

Секция 4

ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Подсекция 1 – Геология нефти и газа

ИЗУЧЕНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.В. Аман

Научный руководитель кандидат г-м. н. А.В. Постнов

Астраханский научно-исследовательский и проектный институт газа, г. Астрахань, Россия

С выходом на орбиту Земли природоресурсных спутников, производящих съемку ее поверхности из космоса, различные исследователи стали отмечать на поверхности Земли гигантские симметрично-полигональные системы зон нарушений, имеющих различную ориентацию. При этом установлено, что на всех континентах и в океанических впадинах мелкие блоки закономерным образом вписываются в более крупные. Данный факт является свидетельством контроля над рассматриваемыми системами зон нарушений планетарных сил, природа которых может быть объяснена неравномерным ротационным режимом Земли.

К настоящему времени получены результаты системно-геодинамических исследований практически по всем нефтегазоносным провинциям. Для всех регионов характерен диагонально-решетчато-блоковый рисунок современных геодинамических процессов. Диагональные (преимущественно северо-западного и северо-восточного простираний) разноранговые зоны геодинамически активных флексурно-разрывных нарушений расчленяют изученные территории на ромбовидные в плане и различные по размерам блоки. Иерархическая упорядоченность системы этих блоков обеспечивает их максимально полное и представительное изучение и картографирование (Гридин, 2004). Сопоставительным анализом системно-геодинамических особенностей и материалов геолого-геофизических, поисково-разведочных работ, а также результатов разработки и эксплуатации месторождений углеводородного сырья установлено, что указанные нарушения контролируют градиенты физических полей Земли и околоземного пространства, и они являются зонами современных флюидоперетоков в литосфере, гидросфере и атмосфере. С позиций современной флюидодинамики особый интерес представляют узлы пересечений разнонаправленных зон геодинамически активных нарушений.

Предпосылкой к изучению в породах направлений простирания трещин и трещинных систем по данным инклинометрии скважин послужили исследования ИГ и РГИ о преимущественном искривлении скважин по геологическим причинам. Установлено, что именно простирание субвертикальных трещин и их систем создает направление для нижней части бурильного инструмента и, таким образом, азимутальное направление искривления стволов скважин совпадает с преимущественным направлением трещин. При этом в пределах разных тектонически-обособленных блоков подавляющее количество трещин распределено не хаотично.

Комплексный анализ результатов разведочных геофизических (сейсморазведочных) и ядерно-геофизических (гелиметрической и эманационной съемок) исследований с данными инклинометрии подтверждает предположение о сложном тектоническом строении левобережной части Астраханского свода и позволяет более детально выделить зоны нарушений, разделяющих Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ) на отдельные блоки. С этой целью проводился целенаправленный анализ результатов инклинометрии скважин АГКМ в интервале отложений карбона. Для обработки использовались результаты замеров искривления стволов разведочных и эксплуатационных скважин, вскрывших продуктивный коллектор. Интервал исследования – 3750–4150 м (подсолевой комплекс отложений). Инклинометрия вертикальных скважин проводилась через 25 м, что вполне коррелируется с толщиной наиболее продуктивных объектов коллектора. Для выделенных блоков строились розы-диаграммы трещиноватости. Построение диаграмм является неотъемлемой частью изучения трещиноватости, повсеместно проявляющейся в горных породах. Розы-диаграммы, характеризующие направления развития трещиноватости в продуктивных отложениях, строились при помощи программного обеспечения **Golden Software**. В качестве исходных данных были использованы азимуты отклонения стволов скважин и соответствующие им глубины. Розы-диаграммы представляют собой двунаправленные стереограммы. Лучи на диаграммах ориентированы согласно величин азимутальных отклонений (шкала по окружности). Величина луча соответствует частоте повторных совпадений соответствующих азимутов (радиальная шкала). При построениях диаграмм используются пределы бункера сонаправленных лучей: минимальный – 5° , максимальный – 18° .

Трещиноватость пород – повсеместно распространенное явление и, как указывают В.В. Белоусов, Ю.А. Косыгин, В.Е. Хаин, М.В. Гзовский и другие исследователи, все породы как в геосинклинальных, так и в платформенных областях обладают общей (планетарной) трещиноватостью. Общая трещиноватость Восточно-Европейской платформы была рассмотрена Н.С. Шатским, который доказал, что для всей платформы выдерживаются одни и те же системы трещин.

Преобладающее направление трещиноватости на АГКМ диагональное (северо-западное и северо-восточное). Системы линеаментов диагональных и ортогональных направлений составляют основу сети

планетарной трещиноватости и были выделены рядом исследователей на региональном и глобальном уровнях с различной полнотой (Каттерфельд, 1984). Выделяется до восьми основных направлений планетарной трещиноватости. Для сравнения приведем направления сети планетарной трещиноватости, (град.): 20–25, 40–50, 65–70, 85–95, 290–295, 310–320, 335–340 и 355–360 (Голубев, 1994). Для АГКМ характерны следующие направления трещиноватости, град.: 0–10; 55–60; 65–70; 70–80; 90–100; 150–165; 290–310; 310–320; 330–340; 345–360. С помощью роз-диаграмм удастся выявить структурные особенности различных блоков территории месторождения. Отчетливо различаются западная и восточная части месторождения. Для западной части характерно преобладание азимутов С – Ю, СЗ – ЮВ. В восточной части наиболее выражены ЮЗ – СВ простираения.

Были проанализированы инклинограммы скважин в пределах грабенообразного нарушения, трассируемого повышенными значениями эманацій радона, а также высокими концентрациями гелия как в МКП скважин, так и в пробах с контрольного сепаратора. На розах-диаграммах преобладающие азимуты простираения систем трещиноватости составляют 290–310°, а в юго-восточной части – 70–80° (Постнов и др., 2004).

В пределах Астраханского резервуара по всему продуктивному разрезу отмечаются системы вертикальных и субвертикальных трещин шириной от 20–40 до 300 мкм, заполненных вторичным кальцитом. Установлены две системы трещин, пересекающихся под углами 15–20 и 45–70°. Наблюдаются также открытые вертикальные микротрещины. Субгоризонтальная трещиноватость развита в отдельных интервалах и обуславливает плитчатое строение карбонатного разреза с шириной плиток 20–35 мм.

Установлено, что направление искривления стволов скважин совпадает с направлением трещин, и, чем толще продуктивная часть коллектора, тем большее число интервалов трещиноватости пересекает скважина. Следует отметить, что в приразломных зонах отчетливо просматривается радикальное изменение азимутов искривлений практически на противоположные.

Механизм искривления можно объяснить, с одной стороны, наличием плотных низкопористых коллекторов или более прочных пород, с другой стороны, развитием системы характерно ориентированных трещин на границах низко- и высокопористых коллекторов. Эвольвентный характер искривления стволов скважин обнаружен в основном в скважинах, попадающих в зоны дробления. Восполнить этот пробел однозначно не всегда удается в связи с неполными данными о механической скорости бурения и низким выходом керна (Постнов и др., 2004).

На основе анализа результатов системно-геодинамического дешифрирования (т.е. модели 2D ротационного поля напряжений Земли), представлений об особенностях геодинамического расслоения земной коры (модели 3D ротационного поля напряжений Земли), а также анализа планетарных процессов, оказывающих влияние на движение подземных вод, исследуются представления о влиянии планетарной геодинамически активной трещиноватости на формирование скоплений УВ в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Драгунов, 2004). Согласно этим исследованиям на движение флюидов влияют следующие факторы:

- а) центробежная сила Земли;
- б) особенности развития геодинамических процессов;
- в) лунно-солнечное приливное воздействие;
- г) тектонический фактор;
- д) литолого-стратиграфический фактор.

На Восточно-Европейской платформе большинство из этих факторов способствует движению флюидов с севера на юг. По данным системно-геодинамического районирования, наилучшими условиями для продвижения потоков флюидов на юг обладает система геодинамически активных зон нарушений с простираениями в 150° и 60° (±15°). Причем первые проявляют более высокую активность, чем вторые, поскольку отходят от меридианов под значительно более острым углом.

В порядке эксперимента была проведена корреляция азимутов отклонения стволов скважин на уровне продуктивного коллектора и средних значений дебитов по скважинам АГКМ. На полученном графике корреляции было выделено 3 пика, т.е. предварительно можно сказать, что высоким дебитам соответствуют зоны трещиноватости с простираением приблизительно 150°, 60° и 20°. Это согласуется с выводами исследователей (Драгунов, Гареев, Мних, 2004) по системно-геодинамическому районированию Восточно-Европейской платформы.

Дальнейшая переинтерпретация результатов инклинометрии с геолого-геофизическим и геолого-промысловым материалом, позволит более достоверно обосновать блоковую модель АГКМ, учитывая иерархически организованную сеть трещиноватости.

Литература

1. Голубев В. . Строение и происхождение планетарной трещиноватости земной коры // Геология и разведка. – М., 1994. – № 2. – С. 3–11.
2. Гридин В.И. Современная геодинамика регионов с развитой нефтегазодобычей // Геодинамика нефтегазоносных бассейнов: Тез. докл. Второй межд. конф. – М., 2004. – Т. I. – С. 160–162.
3. Драгунов А.А., Гареев К.Р., Мних В.Н. Развитие геодинамически активной планетарной трещиноватости // Геодинамика нефтегазоносных бассейнов: Тез. докл. Второй межд. конф. – М., 2004. – Т. I. – С. 170–172.
4. Каттерфельд Г.Н. Планетарная трещиноватость и линеаменты // Геоморфология, 1984. – № 3. – С. 43–46.
5. Постнов А.В., Ширягин О.А. Новые данные о разрывной тектонике Левобережной части Астраханского свода // Геология нефти и газа, 2003. – № 2. – С. 30–34.

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СТРОЕНИЯ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

С.В. Арефьев

Научный руководитель доцент А.В. Ежова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Отложения ачимовской толщи являются одним из наиболее сложно построенных нефтегазосодержащих объектов в разрезе неокома.

В волновом сейсмическом поле ачимовская толща отражается пологонаправленными на запад отражающими горизонтами, которые примыкают к баженовской свите и прекращают прослеживаться или воздымаются в шельфовую область на востоке.

В региональном плане по данным сейсмики и бурения ачимовский комплекс представляет серию клиноформнопостроенных литолого-стратиграфических комплексов, которые последовательно выклиниваются в западном направлении.

На фоне хорошо изученной сейсмическими работами территории Западной Сибири существует слабоизученная зона, требующая дополнительных исследований.

Усовершенствование методики проведения полевых наблюдений, повышение качества обработки на этапе камеральных работ на протяжении последних двадцати лет, несомненно, дали положительный результат для детального изучения осадочного чехла рассматриваемой территории. Тем не менее, для решения задачи построения геологической модели ачимовской толщи временные разрезы имеют существенные ограничения. Это касается разрезов, полученных в 80-е годы и разрезов более поздних лет, включая работы методом ЗД. Волновая картина для данного интервала разреза имеет слабую разрешённость. Отражения от различных ачимовских пластов интерферируют, образуя неразделимые между собой волновые горизонты. Поэтому, сейсмические материалы мало использовались для изучения ачимовской пачки в ранее выполненных геологических исследованиях. (Ершов и др., 2000)

Испытание объектов в ачимовской толще проведено в основном в глубоких разведочных скважинах как в открытом стволе, так и в колонне.

Испытание скважин проводилось с целью изучения:

- характера насыщения пород и физико-химической характеристики пластовых флюидов;
- продуктивности и фильтрационно-емкостных свойств пластовых флюидов;
- выяснения положения ВНК;
- гидрогеологической характеристики разреза (режима залежей, минерализации пластовых вод и их газонасыщенности).

Пласты ачимовской толщи по разрезу представлены чередованием низкопроницаемых и непроницаемых прослоев. Как следствие, из этих отложений получены только непереливающие притоки или объекты оказывались бесприточными.

Продуктивные пласты ачимовской толщи представляют собой отдельные линзовидные тела, сходные по строению и составу слагающих их пород.

В период проведения геологоразведочных работ отложения ачимовской толщи не изучались, керн выносился в единичных скважинах. По скважинам вынос керна составил 20–99,4 % от проходки с отбором керна. В ряде скважин из отложений ачимовской толщи керн отобран из зоны неколлекторов, проницаемые породы не вынесены.

По полевым описаниям керна коллекторы пласта представлены песчаниками и алевролитами. Песчаники светло-серые мелкозернистые, нефтенасыщенные разности со слабым буроватым оттенком, алевролитовые, слабо глинистые слоистая, волнистая, обусловлена включениями тонких (до 10 мм) прослоев аргиллитов и углистым рассеянным детритом. Породы средней крепости, на карбонатно-глинистом цементе. Алевролиты мелко-, крупнозернистые, песчаные, слюдистые, (глинистость увеличивается с глубиной), карбонатистые (с мелкими включениями сидеритизированных пород). Текстура слабо нефтенасыщенные, хорошо отсортированные.

Породы средней крепости, на глинистом цементе. Участками в песчаниках наблюдаются окатыши аргиллитов, частый тонкий рассеянный УРД. Отмечаются включения УРД и единичные фрагменты раковин моллюсков.

Породы-неколлекторы представлены алевролитами и аргиллитами. Алевролиты от светло-серых до темно-серых, сзмученной текстурой, неравномерно песчаные, глинистые, слабо карбонатные, с частыми линзовидными включениями аргиллитов.

Аргиллиты серые, темно-серые, плотные, алевролитовые. Встречаются мощные (до 4,0 м) слои, представленные тонким переслаиванием аргиллита темно-серого и алевролита светло-серого.

На рис. 1–3 показаны гистограммы и распределения значений K_p , $K_{пр}$, $K_{во}$ в пределах ачимовской толщи и в ее проницаемой части.

Коллекторы ачимовской толщи имеют низкие фильтрационно-емкостные свойства, представлены породами IV и V класса по классификации А.А. Ханина. Песчаники мелкозернистые, алевролитовые, слабо пелитистые, карбонатистые, сидеритизированные, средне отсортированные. Алевролиты крупнозернистые, песчаные, слабо карбонатистые, сидеритизированные. Значение проницаемости изменяется в пределах от $0,35$ до $44,63 \cdot 10^{-3}$ мкм², среднее значение составляет $4,9 \cdot 10^{-3}$ мкм². Значения K_p изменяются в пределах 8,43–21,5 %, в

среднем составляя 16,8 %. Остаточная водонасыщенность (водоудерживающая способность) коллекторов изменяется в пределах 29,56–83,13 %, среднее значение $K_{во}$ ($K_{вс}$) составляет 46,5 %.

