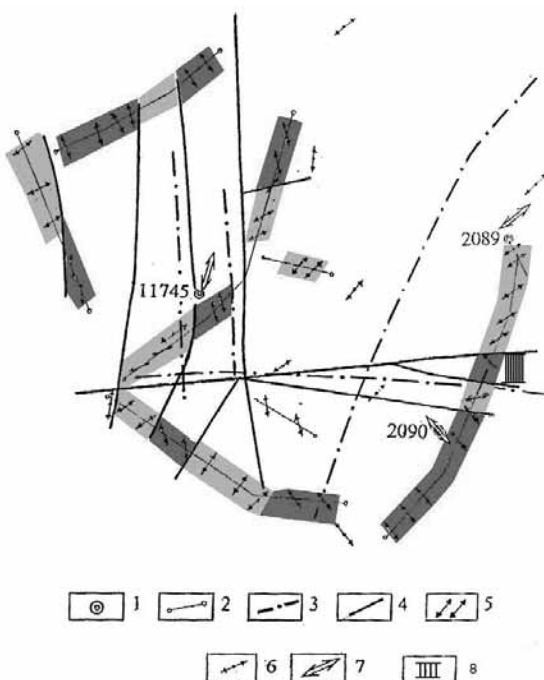


Рис. 4. Результаты исследований поляризационным методом сейсмических наблюдений, Кузайкинское нефтяное месторождение (западный склон ЮТС): 1 – скважины в которых выполнены наблюдения ПМ МПВ и НВСП; 2 – профили ПМ МПВ; 3 – тектонические нарушения по данным НВСП; 4 – межблоковые границы в Перми по данным ПМ МПВ; 5 и 6 – направления смещений в волне S_1 (данные ПМ МПВ и ПМ ВСП в мелких скважинах); 7 – направление доминирующей трещиноватости в отложениях среднего карбона (данные ПМ ВСП); 8 – положение зоны повышенной трещиноватости, выделенной по данным НВСП.

Скважинные и наземные сейсмические наблюдения поляризационным методом позволяют получить более полные данные о строении и свойствах продуктивных отложений и расширяют возможности исследований, известных под названием промысловая сейсмика (1).

Оптимизация геофизических исследований, направленных на изучение блокового строения месторождений УВ и оценку свойств отдельных блоков может быть осуществлена комплексированием измерений различными геофизическими методами (в первую очередь, сейсмометрии и гравиметрии).

Литература

1. Амиров А.Н., Гальперин Е.И., Гурвич И.И. и др. Промысловая сейсмика-сейсмические исследования на этапе разведки и эксплуатации месторождений. – М.: Изв. вузов. Геология и разведка. – №7. – 1980. – С.78–83.
2. Амиров А.Н., Ишугев Т.Н., Знатокова Г.Н. и др. Опыт применения вертикального сейсмического профилирования на поздних стадиях геологоразведочных работ в Татарстане // Геология нефти и газа. – № 5-6. – 1999. – С. 40–45.
3. Гальперин Е.И. От скалярной регистрации к векторной // Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1990. – Вып. 11. – С. 1–9.
4. Дистанционные методы изучения тектонической трещиноватости нефтегазоносных территорий. /Г.И.Амурский, Г.А.Абраменок, И.С.Бондарев, Н.Н.Соловьев. – М.: Недра, 1988. – 164 с.

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕДОБЫЧЕ

А.Ф. Яргиев

ТатНИПИНефть

Основой развития нефтяной промышленности является обеспеченность ее сырьевой базой. В это понятие мы вкладываем прирост запасов углеводородного сырья как за счет проведения геологоразведочных работ (ГРП), так и за счет увеличения конечного коэффициента извлечения нефти (КИН). Это две составляющие единого процесса воспроизводства минерально-сырьевой базы (ВМСБ). К сожалению, действующее законодательство не отражает важности второй составляющей – применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и в следствие с этим исключается государственное финансирование фундаментальных исследований по обеспечению ВМСБ.

Основой доходной части бюджета являются налоговые отчисления и платежи. Маневрируя налоговыми ставками, вводя одни и отменяя другие налоги, государство создает определенные условия для развития отдельных отраслей, ускоряя или замедляя их развитие, способствует решению актуальных для общества проблем. Налоговая политика – важнейший регулятор развития экономики, полностью находится в руках государства. От ее прогрессивности, от того, подавляет она или, напротив, поощряет предпринимательскую инициативу, в значительной мере зависят темпы экономического развития.