По результатам гранулометрического анализа содержание песчаной фракции 30,1–67,6 % (48,5 %), алевритовой 29,3–62,4 % (42,23 %), пелитовой 2,3–10,8 % (3,19 %). Потери от HCl составили в среднем 8,6 %. Средний диаметр зерен равен 0,1–0,11 мм. Сортировка хорошая ($S_o=0,96-1,01$). По данным РСА содержание каолинита 72–82 %, хлорита 8–17 %, гидрослюда 8–10 %, смешаннослойных 1–2 %. Проницаемость пород-коллекторов IV класса изменяется в пределах 10,6–44,6 мД, пористость – 17,7–19,1 %, объемная плотность – 2,18–2,23 г/см³. По данным гранулометрического анализа содержание крупно-среднезернистой песчаной фракции изменяется в пределах 4,3–6,1 %, мелкозернистой – 57,5–61,4 %, алевритовой фракции – 26,4–30,8 %, пелитовой – 6,1–6,9 %. Потери от обработки HCl составляют 9,4–18,0 %. По данным рентгеноструктурного анализа глинистой составляющей содержание каолинита составляет 79–92 %, хлорита – 3–8 %, гидрослюда – 3–9 %, смешаннослойных – 2–4 %. Проницаемость пород-коллекторов V класса изменяется в пределах 1,01–9,23 мД, пористость – 13,5–18,7 %, объемная плотность – 2,21–2,32 г/см³. По данным гранулометрического анализа содержание крупно-среднезернистой песчаной фракции изменяется в пределах 0,0–5,0 %, мелкозернистой – 9,4–54,9 %, алевритовой фракции – 35,1–77,9 %, пелитовой – 0,0–12,0 %. Потери от обработки HCl составляют 9,4–22,4 %. По данным рентгеноструктурного анализа глинистой составляющей содержание каолинита составляет 79–92 %, хлорита – 3–8 %, смешаннослойных – 2–4 %.

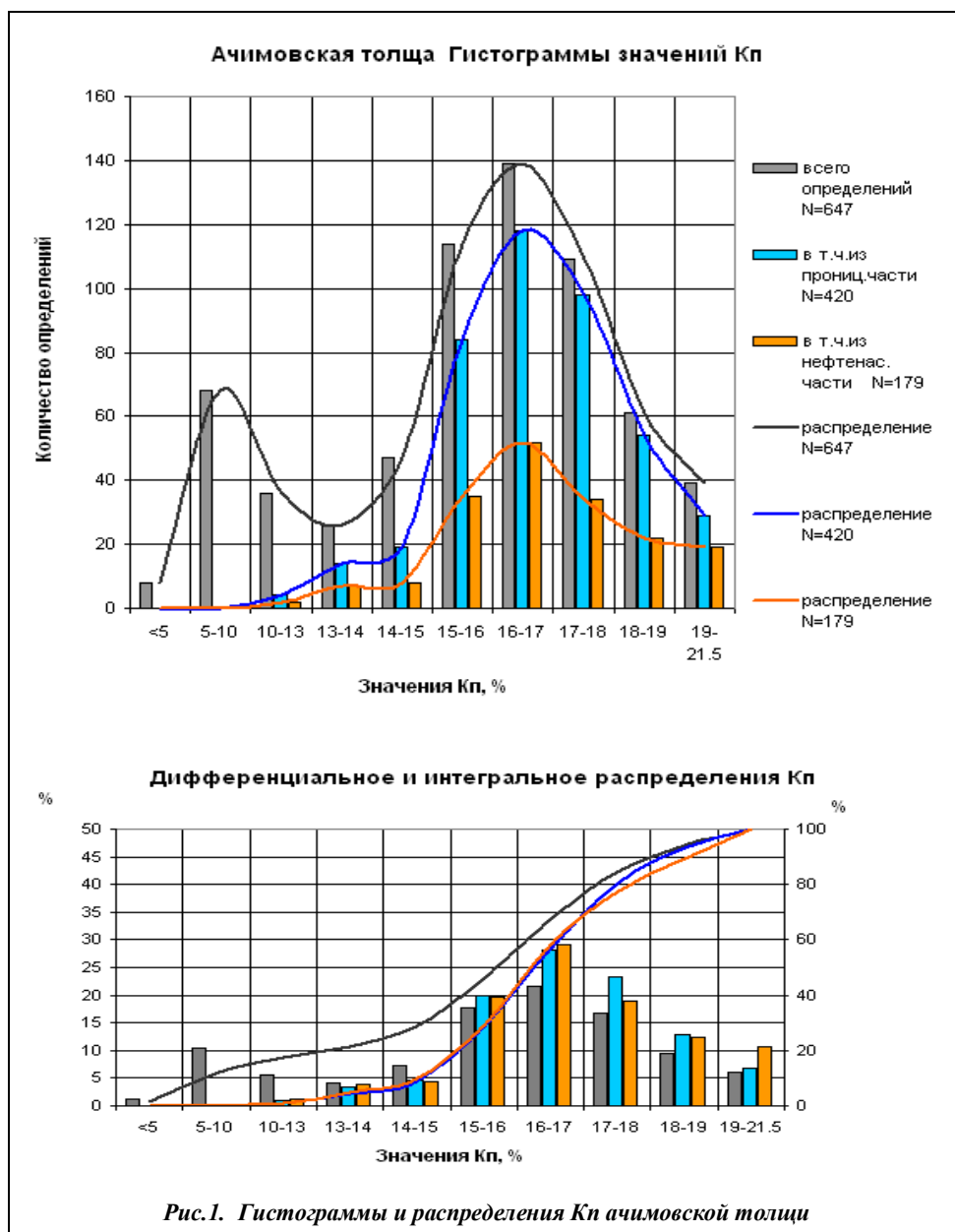
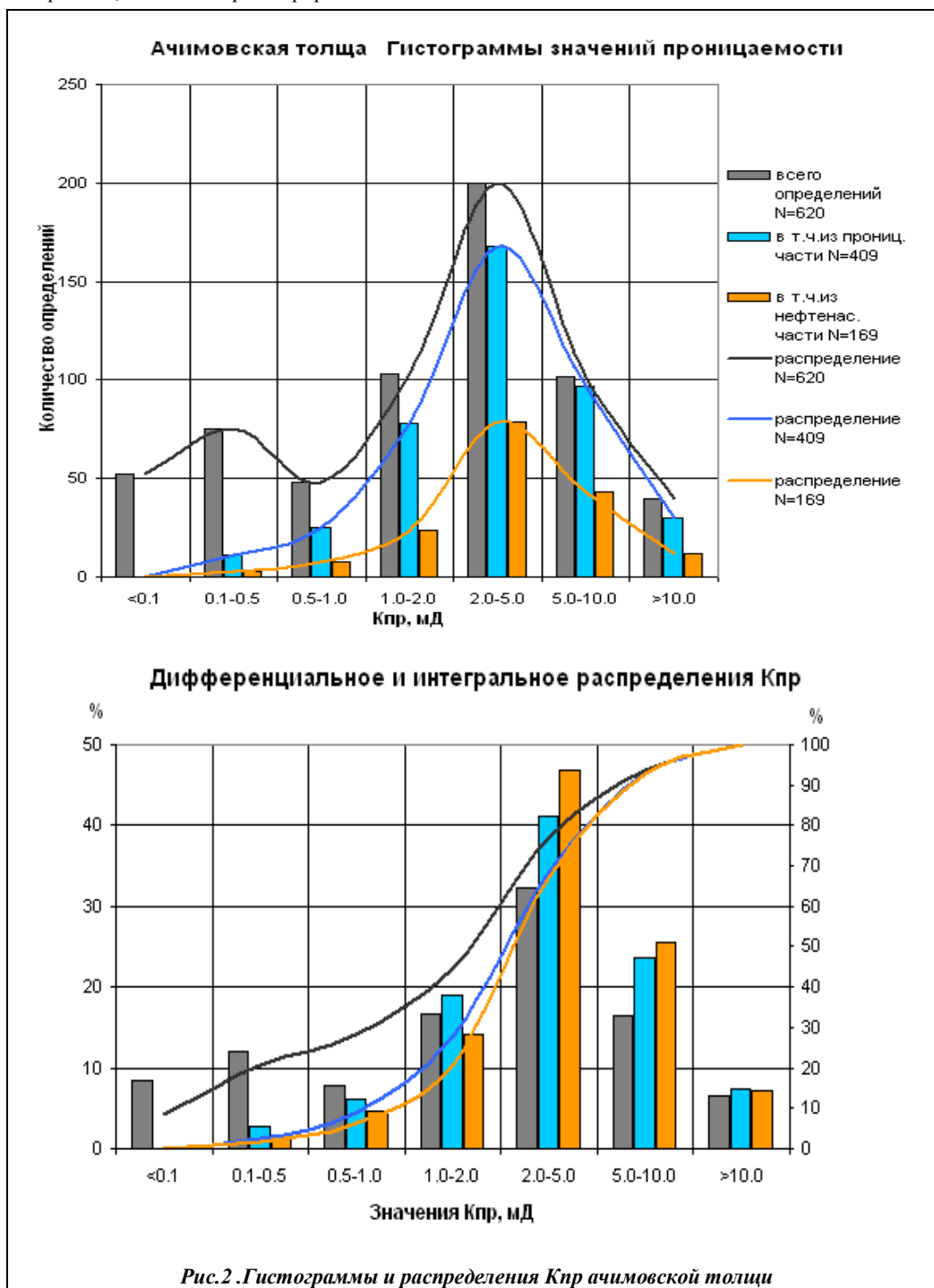


Рис.1. Гистограммы и распределения K_p ачимовской толщи

Шлифы выполнены только на образцах V класса коллекторов. В шлифах песчаники характеризуются алевропсаммитовой структурой, микрослоистой текстурой. Алевролиты имеют псаммоалевритовую структуру, микрослоистую текстуру. По вещественному составу породы относятся к группе граувакковых аркозов.

Содержание кварца 33–41 %, полевых шпатов – 43–58 %, обломков пород 4–20 %, слюды до 1 %. Кварц прозрачный и пылеватый, прямого погасания, регенерирован (4–12 %). Полевые шпаты пелитизированы и серицитизированы, единичные регенерированы.



Отмечаются процессы лейкоксенизации, сидеритизации. Сидерит пелитоморфный, развивается по глинистому цементу, выполняя роль цемента, распределен неравномерно в виде крупных удлиненных включений, участками формирует линзы и прерывистые прослои. Доля сидерита 4–15 %. Цемент кварцево-регенерационный, пленочно-поровый. Пленки прерывистые, по составу лейкоксеновые. Поровый цемент по составу глинисто-карбонатный. Глинистая составляющая цемента представлена каолинит-гидрослюдистым материалом, карбонатная – кальцитом и сидеритом. Карбонатный цемент корродирует некоторые обломки. Общая доля порового цемента в песчаниках 19–36 %, в алевролитах 28–41 %. В песчаниках открытые поры прямоугольной формы, участками сообщающиеся между собой, распределены неравномерно и составляют 7–13 % от площади шлифа. В алевролитах открытые поры изолированы, составляют от 4–5 до 10 % от площади шлифа. Отмечаются удлиненные обломки растительного детрита (от единичных до 5 %). В алевролитах

отмечается гелефикация, фюзенизация и пиритизация растительного детрита. Встречаются единичные включения циркона, турмалина, глауконита.

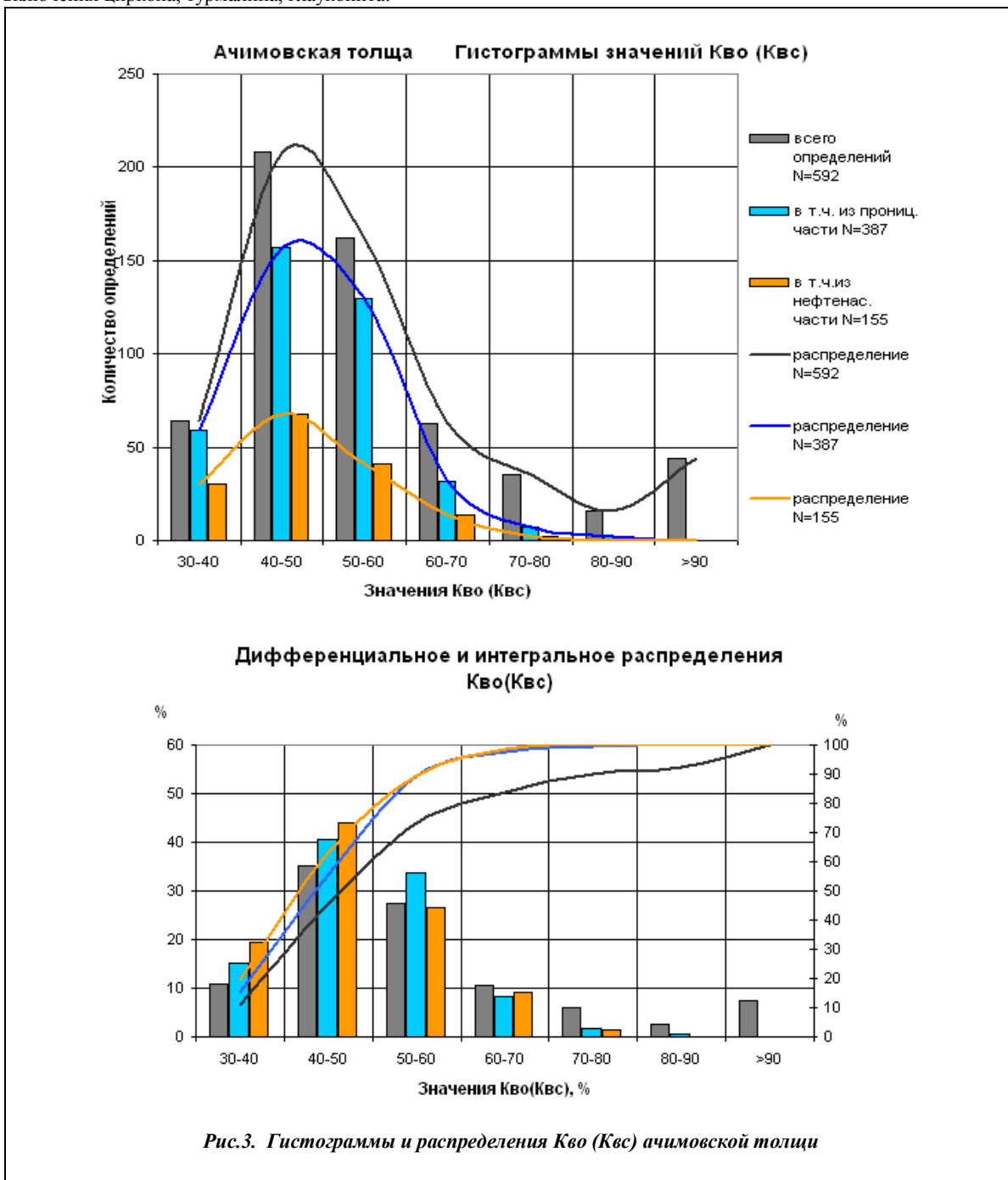


Рис.3. Гистограммы и распределения Кво (Квс) ачимовской толщи

Таким образом, можно сделать вывод, что породы-коллекторы ачимовской толщи, по результатам исследований керновых данных имеют низкие фильтрационно-емкостные свойства.

Литература

1. Ершов С.В., Казаненков В.А., Конторович А.Э. Структура и перспективы нефтегазоносности клиноформных отложений неокома Нижневартовского свода // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (третья научно-практическая конференция)/Под редакцией В.А Волкова. – Ханты-Мансийск, 2000.– С. 39–48.

ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ВАНАДИЛПОРФИРИНОВ НА ПРОЦЕССЫ АССОЦИИРОВАНИЯ В НЕФТЯХ

Е.Е. Барская, Ю.М. Ганеева

Научный руководитель ведущий научный сотрудник Т.Н. Юсупова
Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова КНЦ РАН, г. Казань, Россия

Решение теоретических и практических задач при добыче, транспорте и переработке нефтяных систем невозможно без изучения структурной организации нефтей и совершенствования методической и экспериментальной базы исследований в этом направлении. Исследованиями последних лет убедительно показано, что влияние структурно-механических свойств нефти на процесс вытеснения может перекрыть по своей значимости все остальные факторы. В связи с этим, выяснение факторов, определяющих дисперсное строение и реологические параметры нефтей – задача, представляющая большую важность и имеет непосредственное экономическое значение для процессов разработки нефтяных месторождений.

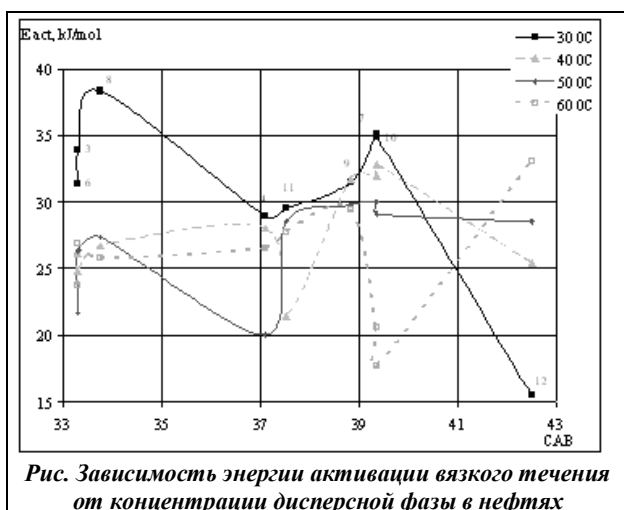
В нефтях с повышенным содержанием асфальтенов и смол металлопорфирины образуют с реакционноспособными соединениями устойчивые ассоциаты и надмолекулярные структуры. Ванадилпорфириновые комплексы играют значительную роль в поверхностной активности асфальтенов. Собственная активность последних невелика. По-видимому, ассоциация значительной части порфириновых комплексов с асфальтенами и является причиной того, что многие исследователи поверхностную активность нефти приписывали асфальтенам. Наличие жестко-структурных ассоциатов предопределяет повышенную вязкость и низкую фазовую проницаемость нефти при гетерофазной фильтрации.

В некоторых работах показано влияние концентрации ванадия на изменение физико-химических свойств нефтей. Карлсон с соавторами (Carlson, 1998) исследовали влияние различных геофизических, химических и физических параметров на плотность и вязкость тяжелых нефтей ($\rho=0,9718-1,0093 \text{ г/см}^3$; $\nu=400-23000 \text{ сСт}$). Показано, что для более вязких нефтей плотность и вязкость зависят от содержания серы и ванадия, а также от содержанием ванадия в асфальтенах. Сильное влияние на стабильность нефти оказывает тяжелая фракция асфальтенов, которая состоит из высококонденсированных ароматических структур (Tojima, 1998). Именно в этой фракции асфальтенов, как показано (Галимов, 1998), сконцентрированы ванадилпорфирины.

Однако влияние металлопорфиринов на дисперсное строение нефти и условия протекания фазовых переходов в них изучено недостаточно. Кроме того, выявление внутренней структуры путем применения большинства структурно-чувствительных методов, возможно лишь в жидкостях, находящихся в состоянии покоя. Реологические же измерения представляют возможность оценки структуры непосредственно в потоках жидких сред. Поэтому в данной работе метод вискозиметрии использовался не только для измерения макроскопических параметров потока, но и для выявления микроскопических особенностей молекулярной структуры нефтей. Исследование построено на сравнительном изучении реологического поведения нефтей из отложений карбона отличающихся концентрацией ванадилпорфиринов, а именно, нефтей Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения и нефтей с месторождений Мелекесской впадины (Нурлатского и Вишнево-Полянского).

С использованием комплекса физико-химических методов анализа: вискозиметрии, термического анализа, ИК и ЭПР спектроскопии, газожидкостной хроматографии – определены содержание ванадилпорфиринов в асфальтенах нефтях, структурно-групповой, углеводородный составы исследуемых нефтей, вязкости в температурном интервале 20–70° С, а также температуры фазовых переходов, энергии активации межмолекулярных взаимодействий и размеры ассоциатов в нефтях. С использованием аппарата статистического анализа выявлены взаимосвязи параметров состава нефтей и асфальтенов с параметрами дисперсного строения и структурно-механическими свойствами (структурная вязкость, энергия активации вязкого течения, предельное напряжение сдвига) нефтей.

Определены особенности формирования дисперсной фазы в нефтях из отложений карбона с низкой концентрацией ванадилпорфиринов (Абдрахмановская площадь Ромашкинского месторождения). Установлено, что увеличение



доли дисперсной фазы связано с увеличением содержания в нефти твердых парафинов при уменьшении содержания в нефти масел и увеличении содержания смол, т.е. в результате уменьшения растворяющей способности окружающей среды в этих нефтях происходит выделение в отдельную фазу высокомолекулярных парафинов. В отличие от высоковязких нефтей карбона с высоким содержанием ванадилпорфиринов (Мелекесская впадина) в нефтях Абдрахмановской площади вязкость в большей степени определяется

плотностью дисперсионной среды (бензины/масла), а не долей асфальтенового ядра сложной структурной единицы (асфальтены/САВ).

Сложные структурные единицы нефтей Абдрахмановской площади представлены смолисто-асфальтеновыми компонентами, с небольшой долей ядра и разветвленными рыхлыми сольватными оболочками.

Показано, что изменение энергии активации с увеличением содержания смолисто-асфальтеновых компонентов имеет сложный полиэкстремальный характер (рисунок). При повышении температуры происходит изменение характера этой зависимости, заключающееся в исчезновении или изменении положения на кривой точек экстремума. Исследование изменения характера кривых зависимости энергетических характеристик от параметров состава с температурой позволяет определить интервалы температур фазовых переходов, как показано (Туманян, 2000). Для нефтей Абдрахмановской площади нами определены температуры фазовых переходов и установлено, что с увеличением САВ от 33 до 39% температура фазового перехода увеличивается от 40 до 60° С. При исследовании кривых течения нефтей с высоким содержанием ванадилпорфиринов обнаружена особенность вязкого течения, заключающаяся в увеличении вязкости при напряжении сдвига $\tau=1000$ мПа, что не наблюдается для нефтей Абдрахмановской площади. Это может быть обусловлено либо вытянутой формой структурных образований, либо способностью частиц к слипанию и образованию агрегатов. Показано, что для нефтей с высоким содержанием ванадилпорфиринов в области «критических» температур (Евдокимов, 2002) при 33–40° С наблюдается фазовый переход, характеризующийся резким увеличением энергии активации (от 35 до 95 кДж/моль) и увеличением размеров частиц, иногда на 3–4 порядка, что приводит к повышению структурной вязкости при этой температуре (табл.).

Таблица

Реологические параметры нефтей с высоким содержанием ванадилпорфиринов до и после фазового перехода системы

№ скв.	t, °С	$\eta_{\text{неразр.}}$, мПа·с	$E_{\text{акт.}}$, кДж/моль	$\Gamma_{\text{разр.}}$, нМ
3187	30	303,3	41,64	284,4
	33	392,7	51,44	497,3
3186	30	221,8	27,41	23,3
	33	320,7	74,90	929,0
3469	32	280,0	34,89	83,2
	35	392,7	50,49	599,2
3471	33	214,5	25,58	18,3
	36	512,7	97,44	1223,2
4602	35	301,8	21,91	5,0
	38	392,7	53,90	787,4
3502	36	290,9	42,68	328,4
	40	545,4	63,84	1217,8

Нами показано, что процессы ассоциатообразования в нефтях отложений карбона обусловлены концентрацией ванадилпорфиринов и характерны для нефтей месторождений, прилегающих к Мелекесской впадине. Увеличение температуры для нефтей с низким содержанием ванадилпорфиринов приводит к разрушению ассоциатов дисперсной фазы за счет десорбции молекул смол с поверхности асфальтенов. В результате чего происходит уменьшение размеров структурных единиц дисперсной фазы с увеличением в них доли ядра и уменьшением сольватной оболочки. Для нефтей с высоким содержанием ванадилпорфиринов незначительное увеличение температуры усиливает структурно-механические свойства, по-видимому, за счет обменных взаимодействий между радикалами ванадилпорфириновых структур, которые вносят решающий вклад в энергию межмолекулярных взаимодействий в асфальтеновом ядре дисперсной фазы нефтяных систем (Унгер, 1995).

Таким образом, при эксплуатации месторождений, а также при транспортировке и хранении нефтей с высоким содержанием ванадилпорфиринов в летнее климатическое время необходимо учитывать тот факт, что при повышении температуры до 33–40° С возможно увеличение вязкости нефти в результате ассоциатообразования. Кроме того, фазовый переход системы из свободно-дисперсного в связанно-дисперсное состояние может сопровождаться изменением устойчивости нефти к расслоению, что может привести к выпадению асфальто-смолистых веществ как на поверхности трубопроводов, так и в поровом пространстве.

Литература

1. Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю. Влияние асфальтенов на термические свойства нефтяных и битумных эмульсий // Химия и технология топлив и масел, 2002. – № 6. – С. 26–29.
2. Галимов Р.А. Ванадий- и никельсодержащие компоненты тяжелых нефтей и природных битумов: Автореферат. Дис. ... докт. хим. наук. – Казань, 1998. – 44 с.
3. Туманян Б.П. Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем.–М.: Техника, 2000. – 336 с.
4. Унгер Ф.Г., Андреева Л.Н. Фундаментальные аспекты химии нефти. Природа смол и асфальтенов. – Новосибирск: Наука, 1995. – 192 с.

- Carlson R.M.K., Pena M.M., Boduszynski M.M. et al. Geochemical-viscosity correlations among heavy crude oils of the San Joaquin Valley, California // Proceed. 7th Unitar Intern. Conf. on heavy crude and tar sands. – Beijing, China, 1998. – Т. 2. – P. 1879–1902.
- Tojima M., Suhara S., Imamura M., Furuta A. Effect of heavy asphaltene on stability of residual oil // Catalysis Today. – 1998. – Vol. 43. – P. 347–351.

ОСОБЕННОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ АНАЛИЗА ГАЗА СТАНЦИЕЙ «СИРИУС-2» ПРИ БУРЕНИИ ЛЕГКИМИ БУРИЛЬНЫМИ ТРУБАМИ

Е.А. Гладков¹, Е.Е. Гладкова²

¹Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

²Томский государственный университет, г.Томск, Россия

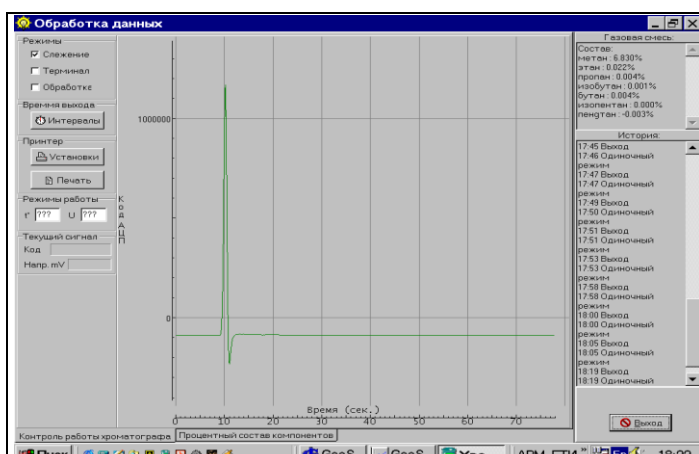


Рис.1. Газ из бурового раствора

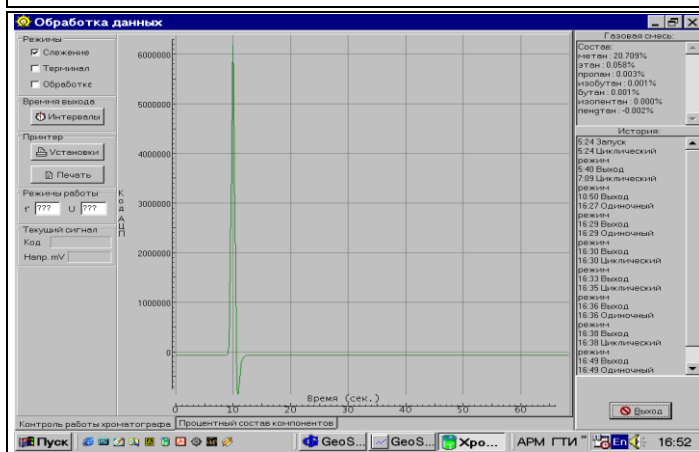


Рис.2. Искусственно полученный водород

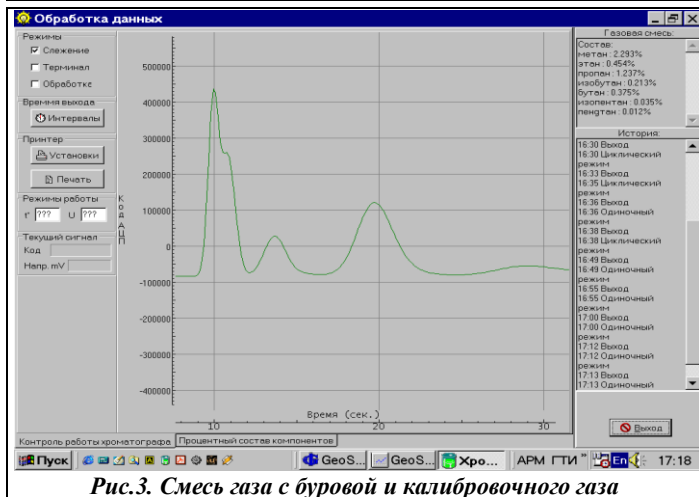


Рис.3. Смесь газа с буровой и калибровочного газа

При бурении как разведочных, так и эксплуатационных скважин производится геолого-технологический контроль. Анализ газа при этом, особенно при проходке разведочных скважин, является одним из главных моментов, так как особенности насыщения флюидами бурового раствора и их своевременный анализ, позволяют оперативно оценивать коллекторские свойства пласта и характер его насыщения.

Но при бурении трубами ЛБТ возникает проблема о которой, к сожалению, забыли разработчики газоаналитической аппаратуры станции «Сириус-2». В результате реакции алюминиевого инструмента с буровым раствором, который имеет температуру более 30⁰ С (что необходимо проверить более полно в лабораторных условиях) появляется так называемый техногенный водород (рис.1). Техногенный водород на ХПМ, практически невозможно отделить от С1 (метана), ориентируясь на установки разработчиков газоаналитической аппаратуры, что приводит к явному искажению анализа газопоказаний.

Относительные и абсолютные газопоказания получают искаженными и соответственно интерпретация газа в данном случае является неадекватной реальным показаниям.

30 ноября 2002 года на Меритояхинской площади, куст 9, скв. 674, был проведен эксперимент, который подтвердил вышеуказанные наблюдения. Так на рис.1, при прохождении участка скважины сложенного аргиллитами мы наблюдаем «метан», который на самом деле является техногенным водородом. Это подтверждается рис.2, где был введен искусственно полученный на станции водород. В целом для техногенного водорода характерен пик на десятой секунде, в то время как пик выхода метана приходится на одиннадцатую секунду, что очень хорошо заметно на рис.3. В данном случае мы смешали калибровочный газ и газ идущий с буровой.