Следует заметить, что в нефтяном бизнесе высокая нефтеотдача не является первостепенной целью недропользователя. Главное для него – получение максимальной прибыли для удовлетворения экономических интересов акционеров компании и инвесторов. Решение этой задачи, как правило, входит в противоречие с достижением максимально возможного КИН. Увеличение нефтеотдачи и на этой основе увеличение извлекаемых запасов – одна из важнейших задач хозяина недр, т.е. государства, а не недропользователя.

Проекты с применением современных методов в зарубежной практике стимулируются государством, так как только их применение позволяет кардинально повысить нефтеотдачу месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Согласно прогнозам Минприроды России рентабельные запасы нефти будут исчерпаны к 2015г., а все ее запасы – в 2025 г. Поэтому принято решение о резком увеличении финансирования ГРП для открытия новых месторождений и провинций. Программа оценивается в 2,5 трлн. рублей (свыше 90 млрд. долларов), в том числе 255 млрд. рублей (около 10 млрд. долларов) государственных средств. За 15 лет (к 2020г.) предполагается обеспечить прирост запасов нефти в размере 6435 млн. тонн и газа в размере 10865 млрд. м³. В Минприроды России полагают, что такой прирост запасов позволит в период 2010-2020гг. обеспечить добычу нефти на уровне 500-550 млн. тонн в год [1].

Однако из-за неэффективности государственного регулирования в области недропользования сроки создания новых крупных центров добычи нефти и газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке существенно задержались. Поэтому добыча нефти в Восточной Сибири и Республике Саха даже при ускорении работ в 2010 г. может быть доведена только до 5-10 млн. тонн, а к 2020 г. – до 55-60 млн. тонн, что, согласно первоначальным прогнозам, ожидалась в 2010 г. Таким образом, задержка в формировании новых центров нефтедобычи уже исчисляется десятками лет.

Важно подчеркнуть, что применение современных инновационных технологий позволило увеличить мировые доказанные извлекаемые запасы нефти в 1,4 раза, то есть на 65 млрд. тонн, а среднее значение нефтеотдачи позволит повысить к 2020 г. с 35% до 50% с перспективой дальнейшего роста. Таким образом, зарубежный опыт со всей очевидностью свидетельствует, что восстановить у нас уровень проектной нефтеотдачи 1960-х гг. можно, однако для этого необходимо внедрение инновационных технологий сделать политикой государства, важнейшим направлением в деятельности геологов и нефтяной промышленности.

Основные две причины расхитительного отношения к недрам следующие. Первая – сверхобеспеченность многих нефтяных компаний запасами нефти, что позволяет им «снимать сливки», выборочно интенсифицируя добычу из активных пластов. Потенциал такой добычи пока еще составляет 310-370 млн. тонн, а извлечение «трудных» запасов невелико. Поэтому и новые технологии не востребованы. Вторая причина - главная – отсутствие государственной

политики управления рациональным использованием недр, способной за счет применения инновационных технологий предотвращать ухудшение структуры запасов.

Согласно мировой практике существуют многочисленные формы стимулирования и применения инновационных технологий. Для этого необходимо:

- заменить НДС, дифференцированным налогом в зависимости от природных и горно-геологических параметров минерального сырья и основных условий разработки месторождений;
- ввести в качестве обязательного условия налогового стимулирования разработки трудноизвлекаемых запасов (высокообводненных, малодобитных и остановленных скважин) внедрение новейших методов повышения извлечения полезных ископаемых (повышения нефтеотдачи);
- разработать федеральную программу проектов внедрения методов увеличения нефтеотдачи (тепловых, газовых, химических, микробиологических) на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами и истощенных, предлагаемой программы представляется целесообразным рассмотреть применение трех форм.

В связи со сложностью и высокой стоимостью всех новых инновационных технологий внедрение их на практике целесообразно и необходимо осуществлять в несколько этапов, чтобы избежать неоправданно больших расходов. Принципы многоэтапного испытания и внедрения инновационных технологий на конкретных месторождениях диктуются также тем, что реальную эффективность промышленного применения любого метода можно установить только по фактическим данным испытания.

Эффективность инновационных технологий определяется путем сравнения фактических (планируемых) результатов с базовым (без применения метода) вариантом разработки месторождения.

Для объектов, разрабатываемых с применением вторичных и третичных МУН, базовым может быть режим истощения в случаях, когда методы заводнения по общепринятым критериям на объекте не могут применяться (высоковязкие нефти и битумы).