Данные исследования несомненно будут продолжены, так как при бурении алюминиевым инструментом начинается его реакция с буровым раствором, что приводит к появлению техногенного водорода.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИСТЕМНОГО ПОДХОДА ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ОПЕРАЦИЙ ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ СКВАЖИН. ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ РЕШЕНИЯ

Д.Е. Голубков

Научный руководитель доцент А.В. Ежова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основные способы для прироста добычи нефти можно условно разделить на две основные группы: ввод новых скважин, а также повышение эффективности работы существующего фонда скважин. Выбор скважин-кандидатов и планирование работ по интенсификации является комплексной и довольно сложной задачей.

На первой стадии необходимо определить потенциал скважины. Это возможно, если имеются данные по параметрам работы скважины и физико-химические свойства нефти. Основным законом описывающим приток нефти к скважине в продуктивном пласте является закон Дарси. Для радикального притока в псевдоустановившемся режиме имеет следующий вид:

$$Q = \frac{kh \cdot (P_{res} - P_{bh})}{18,41 \cdot B_o \cdot \mu \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right)},$$

где Q – дебит скважины, $M^3/сут$; k – проницаемость пласта, мДарси; h – мощность пласта, м; P_{res} – пластовое давление, атм; P_{bh} – забойное, атм; B_o – объемный коэффициент нефти, M^3/M^3 ; μ – вязкость жидкости, спз; r_e – радиус внешнего контура питания, м; r_w – радиус скважины, м; S – безразмерный скин-фактор;

Коэффициент продуктивности определяется следующим образом,

$$PI = \frac{Q}{(P_{res} - P_{bh})} = \frac{kh}{18,41 \cdot B_o \cdot \mu \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right)},$$

где PI – коэффициент продуктивности скважины, $M^3/сут/атм$.

Дебит скважины в процессе работы замеряется напрямую. Определение текущего пластового давления непростая задача, связанная с некоторыми неопределенностями. Текущее пластовое давление определяется либо по результатам гидродинамического моделирования, либо по результатам гидродинамических исследований.

Еще одним источником неопределенности является забойное давление. Для определения величины забойного давления существует несколько способов. Возможно использование датчиков давления на приеме ЭЦН. Однако наиболее простая и доступная методика – это пересчет забойного давления на основе замеров динамического уровня на скважине, работающей в псевдоустановившемся режиме.

$$P_{bh} = P_{an} + \left\{ \rho_o \cdot 101/g \cdot (H_{pump} - H_{fl}) + \rho_m \cdot 101/g \cdot (H_{perf} - H_{pump}) \right\},$$

где P_{bh} – забойное давление, атм; P_{an} – затрубное давление, атм; ρ_o – плотность нефти $г/см^3$; ρ_m – плотность жидкости $г/см^3$; H_{fl} – глубина динамического уровня, м; H_{perf} – глубина интервала перфорации, м; H_{pump} – глубина подвески ЭЦН, м;

После того как определен потенциал, встает вопрос о том, как извлечь нефть из скважины. То есть необходимо провести расчет механизированной добычи. В большинстве своем скважины после интенсификации эксплуатируются ЭЦН. Один нюанс при подборе ЭЦН заключается в том, что в основной массе установки имеют стандартные комплектации, то есть они состоят из нескольких секций, каждая из которых состоит из определенного числа ступеней. В таких условиях не всегда удается найти ЭЦН состоящий из точно необходимого числа ступеней. В этом случае необходимо использование частотных преобразователей.

На производстве процесс первичного выбора кандидатов и расчет подземного оборудования – это частично автоматизированный процесс. Расчет подземного оборудования осуществляется с помощью современного программного обеспечения – программы Sub Pump, Well Flow и другие.

Однако расчет производительности скважин – это только первый этап при подборе кандидатов для интенсификации. Вторым этапом является проведение гидродинамического моделирования для выявления

поведения пласта после проведения мероприятия. Основные моменты, на которое обращается внимание, это влияние на накопленную добычу, поведение пластового давления, динамика изменения обводненности.

На следующем этапе необходимо оценить возможность проведения интенсификации с точки зрения соответствия наземной инфраструктуры, в частности пропускной способности трубопроводов. Для этого на основании данных расчета подземного оборудования и гидродинамического моделирования рассчитывается насколько увеличиться добыча жидкости с месторождения в целом. После этого делается расчет пропускной способности трубопроводов. На основании сопоставления данных делается анализ по возможности проведения мероприятия, а также при необходимости разрабатываются мероприятия по оптимизации наземной инфраструктуры.

После прохождения указанных этапов скважина признается кандидатом на проведение интенсификации. Конечным этапом является отслеживание параметров работы скважины после интенсификации. Отслеживается фактическое достижение запланированного прироста дебитов нефти. В случае не достижения запланированного прироста проводится анализ причин и по результатам предлагаются мероприятия по оптимизации скважин. В качестве основных причин не достижения запланированных приростов можно выделить следующие:

- кальматация призабойной зоны скважины в результате подземного ремонта. Кальматация приводит к появлению положительного скин-фактора и, соответственно, к снижению коэффициента продуктивности. В качестве решения данной проблемы возможно проведения реперфорации продуктивного интервала, либо проведение кислотных обработок призабойной зоны скважины.
- ЭЦН не обеспечивает номинальных параметров работы, заявленных в технических характеристиках. В этом случае проверяется правильность монтажа электрической части ЭЦН.
- некорректные входные данные, приводящие к ошибкам а расчетах, и как следствие завышению потенциалов скважин.

ИНДИКАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОТОКОВ ЗАКАЧИВАЕМЫХ ВОД НА СЕВЕРО-ВАХСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК

Д.Е. Голубков

Научный руководитель доцент А.В. Ежова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В данной работе представлен метод по контролю за разработкой нефтяных залежей, основанный на комплексном использовании данных о перемещении в пласте меченых жидкостей. Преимущество индикаторного способа, по сравнению с аналогами (методы гидропрослушивания, геофизические, гидрохимические и др.), заключается в том, что он является наглядным методом, позволяющим получить ряд параметров, характеризующих коллекторские свойства залежи непосредственно в пластовых условиях межскважинной области нефтяного коллектора. Применение способа не требует остановки нагнетательных и добывающих скважин, связанных с потерей добычи нефти.

При выборе методов и технологий, применяемых в процессе разработки нефтяных месторождений, имеет полнота и точность информации о гидродинамической обстановке, строении и свойствах продуктивных горизонтов. Недостаточный или неполный объем этой информации – одна из основных причин неправильного обоснования принимаемых решений при проектировании технологических процессов, выбора тех или иных технологий, применения геолого-технических мероприятий и, как следствие этого неудач при их практическом применении (Ибрагимов и др., 1998)

Вещества, используемые в качестве индикаторов в процессе исследований, являются безопасными, не токсичными и не абсорбируются в поровом пространстве коллектора. В качестве индикатора для приготовления меченой жидкости использовали флуоресцеин и тринатрийфосфат. Указанные индикаторы не нарушают геохимического равновесия пластовых и не ухудшают нефтевытесняющих свойств нагнетаемых вод.

Для выбора методов воздействия на пласт участка с целью повышения нефтеотдачи пласта была проанализирована успешность применяемых методов, таких как ОПЗ (обработка призабойной зоны), изоляционных работ, выравнивание профиля приемистости, выравнивание фронта вытеснения и гидродинамических методов уже внедренных на месторождениях с близкими значениями параметров Вахского месторождения. В статистике рассматривались: по ОПЗ 1500 скважино-операций, по изоляционным работам 250 операций, по выравниванию профиля приемистости, по потокоотклоняющим технологиям и по гидродинамическим методам 400 скважино-операций (Соколовский, 1987).

Таблица 1

Эффективность методов воздействия на продуктивный пласт

Проницаемость коллектора, обводненность продукции	Дополнительная добыча на одну скважино-операцию, тыс. тонн				
	ОПЗ	изоляция	Профиль приемистости	Потокоотклоняющие технологии	Гидродинамические методы

Обводненность < 70%, Проницаемость > 0,05 мкм ²	1,08	0,62	1,90	0,62	0,98
Обводненность > 70%, Проницаемость > 0,05 мкм ²	0,62	0,72	1,20	1,23	0,48
Проницаемость < 0,05 мкм ²	0,45	0,40	1,10	1,18	0,60

Как видно из таблицы гидродинамические методы с увеличением обводненности продукции теряют свою эффективность практически в два раза, а методы по выравниванию фронта вытеснения нефти водой увеличивают свою эффективность в два раза. Существенно уменьшается эффективность ОПЗ с применением химических реагентов (уменьшение в 1,7 раза).

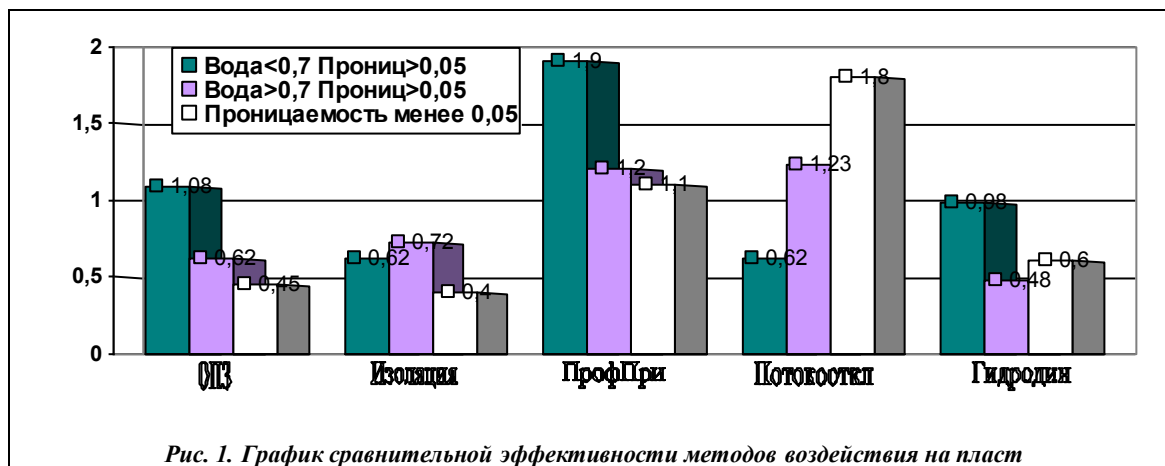


Рис. 1. График сравнительной эффективности методов воздействия на пласт

Наиболее эффективно показали себя потокоотклоняющие технологии в коллекторах с низкой проницаемостью и высокой обводненностью.

В процессе выбора вида воздействия на пласт необходимо учитывать особенности текущей фильтрационной обстановки участков.

В связи с тем, что выработка участков происходит, как правило, не равномерно, обводненность продукции по добывающим скважинам распределяется тоже неравномерно. Кроме того, проницаемость коллектора в пределах участка имеет разные значения. Поэтому в процессе выбора геолого-технических мероприятий для применения того или иного вида воздействия на пласт необходимо учитывать не только текущее состояние участков, но и параметры коллектора и фильтрацию флюидов.

В пласты Ю₁¹ и Ю₁²⁺³ через нагнетательную скважину № 1059 Северо-Вахского месторождения закачали 6 м³ водного раствора индикатора флуоресцеина натрия с исходной концентрацией 1,6 г/л. В скважину № 1221 закачали 6 м³ водного раствора нитроаммофосфата с исходной концентрацией 25 г/л.

Значение приемистости нагнетательных скважин в процессе закачки индикаторов составляло:

№ нагн. скв.	Объект перфорации	Приемистость, м ³ /сут	Давление нагнетания, МПа	Индикатор
1059	Ю ₁ ¹ , Ю ₁ ²⁺³	164	15,5	Флуоресцеин
1221	Ю ₁ ²⁺³ , Ю ₂ ²	314	10,0	Нитроаммофосфат

В результате проведенных лабораторно-химических анализов по факту наличия и определения концентрации индикатора в продукции скважин было установлено, наличие гидродинамической связи между исследуемыми нагнетательными и добывающими скважинами с перфорацией на следующие объекты:

Объект Ю₁²⁺³: 1014, 1038, 1050, 2073, и 1230

Объекты Ю₁¹ и Ю₁²⁺³: 1025, 1032, 1213, 1058, 1060, 1247, 2012, 1048

Объекты Ю₁²⁺³ и Ю₂²: 1213, 2030, 2035, 2076

Объект Ю₂²: 1022, 1021

Объект Ю₂¹: 1031

Время появления первых порций индикатора варьируется:

в районе нагнетательной скв. № 1221 в пределах от 8 до 55 суток.

в районе нагнетательной скв. № 1059 в пределах от 15 до 27 суток.

Видно, что фильтрация в районе нагнетательной скважины № 1221 является более интенсивной. Подтверждением является максимальные значения скоростей в пропластках, порядка 47,3...102,19 м/сут. Следовательно, в районе нагнетательной скважины будет со временем наблюдаться увеличение обводненности продукции добывающих скважин. Значения средних скоростей перемещения индикатора по трассам коллектора характеризует перемещение извлеченной на поверхность массы индикатора по всем пропласткам или фильтрационным каналам. Она показывает достоверную степень активности гидродинамической связи между скважинами. Средние скорости перемещения индикатора на опытном участке в районе нагнетательных скважин 1221, 1059, изменяются в пределах: от 8 до 50,58, от 11,89 до 35,46 м/сут, соответственно.