Основной целью применения инновационных технологий считается увеличение нефтеизвлечения, т.е. прирост извлекаемых запасов на конкретном месторождении. Сам прирост этих запасов на эксплуатируемом объекте уже дает рост добычи нефти. Но ряд инновационных технологий одновременно с этим позволяет интенсифицировать добычу нефти из дренируемых запасов, что дает дополнительный рост добычи нефти. Таким образом, при применении инновационных технологий надо четко различать прирост извлекаемых запасов и интенсификацию добычи нефти.

Экономический эффект от применения инновационной технологии для предприятия заключается в получении положительного чистого дисконтированного дохода за срок проявления эффекта при сопоставлении потоков до и после проведения мероприятия, т.е. путем сопоставления эффективности базового и рекомендуемого вариантов:

$$\text{ЧДД}_{\text{нт}} = \text{ЧДД}_p - \text{ЧДД}_b, \quad (1)$$

где $\text{ЧДД}_{\text{нт}}$ – прирост чистого дисконтированного дохода от применения технологии;

ЧДД_p – чистый дисконтированный доход после проведения мероприятия;

ЧДД_b – чистый дисконтированный доход до проведения мероприятия.

Доход обычно рассчитывается с учетом фактора дисконтирования. Однако в тех случаях, когда технологический эффект не может быть определен достаточно точно по годам реализации проекта, а рассчитан лишь за срок проявления эффекта, доход от реализации проекта оценивается в базисных ценах.

Денежная наличность формируется как разность между притоком реальных денежных средств и их оттоком и рассчитывается по формуле:

$$\text{ЧДД}_{p(б)} = \Pi_{p(б)} + A_{p(б)} - K_{p(б)} - Z_{p(б)}, \quad (2)$$

где $\Pi_{p(б)}$ – чистая прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия после (до) внедрения инновационной технологии;

$A_{p(б)}$ – амортизационные отчисления в рекомендуемом (базовом) варианте;

$K_{p(б)}$ – капитальные вложения рекомендуемого (базового) варианта;

$Z_{p(б)}$ – предпроизводственные затраты по рекомендуемому (базовому) варианту.

Чистая прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия, рассчитывается по формуле:

$$\Pi_{p(б)} = B_{p(б)} - \text{Э}_{p(б)} - H_{p(б)}, \quad (3)$$

где $B_{p(б)}$ – выручка от реализации нефти после (до) внедрения инновационной технологии;

$\text{Э}_{p(б)}$ – эксплуатационные расходы, связанные с добычей, сбором, транспортировкой и подготовкой нефти в рекомендуемом и базовом вариантах, рассчитанные на основании соответствующих статей калькуляции, а также текущие затраты, связанные непосредственно с внедрением инновационных технологий, МУН и ОПЗ в рекомендуемом варианте;

$H_{p(б)}$ – налоги и платежи, осуществляемые предприятием в соответствии с действующим законодательством после (до) внедрения мероприятия.

Если применение инновационной технологии не требует привлечения дополнительных инвестиционных ресурсов капитального характера, экономический эффект для предприятия заключается в получении прибыли с заданной нормой рентабельности, которая в общем случае не должна быть ниже средней сложившейся по компании в целом за последний отчетный период.

В ситуации, когда результатом внедрения инновационных технологий является изменение только одного технологического параметра (добыча нефти) и за базу сравнения принимается обычное заводнение, расчет экономического эффекта предлагаемой технологии проводится по упрощенной схеме – на прирост добычи нефти (методика оценки экономического эффекта за отчетный период [2], расчет гарантированного экономического эффекта [3]).

Проблема увеличения дебита скважин и применения методов увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов остро стоит для большинства нефтедобывающих регионов страны. Поэтому арсенал техники и технологии повышения нефтеотдачи, дебита скважин, вовлечения в разработку остаточных запасов нефти постоянно должен совершенствоваться.

В связи с этим стратегическим направлением для улучшения сложившейся ситуации наряду с существенным увеличением финансирования разведки и освоения новых месторождений может стать рост объемов применения новых технологий повышения нефтеотдачи пластов с целью увеличения извлекаемых запасов нефти на уже разрабатываемых месторождениях.

К эффективным методам как с технологической, так и с экономической точек зрения, можно отнести применение технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ), широко применяемой на нефтяных месторождениях Татарстана.

Под термином ОРЭ следует понимать комплекс технических и технологических мероприятий, позволяющих воздействовать через скважину (группу скважин) на каждый разделяемый пласт (объект) многопластового нефтяного месторождения с целью обеспечить его выработку в оптимальном режиме.

ОРЭ в свою очередь можно подразделить на одновременно-раздельную закачку (ОРЗ) вытесняющего агента и одновременно-раздельную добычу (ОРД) продукции из каждого разделяемого продуктивного пласта (объекта).

ОРЗ вытесняющего агента в нагнетательные скважины обеспечивает нагнетание агента в необходимых объемах для поддержания пластового давления в пласты с различными геолого-физическими характеристиками при дифференцированном давлении нагнетания (репрессии), а ОРД обеспечивает извлечение необходимых объемов продукции разделяемых пластов за счет создания для каждого пласта соответствующей депрессии.

ОРЭ осуществляют путем оснащения скважин обычной конструкции оборудованием, разобщающим продуктивные пласты, или путем использования для этих целей скважин специальной конструкции.

ОРД и ОРЗ позволяют наиболее интенсивно проводить разработку одной сеткой скважин одновременно несколько объектов резко различных по коллекторским свойствам, составу флюида и глубине залегания.

Технология ОРЭ позволяет:

- сократить объемы бурения за счет использования ствола одной скважины и организации одновременного (совместного) отбора запасов углеводородов (УВ) разных объектов одной сеткой скважин;
- эксплуатировать одновременно объекты с разными коллекторскими характеристиками и свойствами флюидов;
- повысить производительность скважины за счет оптимизации работы объектов;
- повысить рентабельность отдельных скважин за счет подключения других объектов разработки или разных по продуктивности пластов одного объекта разработки.

ОРД и ОРЗ на многопластовых месторождениях – один из основных методов по регулированию разработки, под которым понимается целенаправленное изменение условий разработки продуктивных пластов в рамках принятых технологических решений.

Технологическая эффективность применения ОРЭ характеризуется дополнительной добычей нефти из одновременно-раздельно подключаемого пласта за счет интенсификации отбора жидкости, получаемого путем регулирования забойного давления.

Экономический эффект от внедрения технологии для предприятия заключается в получении положительного потока наличности за срок проявления технологического эффекта с учетом дисконтирования при сопоставлении потоков до и после проведения мероприятия.

Таблица 1

Основные показатели применения технологий ОРЭ

Показатели	Технологии ОРЭ		
	ОРД	ОРД и ОРЗ	ОРЗ
Добыча нефти, тыс. т	13,9	11,4	5,2
Выручка от реализации, млн. руб.	113,7	93,2	42,6
Капитальные вложения, млн. руб.	1,0	2,8	2,8
Производственные расходы, млн. руб.	54,6	43,9	18,1
Дисконтированная чистая прибыль, млн. руб.	9,6	7,8	3,7
Чистый дисконтированный доход, млн. руб.	9,2	6,6	2,5
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	89,0	40,9	21,0
Индекс доходности инвестиций (PI), доли ед.	9,9	3,4	1,9
Срок окупаемости инвестиций, лет	2	3	6

Оценка ожидаемого экономического эффекта проведена в прогнозных ценах и затратах, сложившихся на территории республики на дату расчетов. Расчетный период составляет срок технологической эффективности ОРЭ. Технологические показатели вариантов ОРЭ выполнены по методике ТатНИПИнефть, а результаты экономической оценки сведены в табл. 1.

Проведенная экономическая оценка целесообразности применения инновационных технологий ОРЭ показала ее высокую эффективность, в зависимости от вида окупаемость единовременных затрат составит 2 – 6 лет без учета экономии затрат на бурение и обустройство дополнительных скважин.

Оценим критические значения по подключаемым извлекаемым запасам нефти и необходимому минимальному начальному дебиту инновационных технологий [4]. Результаты экономической оценки приведены в табл. 2.

Таблица 2

Экономически обоснованные предельные запасы нефти и минимальный начальный дебит по технологиям ОРЭ

Технологии ОРЭ	Запасы нефти, тыс. т	Начальный дебит, т/сут
ОРД	3,86	1,31
ОРД и ОРЗ	5,03	1,59
ОРЗ	3,51	1,12

Критическими значениями для применения технологии одновременно-раздельной добычи и закачки является необходимость обеспечить прирост извлекаемых запасов не менее 5 тыс. т нефти с приростом начального дебита на 1.6 т/сут по сравнению с окружающими добывающими скважинами.

Литература

1. *Муслимов Р.Х.* Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. – 688 с.
2. РД 153-39.0-620-09. Положение по определению экономической эффективности внедрения результатов интеллектуальной деятельности. – Альметьевск, 2009. – 97 с.
3. РД 153-39.0-630-2009. Применение информационных технологий при выборе мероприятий, направленных на увеличение добычи нефти. – Бугульма, 2009. – 86 с.
4. РД 153-39.0-445-06. Методика экономической оценки проектных решений для расстановки скважин на нефтяных месторождениях. – Бугульма, 2006. – 19 с.