Таблица 2

Текущие параметры пласта Ю₁²⁺³, Ю₁¹ в районе нагнетательной скважины 1059 по результатам индикаторных исследований

Установленная гидродинамическая связь с добывающими скважинами	Время прихода 1-ой порции индикатора, сут	Скорость перемещения индикатора, м/сут		Максимальная концентрация индикатора, мг/л	Масса извлеченного индикатора, %	Объем каналов фильтрации, м ³	Относительный объем каналов фильтрации, %	Коэффициент проницаемости по воде, мкм ²
		max	ср					
1059								
Пласт Ю₁¹, Ю₁²⁺³								
1058	21	28,33	17,9	0,51	69,99	277,80	72,69	0,1608
1060	25	23,90	23,9	0,11	0,18	0,38	0,56	0,2041
1247	25	16,70	11,8	0,20	4,99	23,08	6,04	0,1122
2012	15	45,17		0,50	11,95	40,83	10,68	0,2176
Пласт Ю₁²⁺³								
1050	25	24,10	19,0	0,63	10,53	34,87	9,12	0,1895
1230	27	35,46	35,4	0,09	2,35	5,20	1,36	0,2686
Итого:						382,16		

Текущие параметры пластов Ю₂², Ю₁²⁺³, в районе нагнетательной скважины 1221 по результатам индикаторных исследований

Установленная гидродинамическая связь с добывающими скважинами	Время прихода 1-ой порции индикатора, сут	Скорость перемещения индикатора, м/сут		Максимальная концентрация индикатора, мг/л	Масса извлеченного индикатора, %	Объем каналов фильтрации, м ³	Относительный объем каналов фильтрации, %	Коэффициент проницаемости по воде, мкм ²
		max	ср					
1221								
Пласт Ю₁²⁺³								
1038	37	26,2	20,7	1,75	3,56	3,85	3,91	0,1861
1050	25	50,7	30,0	4,59	12,12	14,31	14,53	0,2490
2073	55	–	12,2	0,24	0,18	0,20	0,20	0,1205
Пласт Ю₁¹, Ю₁²⁺³								
1032	31	31,5	21,7	3,16	11,95	13,19	13,39	0,1985
1048	11	87,9	41,5	2,17	8,65	6,69	6,79	0,3542
2012	19	55,6	41,5	0,96	9,68	9,68	5,60	0,3582

Пласт Ю ₁ ²⁺³ , Ю ₂ ²								
1213	8	102	50,5	4,17	43,95	47,46	48,19	0,3921
Пласт Ю ₂ ¹								
1031	10	10	8,55	0,86	1,65	1,83	1,86	0,0872
Пласт Ю ₂ ²								
1022	19	49,0	33,5	1,66	7,53	4,90	4,97	0,2612
2030	27	47,3	35,4	1,65	0,73	0,56	0,56	0,2633
Итого:						98,49		

Результаты индикаторных исследований, анализ геолого-физического строения и текущего состояния разработки участков Северо-Вахского месторождения показывает, что обводнение продукции добывающего фонда скважин происходит по высокопроницаемым фильтрационным каналам. Образование высокопроизводительных фильтрационных каналов, между исследуемыми нагнетательными и добывающими скважинами, происходит в коллекторе с низкими фильтрационно-емкостными свойствами в условиях относительно большого перепада давлений между забоями. В связи с тем, что большинство фильтрационных каналов имеют небольшую площадь сечения, по которому происходит перемещения большого объемов жидкости, охват вытеснения нефти уменьшается многократно. По характеру перемещения меченой индикатором воды (высокие значения максимальной и средней скоростей фильтрации) можно предположить наличие фильтрационных каналов «трещинообразного» вида.

По результатам индикаторных исследований установлено, что проницаемость фильтрационных каналов воды многократно превышает проницаемость коллектора, существовавшую до начала разработки. Необходимо отметить, что в большинстве случаев образование высокопроницаемых каналов происходит в направлении тех добывающих скважин, в районе которых начальная проницаемость выше.

Индикаторные исследования показали, что наиболее интенсивно гидродинамическое взаимодействие осуществляется через пласт Ю₁²⁺³. А это значит, что выработка пласта Ю₁²⁺³ происходит намного быстрее, чем пластов Ю₁¹ и Ю₂². Из этого можно сделать предположение, что в процессе одновременной разработки трех пластов одновременно происходит «шунтирование» менее развитых пластов Ю₁¹ и Ю₂². То есть основная масса воды, закачиваемой в нагнетательные скважины, перемещается по пласту Ю₁²⁺³, в ущерб для объектов Ю₁¹ и Ю₂².

В связи с низкой эффективностью нефтевытесняющего воздействия нагнетательных скважин на добывающие скважины, предлагается оптимизировать гидродинамическую обстановку исследованных участков за счет устранения условий, благоприятствующих возникновению высокопроизводительных фильтрационных каналов.

В процессе внутриконтурного заводнения на характер продвижения воды существенно оказывают влияние два основных параметра: соотношение значений вязкости пластовых флюидов и проницаемость коллектора. Если значения вязкости нефти и воды в пластовых условиях соизмеримы, то происходит «поршневое» вытеснение нефти водой. Охват заводнением в таких случаях происходит по наибольшему объему коллектора с высокой полнотой вытеснения нефти. В условиях, когда вязкость нефти отличается от вязкости воды в несколько раз, а коллектор представлен пропластками с разными значениями проницаемости, происходит опережающее обводнение одних пропластков или интервалов и отставание других.

Таблица 3

Вязкость пластовых флюидов продуктивных пластов Северо-Вахского месторождения.

Пласт	Вязкость, МПа·с		Соотношение вязкостей
	нефти	воды	
Ю ₁ ¹	1,21	0,36	3,36
Ю ₁ ²⁺³	1,11	0,36	3,08
Ю ₂ ²	0,83	0,36	2,3

Анализ данных показал, что при отношении значений вязкостей нефти и воды более 3...3,3 происходит увеличение объемов водонасыщенной части коллектора и объемов фильтрационных каналов. Это объясняется тем, что при увеличении разницы между значениями вязкости воды и нефти фронт вытеснения прорывается вперед по относительно высокопроницаемым прослоям или интервалам.

С целью оптимизации гидродинамической обстановки участков на которых проводились индикаторные исследования необходимо провести следующие мероприятия:

По Северо-Вахской площади, пласты Ю₁¹ и Ю₁²⁺³

- устранение незапланированного гидродинамического взаимодействия продуктивных горизонтов Ю₁¹, Ю₁²⁺³ и Ю₂² в районе нагнетательной скважины 1077бис (перфорация Ю₁¹);
- выравнивание фронта вытеснения на участке нагнетательной скважины № 1059 (Ю₁¹ и Ю₁²⁺³) за счет устранения (тампонирования) опережающего заводнения в направлении добывающей скважины № 1058 (69,99 % массы индикатора) и на участке нагнетательной скважины № 1208 в направлении добывающей скважины № 2035 (61,25 % массы индикатора);

- выравнивание профиля приемистости нагнетательной скважины № 1208 (перфорация Ю₁²⁺³ и Ю₂²);
- ОПЗ с целью охвата не дренируемых интервалов перфорированной мощности пласта Ю₂² в интервале 2593,7 – 2619,8 метров нагнетательной скважины 1208 (перфорация Ю₁²⁺³ и Ю₂²), так как перфорированные интервалы пласта Ю₂² закачиваемую воду не принимают;
- ликвидация заколонных перетоков в интервале 2507,7–2517,4 метров нагнетательной скважины № 1221(перфорация Ю₁²⁺³ и Ю₂²);
- проведение работ по очистке нижних отверстий перфорации и восстановления зумпфа нагнетательной скважины № 1059 (Ю₁¹, Ю₁²⁺³) в интервале 2430– 2434,6 метров;
- проведение комплекса промыслово-геофизических исследований с целью снятия профиля приемистости на скважине № 1221.

Литература

1. Ибрагимов Г.З., Хисамутдинов Н.И., Телин А.Г., Потапов А.Н. Разработка нефтяных месторождений. – М.:Недра, 1998 – 312 с.
2. Соколовский Э.В. Теория и практика применения индикаторных методов исследования для решения нефтепромысловых задач. – Грозный, 1987. – 75 с.

ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ НАКЛОННОГО ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКА НА ПРИМЕРЕ КРАПИВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.В. Голященко

Научный руководитель доцент А. В. Ежова
Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В большинстве случаев при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ основополагающей является теория гравитационно-антиклинального нефтегазоаккумуляции, согласно которой нефть аккумулируется в наиболее приподнятых участках, под действием силы гравитации. Так как нефть легче воды, то она всплывает на ее поверхность. По этой же теории водонефтяной контакт представляет собой горизонтальную поверхность.

К настоящему времени накоплен большой фактический материал, который идет вразрез с гравитационно-антиклинальной теорией. Выделим основные несоответствия фактических данных и теории:

- При наличии всех необходимых компонентов для формирования залежи (коллектор, крышка, структура и нефтематеринская порода), мы иногда получаем приток воды из таких структур. Причем многочисленные исследования генерационного потенциала нефтематеринских пород (баженовская, тогурская свиты и палеозой) указывают на то, что открытые запасы нефти значительно меньше сгенерированной нефти.
- В настоящее время практически нет месторождений, где при достаточно высокой плотности скважин доказан горизонтальный ВНК;
- Нередко внутри чисто нефтяного поля получают притоки пластовой воды без признаков нефтенасыщения, то есть вода находится гипсометрически выше нефти;

Для ответа на поставленные вопросы и выработки новой методики ГРП была проанализирована северо-западная залежь пласта Ю₁³ Крапивинского месторождения нефти, с точки зрения теории капиллярности нефтегазоаккумуляции. Залежь является капиллярно-экранированной с наклонным ВНК (перепад отметок более 30 м).

Если взять в расчет наличие капиллярных сил (данные силы не учитываются в гравитационно-антиклинальной теории) в породах-коллекторах, то форму залежи нефти и водонефтяной контакт можно принять как баланс гравитационных и капиллярных сил. Изучению капиллярных сил и их роли в процессе формирования залежей посвящено много публикаций и исследований. Полученные результаты можно разделить на две группы: одни исследователи пришли к выводу, что гравитационных сил не достаточно для преодоления капиллярных и процесс формирования залежи контролируется иными силами; другие же исследователи выработали методику для расчета положения ВНК над уровнем свободной воды по данным капиллярометрии. (Большаков, 1995)

Метод основан на пересчете капиллярного давления в высоту над уровнем свободной воды. Зная К_н критическое и пересчитав полученные результаты к пластовым условиям, мы можем по капиллярным кривым определить высоту ВНК над уровнем свободной воды. Автор статьи убежден, что в данной методике упущен один принципиальный момент. В ней никак не учитывается угол падения пласта.

Для наглядности возьмем реальные данные и сравним их.

К_н критическое = 50%, К_{пр} = 19,5 мД, Р_к = 0,068 МПа, Δр = 250 кг/м³, Φ = 86⁰.

При умножении скалярных величин Н=27,7 м, а при векторном умножении Н=318,5 м. Данное значение является не реальным, отсюда следует, что гравитационных сил недостаточно для преодоления капиллярных барьеров.

- Если данные предположения верны, то процесс формирования залежи можно представить в следующей последовательности:
после первичной миграции из нефтематеринской породы в коллектор, нефть рассеяна на значительной территории и отсутствуют залежи, представляющие промышленный интерес.

- в истории геологического развития происходит какое-либо аномальное явление, которое приводит в подвижность пластовые флюиды, и происходит формирование залежей по принципу гравитационно-антиклинальной теории с горизонтальными ВНК.
- в дальнейшем нефть теряет свою подвижность и все изменения структурного плана залежи изменяют и плоскость ВНК.

Определив время, в которое происходило формирование залежи, и построив палеоструктурную карту на это время мы сможем выделить залежи по принципам гравитационно-антиклинальной теории, которые в современном структурном плане не выделяются.

Остается ответить на один вопрос: как определить время формирования ловушки? Для этого обратимся к фациальному анализу верхнемеловых-палеоген-четвертичных отложений. К сожалению, в верхних частях разреза скважины, как правило, отсутствует полный комплекс каротажных исследований, но почти везде выполнен радиоактивный каротаж. Кривая гамма-каротажа позволяет выделить в верхней части разреза несколько трансгрессивных и регрессивных циклов.

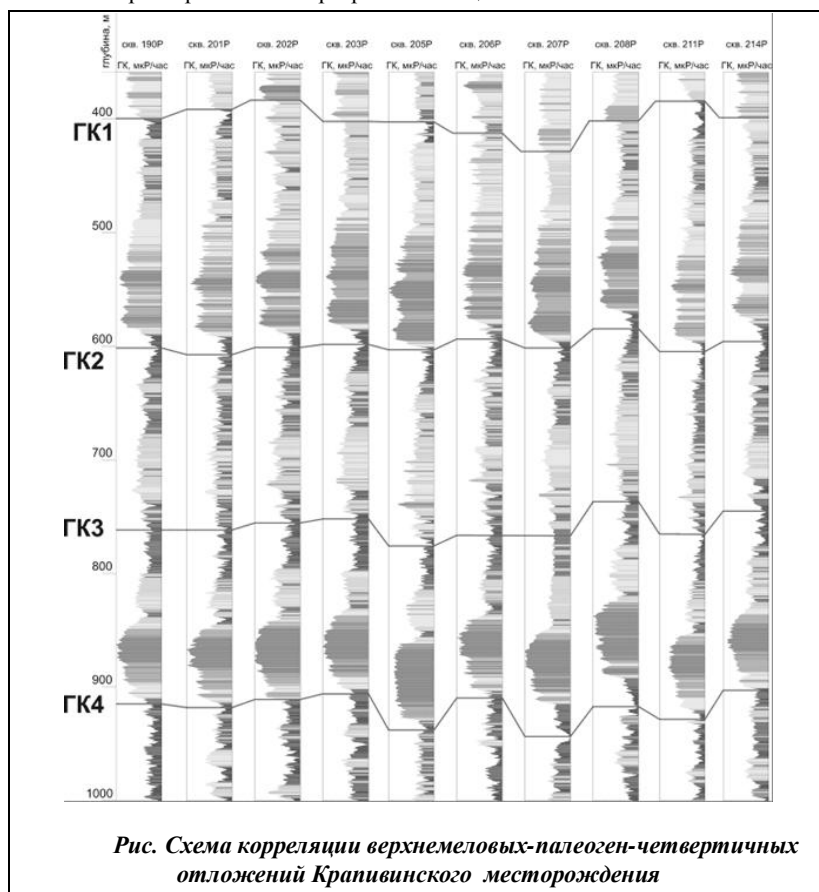


Рис. Схема корреляции верхнемеловых-палеоген-четвертичных отложений Крапивинского месторождения

Для проверки выдвинутой гипотезы была проведена корреляция верхней части разреза всех разведочных скважин с выделением разнонаправленных циклов. Далее для построения палеоразрезов и палеокарт была выбрана самая верхняя граница смены направления движения моря (рис.). В результате, на построенных палеоразрезах перепад отметок ВНК составил чуть больше метра, что, безусловно, можно принять как горизонтальный контакт. По этой же границе можно построить палеокарту, по которой можно определить контур нефтеносности.

Почему же все-таки постановка глубокого бурения на антиклинальные структуры иногда дает положительный результат. Ответ достаточно очевиден и может служить критерием для поиска залежей с наклонным ВНК. Для крупных и высокоамплитудных залежей рельеф по основным отражающим горизонтам, как правило, является

унаследованным. Это говорит о том, что все тектонические перестройки, произошедшие после формирования залежи, не оказали значительного влияния на структурный план. На Крапивинском месторождении мы как раз имеем картину унаследованного развития. Подошва кошайской свиты не совпадает с кровлей пласта Ю₁³, а кровля ганькинской свиты представляет из себя почти моноклиальный склон в пределах северо-западной залежи месторождения.

Литература

1. Большаков Ю.Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления. – Новосибирск: Наука, 1995.

ВЛИЯНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКОГО ФАКТОРА НА ФОРМИРОВАНИЕ ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ В ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.А. Гребенюк, С.В. Зимина

Научный руководитель Т.А. Гайдукова

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе поисково-разведочных работ на нефть и газ большое значение имеет изучение истории тектонического развития исследуемой территории. Опыт поисковых работ показывает, что в даже заведомо нефтегазоносном регионе могут существовать локальные поднятия, не содержащие залежей нефти и газа, хотя

современное положение этих структур, наличие и качество коллектора, флюидоупора, гидрогеологической обстановки и пр., не отличаются от подобных продуктивных структур. При исследовании таких поднятий выясняется, что они отличаются от продуктивных историей своего развития. История тектонического развития многих регионов обычно не бывает спокойной и однонаправленной. Происходят неоднократные перестройки структурного плана, приводящие к несогласному залеганию отложений различного возраста, к образованию поверхностей размыва и погребенных (скрытых) структур. Формируются региональные наклоны, раскрывающие структурные ловушки и разрушающие приуроченные к ним залежи нефти и газа. При палеотектонических реконструкциях ставится задача определения пространственного положения одних слоев (нижних) относительно других, залегающих выше, чтобы выяснить, были ли они на определенные геологические даты уже наклонены и изогнуты в складки и были ли сформированы ловушки для нефти и газа, т.е. установить относительное время образования ловушек.

Объектом исследования является горизонт Ю₁ Двуреченско-Мелимовского поднятия юго-восточной части Каймысовского свода. Исходными данными для палеотектонического анализа являются результаты бурения скважин и геофизических исследований. Палеотектонический анализ начинается с выбора хорошо выдержанного по всей исследуемой территории реперного горизонта с четкой каротажной характеристикой. Исходя из этих требований, в качестве реперов на данной территории приняты баженовская свита, угольный пласт У и кровля нижневасюганской подсвиты. При палеотектоническом анализе составляются карты толщин по комплексам, которые изображаются в виде изопакического треугольника, предложенного А.К. Машковичем (Машкович, 1970).

Карты I, V, VIII и X отражают современный структурный план поверхностей подошвы пласта Ю₁³, кровли угольного пласта У, подошвы пласта Ю₁¹ и отражающего горизонта Па (подошва баженовской свиты). Палеоструктурные карты (карты изопакит) позволяют проследить историю формирования исследуемой территории по поверхности отдельных опорных стратиграфических поверхностей. В горизонтальном нижнем ряду на картах II, III и IV изображены карты изопакит юрских отложений соответственно ранне-, средне- и позднеоксфордского времени. В следующем снизу горизонтальном ряду расположены карты, из которых VI (комплекс Б) представляет собой карту изопакит толщи, заключенной между реперным горизонтом У и подошвой Ю₁¹. Карта VII (комплекс Б+В) – карта суммарных толщин отложений, заключенных между репером У и подошвой баженовской свиты. Карта IX (комплекс В) иллюстрирует условия залегания пласта Ю₁¹ в позднеоксфордское время. На палеоструктурных картах IX, VII и IV, расположенных по диагонали сверху вниз, изображены условия залегания всех принятых для анализа горизонтов в одно и то же позднеоксфордское время. Аналогично наклоненный ряд карт VI и III изображает структурные формы верхнеюрских отложений в среднеоксфордское время. Графическое суммирование карт каждого из наклонных рядов с примыкающими к ним структурными картами верхних горизонтов (например X и IX) позволяет получить структурные карты нижних опорных горизонтов в современном структурном плане (VIII). Левый вертикальный ряд палеоструктурных карт (II, VI, IX) освещает последовательные изменения условий залегания каждого вышележащего горизонта за интервал времени, отделяющий его от окончания отложения следующего маркирующего горизонта.

Удобство предложенного изображения результатов палеотектонического анализа заключается в том, что при помощи одного чертежа достигается наглядность отображения жизни локальных поднятий на различных этапах их развития и для различных стратиграфических поверхностей.

Таким образом, при сопоставлении мощностей отложений по выделенным трем комплексам (рисунок, II, VI, IX) следует отметить, что на протяжении всего оксфордского времени происходила неоднократная смена тектонического режима и фациальных условий. Так, погруженная зона расположенная в раннеоксфордское время в центральной и юго-западной частях смещается на северо-запад в среднем оксфорде. Центральный же участок в это время испытывает

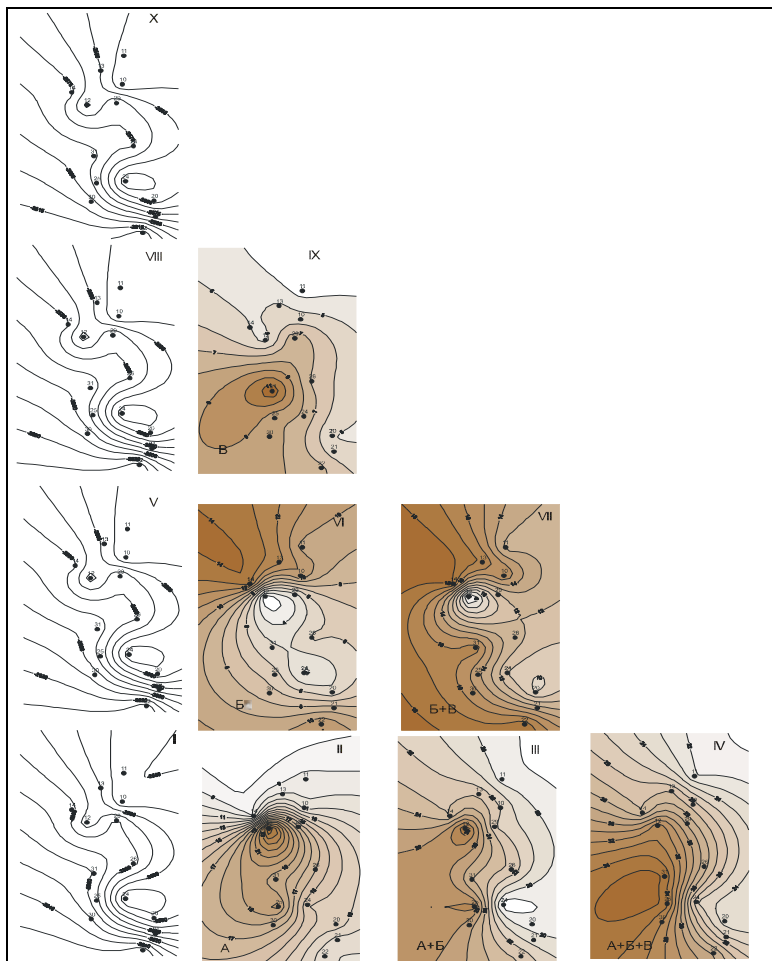


Рис. Структурные и палеоструктурные карты Двуреченско Мелимовского поднятия

некоторое поднятие, которое в свою очередь к позднеоксфордскому времени снова сменяется погружением.

Дальнейший анализ карты суммарных толщин верхнеюрских отложений к концу оксфордского времени (рисунок, IV) и структурных карт по реперным горизонтам (рисунок, I, V, VIII, X) позволяет сделать вывод, что окончательное формирование современного структурного плана произошло уже после накопления изучаемой толщи. Вследствие чего локальные поднятия так и не было сформировано. На структурных картах представлен моноклиальный склон более крутой на юго-востоке, осложненный двумя структурными носами. Но между тем, район представляет собой месторождение с достаточно высокими дебитами по отдельным скважинам. Исходя из этого факта, можно сделать вывод, что решающим при формировании залежи был не структурный фактор. Также, можно предположить, что пути миграции УВ и образование залежи нефти были обеспечены дизъюнктивной блоковой тектоникой. Время проявления которой необходимо выявить, проведя дальнейший палеотектонический анализ.

Литература

1. Машкович К.А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. – М.: Недра, 1970. – 151 с.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ (НА ПРИМЕРЕ ЯРСКОЙ ПЛОЩАДИ)

А.А. Жильцова, О.Г. Репетун

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

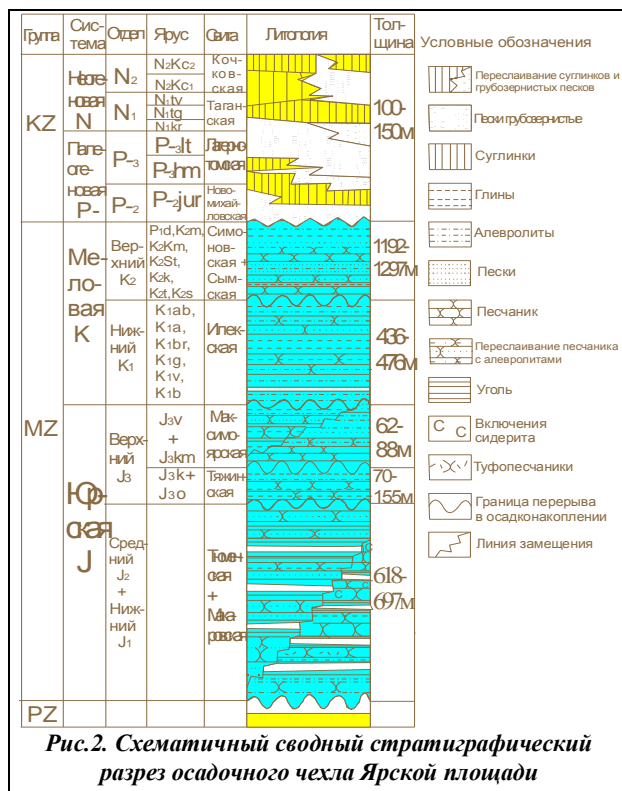


Ярская площадь расположена на территории Верхнекетского района восточной части Томской области, в верхнем течении реки Кеть и её притоков (Орловка, Таголиха, Чагисейка). Непосредственно в районе работ населенные пункты отсутствуют. Ближайшие населенные пункты – Белый Яр, Степановский Яр, Усть-Озерное, находятся на расстоянии более 100 км от площади исследований. (Сурков и др., 1981)

В тектоническом отношении Ярское локальное поднятие приурочено к Алипской впадине, которая является переходной зоной герцинского и байкальского циклов тектогенеза, что позволяет приурочить её к западной части Сибирской платформ.

Рис.1. Обзорная тектоническая карта Томской области (по подошве осадочного чехла)

Сейсмпартиями 2, 17/ 69–70 в центральной части Алипской впадины было проведено площадное сейсмондирование МОВ (метод отраженных волн), позволившее выделить Ярскую локальную структуру по отражающему горизонту II-а (тяжинская свита) и I-б (кровля тюменской свиты).



На Ярской площади было пробурено две параметрические скважины. Параметрическая скважина Ярская 1 пробурена в 1972 году и испытывалась с 27 апреля 1972 года по 15 декабря 1972 года. Она расположена на южном склоне Ярского локального поднятия. Забой скважины на глубине 3112м, породы фундамента вскрыты на толщину 584 м в интервале 2528 – 3112 м. Параметрическая скважина Ярская 2 была также пробурена в 1972 году и испытывалась с 27 июня 1972 года по 11 декабря 1972 года. Забой скважины на глубине 3175 м, отложения доюрского фундамента вскрыты на толщину 396 м. Скважина 2 пробурена на северном крыле Ярского локального поднятия, в 5 км северо-западнее параметрической скважины 1.

Цель бурения скважин заключалась в оценке перспектив юрско-мелового комплекса Тымско-Кетского осадочного бассейна. На тот период предполагалось, что этот седиментационный бассейн выполнен довольно мощными средне-верхнепалеозойскими и триасовыми карбонатно-терригенными толщами, обладающими высоким нефтегазопроизводящим потенциалом. Заложение скважины на Ярской площади обосновывалось благоприятными структурными факторами в своде Ярского поднятия по горизонту IIa (тяжинская свита).

Прежде, чем рассматривать отложения доюрского фундамента, необходимо дать краткую

характеристику пород осадочного чехла на Ярской площади, состав которых резко отличается от своих возрастных аналогов центральной и западной частей Томской области.

Толщина осадочного чехла в скважине 1 Ярской площади составляет 2528 м.

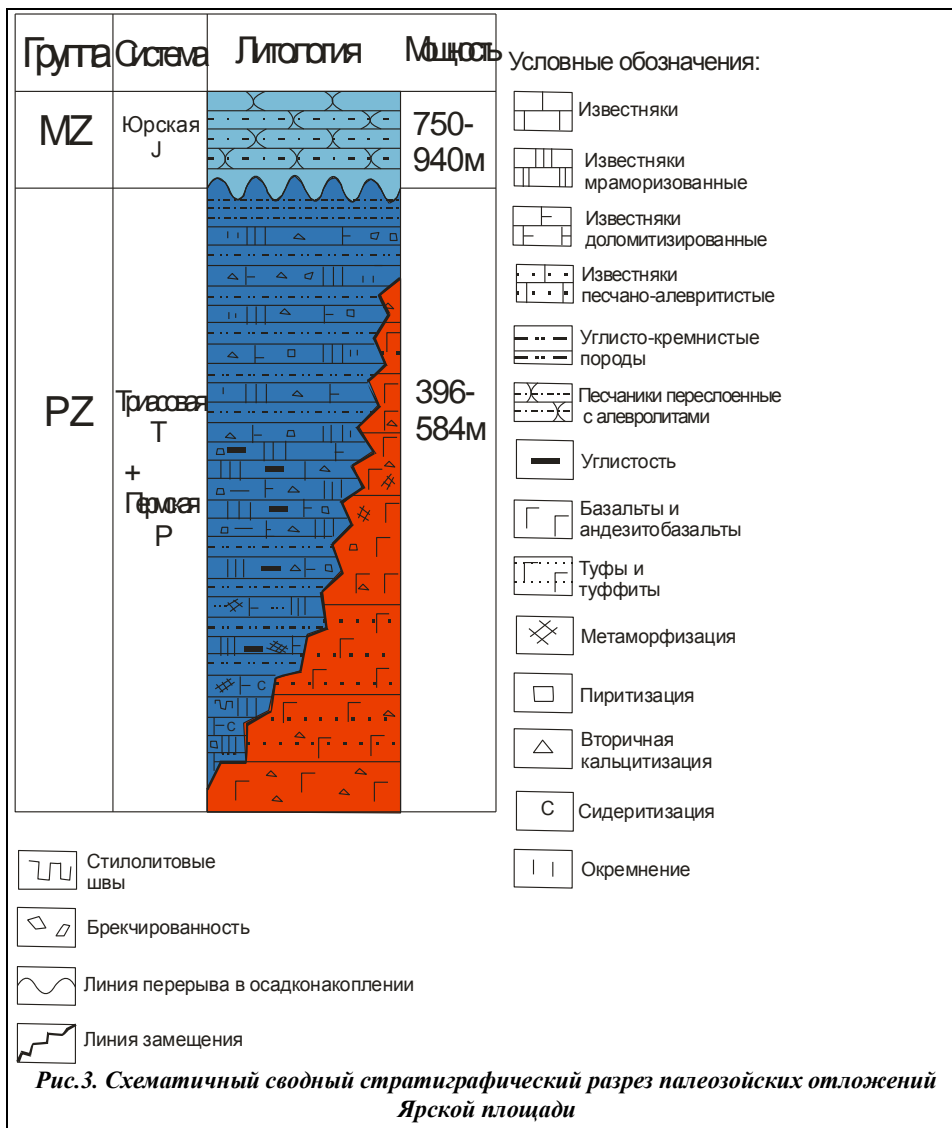
Суммарная мощность юрских отложений составляет 750 м.

Нижнесреднеюрские образования вскрыты на толщину 618 м (в интервале 1910–2528 м) и представлены отложениями макаровской (песчаники серые с подчиненными прослоями аргиллитов и глин) и тюменской (песчаники с прослоями аргиллитов и алевритов, угленосные алеврито-глинистые пачки) свит.

Разрез верхнеюрских отложений вскрыт тяжинской и максимоярской свитами. Тяжинская свита представлена переслаиванием алевритоглинистых песчаников мощностью 70 м. Отложения максимоярской свиты залегают с размывом на тяжинских алевролитах и представлены зеленовато-серыми песчаниками и алевролитами с прослоями глин мощностью 62 м. Таким образом, общая толщина верхнеюрских образований составляет 132 м.

Нижнемеловые отложения вскрыты на толщину 476 м и представлены породами илекской свиты, которые залегают на размывной поверхности юрских отложений и состоят из пестроцветных аргиллитоподобных и алевритистых глин с прослоями песчаников и алевролитов.

Верхнемеловые отложения представлены симоновской и сымской свитами с суммарной мощностью 1192 м. Симоновская свита сложена неравномерно переслаивающимися зеленовато- и буровато-серыми песчаниками – песками, алевролитами и глинами. В нижней части свиты довольно частые слои и линзы углей. Континентальные отложения сымской свиты, представлены преимущественно светло-серыми и желтовато-серыми мелкозернистыми песчаниками – песками кварц-полевошпатового состава с прослоями алевролитов и



глин.

Общая мощность меловых отложений в скважине 1 составляет 1668 м.

Палеоцен-эоценовые отложения залегают на размывной поверхности сымской свиты. Они представлены серыми и зеленовато-серыми песками с прослоями и линзами суглинков. Их толщина – 100м.

Мощность четвертичных отложений в скважине 1 не превышает 50 м, представлены они буровато-серыми мелкозернистыми песками с прослоями глин и суглинков.

На Ярской площади скважиной 2 вскрыт неинтрузивный разрез вмещающих осадочных пород. Вскрытый скважиной 2 Ярской площади осадочный чехол имеет толщину –2781 м, что по сравнению со скважиной 1 почти на 250 м больше.

Юрские отложения в скважине 2 вскрыты на общую толщину – 940 м.

Нижнесреднеюрские отложения представлены тюменской свитой (в то время как в строении данных отложений 1 скважины присутствует также и макаровская свита) мощностью 697 м. Она сложена неравномерно

чередующимися пропластками песчаников, алевролитов и глин серой окраски с включениями сидерита и с прослоями углей.

Верхнеюрские отложения также как и в скважине 1 Ярской представлены породами тяжинской (155 м) и максимоярской (88 м) свит аналогичного состава.

Нижнемеловые отложения в скважине 2 мощностью 436 м и представлены породами илекской свиты, которая залегает на размытой поверхности юрских отложений. Состав свиты аналогичен составу пород, вскрытых скважиной 1.

Разрез верхнемеловых отложений в скважине 2 Ярской представлен породами симоновской и сымской свит с суммарной толщиной 1297 м с абсолютно аналогичным составом пород в скважине 1.

Кайнозойские отложения вскрыты на общую мощность 108 м и представлены желто-серыми и светло-серыми песками с прослоями серых пятнисто-окрашенных суглинков, с включениями и намывами растительного детрита.

Доюрские (палеозойские) образования Ярской скважиной 1 вскрыты на толщину 584 м (в интервале 2528–3112 м) и представляют собой базальты и андезито-базальты, чередующиеся с их вулканогенно-пирокластическими производными – кристалломето-антропокластическими туфами и туффитами.

Эффузивные разности основного состава имеют темно-зеленую и буровато-серую окраску, порфирую, интерсертальную, пилотакситовую и тонкодиабазовую структуру с многочисленными включениями и прожилками, выполненными карбонатным и хлоритовым материалом. Туфы и туффиты пестроцветные с обломками вулканического стекла, плагиоклазов и пироксенов. Преобладает хлоритный цемент с высоким содержанием рудных минералов.

Вскрытый скважиной 1 палеозойский разрез по литологическому составу можно разделить на 4 пачки:

Пачка I (2528–2600 м) представлена базальтами буровато-серого цвета с прожилками кальцитов. В кровле пачки расположены прослой ожелезненных туффитов.

Пачка II (2600–2745 м) сложена чередующимися пестроцветными неравномерно метаморфизованными брекчиевидными и ожелезненными андезито-базальтами, базальтовыми туфами и туффитами с прожилками кальцита.

Пачка III (2745–3010 м) представлена буровато-темносерыми базальтами и пестроцветными кристалломето-витрокластическими туфами.

Пачка IV (3010–3112 м) состоит из буровато-темносерых плотных андезито-базальтов с многочисленными хлоритовыми прожилками.

Таким образом, Ярской параметрической скважиной 1 вскрыты только эффузивно-пирокластические образования доюрского возраста, по которым трудно сделать какие-нибудь определенные выводы о составе осадков и процессах осадконакопления.

Скважиной 2 Ярской вскрыто около 400 (396) м доюрского комплекса, представленного чередующимися темноцветными, мраморизованными известняками и сланцеватыми углисто-кремнистыми породами. Известняки послойно углистые, участками окремненные, доломитизированные, слабоволнисто-слоистые.

Анализируя литологические особенности разреза скважины 2, можно сделать вывод, что главная карбонатная углифицирующая толща в пределах Ярской площади подвергнута в значительной степени региональному и контактовому метаморфизму, в результате которого карбонатные породы были мраморизованы, а углисто-глинистые разности были превращены в ороговиковые кристаллические сланцы. Наличие в разрезе реликтов линзовидной и волнистой слоистости свидетельствует о придонных движениях в мелководной шельфовой зоне седиментационного бассейна. Присутствие углистого материала, растительного детрита и отпечатков флоры в разрезе указывает на континентальный режим осадконакопления. Определенные фаунистические и флористические остатки на Ярской площади в разрезе не найдены, поэтому верхнепалеозойский триасово-пермский возраст карбонатной и углисто-кремнистой толщи Ярской площади установлен по сопоставлению с другими фациально-аналогичными разрезами Чаганакской, Карбинской, Вездеходной площадей, наиболее близких разрезу Ярской площади.

Таким образом, скважинами 1 и 2 на Ярской площади вскрыты осадочные отложения «промежуточного комплекса» доюрского фундамента, которые резко различаются по своему составу: скважиной 1 вскрыты эффузивно-пирокластические образования, а скважиной 2 мраморизованные известняки и сланцеватые углисто-кремнистые породы. Данное различие в составе отложений можно объяснить проявлением активной дизъюнктивной тектоники в пределах площади, что подтверждается наличием дизъюнктивного нарушения, проходящего между 1 и 2 параметрическими скважинами, имеющего широтное простирание и проникающего вглубь осадочного чехла, разбивая Ярскую структуру на два блока.

Литература

1. Сурков В.С., Жеро О. Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 141 с.

ПУСТОТНО-ПОРОВОЕ ПРОСТРАНСТВО В ЮРСКИХ ПЕСЧАНИКАХ ЮГО-ВОСТОКА НЮРОЛЬСКОЙ ВПАДИНЫ

Е.А. Загородняя

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В песчаниках юрского разреза юго-восточной части Нюрольского осадочного бассейна (территория Нижнетабаганского, Калинового, Северо-Калинового и Герасимовского месторождений) по генетическому признаку можно выделить седиментогенные и постседиментационные поры.

Преобладает поровый тип пустотного пространства с остаточными *седиментогенными межзерновыми порами*, образованными контурами нескольких зерен. Межзерновые поры имеют различную конфигурацию и размеры, продиктованные седиментогенными (величина соприкасающихся обломков, их морфология, степень окатанности, сортировка, взаиморасположение) и постседиментационными (уплотнение, растворение под давлением, вторичная минерализация, перекристаллизация) факторами. Форма пор угловатая, треугольная, трапецевидная, полигональная, щелевидная; отмечается повсеместное частичное заполнение пор вторичными минералами. Размеры пор зависят от гранулометрии осадка: в наиболее крупнозернистых породах (гравелитах и конгломератах) диаметр отдельных межзерновых пор достигает 0,25–0,35 мм; в мелкозернистых песчаниках этот параметр снижается до 0,05–0,1 мм.

Внутризерновые поры образуются при растворении компонентов песчаных пород отжатыми из уплотняющихся глин растворами, при растворении под давлением на контакте внедряющихся друг в друга зерен и при коррозии обломков карбонатным цементом. Наиболее заметно они проявляются в зернах полевых шпатов и агрегатных пород (гранитоидов, эффузивов, кварцитов). Возникновение пор этого типа связано с проникновением растворов по трещинам спайности, двойниковым швам, ослабленным трещиноватым зонам.

Выщелачивание сопровождается образованием пор размером 0,01–0,1 мм. Вследствие избирательного выщелачивания неустойчивых компонентов внутризерновые поры имеют ограниченное распространение.

Очень мелкие *межпакетные поры* (сечением 0,01–0,03 мм) образованы в участках хорошо раскристаллизованного каолинового цемента. Соответственно с размерами остаточных седиментогенных пор и приуроченностью крупнопакетных агрегатов к более крупнозернистым разностям, размер межпакетных пор в последних также крупнее. Благодаря повсеместному развитию порового каолинита и равномерному распределению в нем межпакетных пор, в песчаниках обеспечивается хорошая степень сообщаемости порового пространства.

Распределение пор и каналов неравномерное. Внутри отдельных прослоев отмечаются участки с плотным конформным и инкорпорационным прилеганием обломков друг к другу, приводящим к исчезновению пор и каналов. Закрытость системы приводит к тому, что возникающая вторичная пустотность, ликвидируется часто аутигенными минералами. Вследствие этого, поры, свободные от минерализации, имеют очень малые размеры (менее 0,001 мм) и распределены крайне неравномерно.

Седиментогенные факторы оказали решающее влияние на формирования фильтрационно-емкостных свойств пород (ФЕС). Условия седиментации предопределили равномерность распределения, конфигурацию и размеры первичных пор. Степень влияния седиментационных факторов на формирование коллекторских свойств пород выражена в положительной корреляционной зависимости между такими корреляциями, максимальные размеры обломков, пористостью и проницаемостью, а также в отрицательной корреляции между ФЕС и отсортированностью пород, ФЕС и количеством тонкой фракции. Взаимоотношения между компонентным составом обломков и фильтрационно-емкостными свойствами пород также имеют четко выраженную корреляционную зависимость: увеличение роли кварцевых и слабо измененных полевошпатовых зерен приводит к наибольшему сохранению свободного порового пространства и проницаемости в песчаниках и уменьшению плотности пород. Напротив, возрастание содержания обломков пород в составе песчаников ухудшает их коллекторские характеристики и влечет за собой увеличение плотности пород. Объяснение подобной зависимости находится в более жестком минеральном каркасе кварца по сравнению с обломками пород, особенно если последние сложены разными по устойчивости зернами, претерпели сильные изменения и замещены вторичными минералами. Отрицательно сказывается на формировании ФЕС и присутствие слюдястых минералов, хотя непостоянное, незначительное, содержание и неравномерное послойное распределение слюд отражается в слабой корреляционной зависимости между их количеством и фильтрационно-емкостными свойствами. Обломки пород и слюд более способны к деформациям и, выжимаясь при уплотнении песчаников в свободное поровое пространство, тем самым запечатывают имеющиеся свободные поры.

В коллекторах III и IV классов роль седиментогенных факторов проявляется более ярко; в коллекторах низкого качества влияние седиментогенных факторов сильно затушевывается.

Вторичное минералообразование оказывает разное воздействие на формирование фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов.

Анализ корреляционной зависимости ФЕС от состава и количества новообразованных минералов показал, что в большинстве случаев независимо от состава новообразованных минералов увеличение их содержания приводит к синхронному снижению качества коллектора. В порах сохраняются только небольшие пустые пространства, свободные от вторичных минералов и способные составить полезную емкость породы.

Влияние вторичного минералообразования на *проницаемость* пород устанавливается не всегда достаточно достоверно. Коэффициенты корреляции между количеством отдельных вторичных минералов и ФЭС песчаников часто низкие и неустойчивые. Объясняется это не только наличием новообразованных минералов, но их структурными особенностями, соотношениями отдельных терригенных компонентов и новообразований. При равномерном распределении компонентов и повышенной степени сообщаемости пор коэффициенты корреляции довольно устойчивые; при пятнистом и послойном их распределении коэффициенты корреляции между количеством новообразований и проницаемостью породы могут меняться.

Увеличение цементирующей массы в большинстве случаев ведет также к возрастанию *плотности* пород и возникновению обратной зависимости между их открытой пористостью и объемной плотностью. Плотность пород снижается с увеличением в поровом пространстве раскристаллизованного каолинита; напротив, увеличение доли пирита, сидерита, кальцита и глинистого цемента ведет к ее повышению. Наибольшее влияние на увеличение плотности оказывают глинисто-гидрослюдистый цемент и сидерит из-за повсеместного их развития в разрезе.

Большую роль в процессе формирования фильтрационно-емкостных свойств пород играет уплотнение под воздействием геостатической нагрузки, возрастающей по мере погружения пород. Изученные песчаные породы залегают на глубинах от 2480 до 3060 м и имеют плотность 2,03–2,68 г/см. По мере увеличения глубины залегания наблюдается снижение пористости и проницаемости пород и увеличение их плотности, и как следствие, ухудшение коллекторских свойств песчаников.

Таким образом, формирование пустотно-порового пространства зависит от многих факторов, влияние которых неоднозначно: в ряде случаев ведущими факторами являются седиментогенные, в других – постседиментогенные.

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КЕМБРИЙСКО –ВЕНДСКОГО ОСАДОЧНОГО КОМПЛЕКСА ВОСТОКА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Т.Е. Кайдалина, П.Г. Макарова

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На территории Томской области геолого-разведочные работы на нефть и газ начали проводиться в 50-х гг. прошлого столетия. На сегодняшний день открыто более 120 нефтяных и газовых месторождений. В основном продуктивными являются песчаные отложения верхнеюрского и нижнемелового возраста, несколько месторождений приурочено к кровле доюрского фундамента. Отличительная особенность этих месторождений заключается в том, что все они находятся в западной части Томской области, а в ее восточной части (Правобережье реки Оби) ни одного месторождения не выявлено.

Большинство месторождений Западной части, находятся на третьей и четвертой стадиях разработки, поэтому на данный момент актуальным считается проведение геолого-разведочных работ в пределах восточной части Томской области.

Обобщение геолого-геофизической информации, полученной в предыдущие годы по изучению доюрских отложений юго-востока Томской области позволили выделить зоны развития древних платформенных образований и рассматривать комплекс раннекембрийского и вендского возраста как потенциально нефтегазоперспективный объект.

В тектоническом отношении Томская область, как и сопредельные структуры Красноярского края, в большей своей части представляет западную периферию Сибирской платформы. Для региона характерна крупная брахиформенная складчатость, сформировавшая структуры северной ориентировки.

В общей сложности район входит в состав Предьбенисейского мегапрогиба и состоит из структур первого порядка: Пайдугинского мегавала, Тымской впадины и зоны сочленения платформы и Алтае-Саянской складчатой области. Наиболее крупные разломы расположены на периферийных частях структур первого порядка. Предполагается наличие надвигов вдоль границ платформы и складчатых сооружений.

Основные перспективы нефтегазоносности могут быть связаны с карбонатными формациями кембрия, среди которых наибольшее значение имеют рифовые сооружения на западной периферии Сибирской платформы, со структурами первого и второго порядка: Пайдугинским валом и Вездеходным поднятием, а также со следующими элементами геологического разреза: антиклинальными структурами, моноклинальными блоками, органогенными постройками, зонами надвигов и крупных сбросов, зонами фациальных замещений и выклинивания, поверхностями несогласия.

Разрез палеозойских и докембрийских отложений состоит из нескольких структурных ярусов и литолого-фациальных типов. Нижний структурный ярус (фундамент) представлен магматическим и метаморфическим породами архея и протерозоя. Он разбит тектоническими разломами на разновеликие блоки. Средний ярус является осадочным промежуточным комплексом, сложенный карбонатно-терригенными отложениями, карбонатными пестроцветными сульфатоносными карбонатно-терригенными отложениями рифея, венда и фанерозоя. Верхний ярус входит в состав промежуточного комплекса и представлен сульфатоносно-терригенными, терригенно-карбонатными и карбонатными отложениями среднего палеозоя. Все структурные ярусы разделены крупными перерывами и несогласиями. На рассматриваемой территории выделяются пять типов разрезов разной категории перспективности. Самый перспективный первый тип (I) менее перспективный пятый (V). Первый подтип разделяется на три подтипа. Первый подтип (Ia) выделяется на северо-западной периферии Пайдугинского вала и на юго-восточной границе Тымской впадины. Он имеет наибольшее распространение в пределах рассматриваемого района. Характерной чертой является то, что сложен он преимущественно карбонатным составом. Второй подтип (Iб) выявлен на восточной периферии Пайдугинского вала. Характерная черта – наличие органогенных построек нижнекембрийского возраста. Третий подтип (Iв) наблюдается в районе Тымской впадины. Этот разрез включает палеозойские и докембрийские отложения, в которых прогнозируется карбонатно-терригенный или карбонатно-галогенный состав пород.

В качестве наиболее перспективных ловушек УВ в области развития I типа следует выделить органогенные постройки и зоны стратиграфических несогласий.

Органогенные постройки выявлены вдоль восточной периферии Пайдугинского вала. Они образуют узкий пояс (10–15 км шириной и 250 км протяженностью). Наиболее крупный риф выделен сейсморазведкой в районе Западной и Корбыльской площадей. В этом районе было рекомендовано заложение первой, предположительно перспективной, поисковой скважины.

Данный риф представляет собой сложное образование из разновозрастных органогенных построек, нарастающих последовательно друг на друга. Образование этой системы началось в раннем кембрии. Перекрывается рифовый комплекс сульфатоносной пестроцветной формацией, которая является флюидоупором. Породы, слагающие риф, характеризуются средней пористостью – 10–12% и средней проницаемостью – 1–12 мД. Первичная пористость, как правило, отсутствует, вторичная возникает при доломитизации и выщелачивании, а также при дроблении карбонатных горных пород. В общем емкостные свойства пород-коллекторов определяется незначительной пористостью и хорошей проницаемостью. Запасы углеводородов в подобных сооружениях могут быть значительными. Опыт поисковых работ во многих регионах мира показывает, что с рифами перикратонных областей связаны основные месторождения карбонатных формаций.

Зоны стратиграфических несогласий. I стратиграфический перерыв и зона несогласия фиксируется между юрскими отложениями и первым сейсмокомплексом (СК). Эта зона даже при наличии положительных структур в доюрском рельефе не может являться объектом для поисковых работ, т.к. первый СК палеозоя представляет практически непроницаемую сульфатоносную формацию. II зона перерыва и сейсмического несогласия фиксируется между I и II нерасчлененным СК. Она залегает внутри толщи флюидоупора и практического интереса не представляет. III зона сейсмического несогласия выделяется между нижним кембрием и пестроцветной сульфатоносной лагунной формацией. Она представляет наибольший интерес для проведения поисковых работ, т.к. толщей флюидоупором перекрыта кровля карбонатных г.п. Вдоль таких зон происходит усиленная циркуляция пластовых вод различного состава, в результате чего в карбонатах образуются хорошие пористость и проницаемость. В качестве примеров можно рассматривать Елогуйскую, Кыксинскую и Вездеходную площади. Здесь было рекомендовано заложение второй поисковой скважины.

Вероятно, оценка перспектив нефтегазоносности Вездеходного вала равносильна оценке перспектив всего востока Томской области. Поэтому, прежде чем перейти к исследованию других объектов, надо до конца изучить Вездеходный вал. Рекомендация на поисковое бурение Северо-Вездеходной скважины обосновывается следующим:

- Северо-Вездеходное поднятие достаточно удалено от зоны контакта с салаиридами;
- моноклинальные блоки в рифтовой зоне являются наиболее нефтегазоперспективными объектами;
- данные сейсморазведки, магниторазведки свидетельствуют о минимальных возможностях распространения магматических образований в разрезе;

При бурении Северо-Вездеходной поисковой скважины П-2 будут вскрыты:

- горизонт Па –2360 м,
- горизонт Ф3 –3170 м,
- горизонт Ф4 –3440 м,
- горизонт Ф5 –4050 м.

Следовательно, бурением будут вскрыты первый и третий структурно-формационные предположительно нефтегазоперспективные комплексы девона и нижнего кембрия. Причем в комплексе нижнего кембрия будет вскрыта отражающая граница Ф3, которая интерпретируется как предполагаемая кровля карбонатно-галогенной толщи, которая могла бы служить покровной.

Ожидаемые типы залежей: литогические и тектонически-экранированные.

Также в качестве перспективных элементов геологического разреза следует рассмотреть:

1) *Зоны повышенных граничных скоростей.* В качестве примера можно рассмотреть Мартовское поднятие, которое расположено на юге Пайдугинского вала в области прогнозируемого пояса рифовых построек. Эта зона не пересечена сейсморазведочными профилями МГОТ и поэтому не может быть однозначной интерпретации. Она может быть представлена крупной органогенной постройкой типа Западного рифа или представлять куполовидное поднятие, в котором массивные карбонаты нижнего кембрия подходят близко к поверхности палеозоя. В обоих случаях участок представляет интересный объект. Например, Мартовская скв. 431 был вскрыт брекчированный доломит, цемент которого в некоторых местах был окрашен органическим веществом в коричневый цвет. Наиболее вероятно, что эти массивные доломиты формируют скоростную зону. В скважине установлен приток пластовой воды с запахом углеводородов.

2) *Зоны дробления.* Участок Чулымо-Енисейской и Колывань-Томской структурно-формационной зоны (СФЗ). Протяженность изучаемого участка 15–20 км. Состоит из глинисто-карбонатного состава г.п. Потеря корреляции отражающих горизонтов, хаотичная картина волнового поля на периферии вала – все свидетельствует о наличии крупной зоны деструкции.

3) *Стратиграфические несогласия.* В пределах Томской области расположена южная часть Тымской впадины, которая разделена на две заливообразные части. Нижний кембрий залегает на глубинах до 3–3.8 км. Наибольший интерес представляет западные и восточные крылья структуры, которые могут выходить в зону стратиграфического несогласия между нижним кембрием и средним палеозоем.

В районе рассмотренных площадей: Вездеходной, Мартовской и прилегающих к ним Карбинской и Чачанской, горизонтом-флюидоупором нефтематеринских толщ служит пачка черных плотных аргиллитов непроницаемых для УВ, который залегает между тюменской свитой и палеозоем. Мощность пачки не постоянна, уменьшается в восточном направлении и может полностью отсутствовать на положительных структурах. Следующий экранирующий горизонт может располагаться внутри первого СК. Третий экранирующий горизонт можно ожидать в средней части нижнего кембрия (отражающий горизонт Ф5), на уровне развития солей кровли

усольской свиты. Косвенно о наличии соленосных горизонтов в нижнем кембрие свидетельствуют соленые воды Елагуйской и Вездеходной площади.

Прогнозирование литологической характеристики нижнего кембрия наиболее рационально провести, сопоставив его с одновозрастными отложениями Мартайчинской зоны (Алтае-Саянская СФЗ). Здесь в разрезах усть-кундатской и усинской свит выделены толщи темных битуминозных известняков, мергелей и черных углито-кремнистых сланцев. Эти толщи могут продуцировать УВ.

4) *Зона сочленения Алтае-Саянской складчатой области и Чулымо-Енисейской структурно-формационной зоны (СФЗ).* Зона является южной частью Чулымо-Енисейской СФЗ и располагается между складчатыми структурами Кузнецкого Алатау (на юге), а на севере и западе ограничена Тымской впадиной и Пайдугинским мегавалом. Ловушек неантиклинального типа не установлено. Определенный интерес представляет для поиска УВ залежей антиклинальные структуры и некоторые зоны дробления. Флюидоупоры те же самые, что были выделены для зоны выклинивания Тымской впадины.

5) Нефтегазопромысловый интерес могут представлять также небольшие поднятия, развившиеся на *моноклиналях в виде структуры облекания над органозенными постройками* или малоамплитудными соляными осложнениями в толще нижнего кембрия. Не исключено также, что формирование бескорневых структур над моноклиналями происходит в результате сжатия в пострифтовый период. Такие объекты выявлены в районе Северо-Вездеходного поднятия. В случае положительных результатов бурения на Северо-Вездеходной площади, они могут представлять несомненный интерес.

6) *Зоны надвигов.* Процессы надвигообразования развиваются в краевых частях осадочных бассейнов, в зоне сочленения древней платформы со структурами Колывань-Томской и Алтае-Саянской складчатых областей. В Тымской впадине предполагаемая зона надвига охватывает южную и центральную части Белоноговского вала. В процессе перемещения надвиговых пластин происходило увеличение мощности отложений во фронтальных частях надвигов. В результате скопления масс возник надвиговый пояс, над которым в мезозойско-кайнозойском чехле сформировались ундулирующая складка и просто вытянутое в меридиональном направлении поднятие. Надвиговые пояса, зоны срезания и барьерные рифы на бортовых частях впадины в области надвига поднадвиговые погребенные структуры являются важнейшими региональными элементами, контролирующими зоны нефтегазонакопления. Скопления УВ формируются за счет миграции из поднадвиговых пластин, по разломам из подстилающих отложений, по плоскостям надвигов в выше лежащие горизонты.

В заключении следует отметить, что воспроизводство минерально-сырьевой базы на нефть и газ на исследуемой территории будет зависеть от открытия сложнопостранных литологических и тектонических залежей УВ. Для выявления перспективных ловушек требуется комплексный подход с использованием высокоточной сейсмки и построение геологических моделей для каждого возможно перспективного объекта.

И сейчас (на данный момент) важно провести геолого-разведочные работы, создать инфраструктуру, чтобы появилось поле для инвестиций, это значительно повысит привлекательность недр для компаний, которые раньше не работали в Томской области, но обладают высокими ресурсами как в финансовом, так и техническом плане.

Поэтому, перспектива создания новой нефтяной провинции на востоке Томской области – это не только политический лозунг, а настоящие реальные перспективы.

УСТАНОВЛЕНИЕ ПРИЗНАКОВ НЕФТЕНОСНОСТИ РАЗЛОМОВ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСАХ ЮГО-ВОСТОКА ТАТАРСТАНА

А.М. Киямова, А.М. Миннегалиева

Научный руководитель ведущий научный сотрудник Г.П. Каюкова
Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова КНЦ РАН, г. Казань, Россия

История развития нефтяной промышленности Татарстана свидетельствует, что в перспективе будут открываться в основном мелкие и средние месторождения, приуроченные к структурным, структурно-литологическим и литологическим ловушкам нефти. Одним из слабоизученных объектов для наращивания новых промышленных запасов нефти являются терригенные отложения юго-востока Татарстана (Зинатуллина, 2001).

Нефтяной район юго-востока Татарстана в тектоническом отношении, совместно с прилегающими к нему районами Башкирии и Оренбургской области, приурочен к юго-восточному склону Южно-Татарского свода, а по фундаменту – к его погребенному Фоминовско-Кандызскому блоку (Войтович и др., 1998). Для юго-востока Татарстана характерно блоковое строение фундамента. Блоки имеют ориентировку сопряженных с ними разломов и осложнены многочисленными более мелкими дизъюнктивными нарушениями, обусловленными дроблением крупных блоков на более мелкие. Многие исследователи устанавливали влияние разрывных нарушений на формирование залежей углеводородов. Однако многочисленные разрывные нарушения на одних участках земной коры тесно связаны с месторождениями нефти и газа, а на других такая связь отсутствует.

Основная цель работы – изучение истории формирования скоплений углеводородов в пределах юго-востока Татарстана и связи нефтеносности продуктивных толщ с разрывными нарушениями и зонами тектонической трещиноватости пород, на основе сравнительного анализа особенностей состава нефтей и битумов из отложений осадочного чехла и фундамента.

Основным объектом исследования являлось Мухарметовское месторождение, расположенное к северу от Бавлинского нефтяного месторождения. Кроме крупных региональных нарушений, осложняющих северную часть региона (Туймазинско-Бавлинский и Серафимовско-Балтаевский разломы), в пределах данного района

протрассированы протяженные разрывные зоны, с которыми связаны девонские грабенообразные прогибы (Ларочкина и др., 1993).

В пределах Мухарметовского месторождения при изучении kernового материала были выявлены трещины тектонического характера, как в терригенных, так и карбонатных породах. Более того, при изучении керна по скважинам 40090, 40088, 40089 на Мухарметовском месторождении встречены трещины вертикального типа, которые прослеживаются по фундаменту до бобриковского горизонта (Зинатуллина, 2001). Нефтепроявления установлены также в диапазоне от бобриковского до пашийских отложений включительно. В связи с этим особый интерес представляют геохимические исследования керна и состава битумов из пород по разрезу пашийских отложений и фундамента скважины 40090. В данном районе пашийские отложения залегают непосредственно на породах фундамента. В кристаллическом фундаменте трещина отмечается в гнейсах серо-черного цвета. Протяженность открытой вертикальной трещины составляет 1,5 м. Стенки скола с небольшими шероховатыми бороздками, гладкие, вторичных изменений не наблюдается. В этой же скважине в пашийском горизонте встречены куски песчаника очень плотного, окварцованного со следами запечатанной нефти, разбитого тектоническими трещинами под углом 45°, 90° с небольшими уступами.

На крайнем юго-востоке Татарстана пашийский горизонт представлен монолитным песчаным пластом, лишь иногда разделенным глинистыми прослоями. На Мухарметовском месторождении монолитный пласт пашийского горизонта разделен на пропластки, как на Ромашкинском месторождении.

Выявленные тектонические трещины в скважинах 40090 и 40088 в породах осадочного чехла образовались вследствие подвижек блоков и микроблоков.

Таблица
Результаты битуминологического анализа Мухарметовской площади по разрезу скважины 40090

N пп	Возраст	Глубина, м	НОП, %	C _{орг} %	ХБА(экстр)	Параметры пиролиза			PI
						S ₁ , мг/г	S ₂ , мг/г	T _{max} , °C	
1	D ₃ psh	1715–1721 (м.в. 2.2)	93.3	0.33	0.009	0.23	0.35	385.8	0.40
2	D ₃ psh	1715–1721 (м.в. 2.6)	99.0	0.37	0.30	1.71	1.28	405.7	0.57
3	D ₃ psh	1715–1721 (м.в. 4.0)	98.3	1.29	1.91	8.75	4.85	419.2	0.64
4	D ₃ psh	1721–1726 (м.в. 1.5)	95.0	0.37	0.02	0.25	0.32	327.4	0.44
5	D ₃ psh	1726–1731 (м.в. 1.0)	95.8	0.80	1.61	7.03	3.94	417.8	0.64
6	A-Pt	1726–1731 (м.в. 3.0)	90.0	0.10	0.017	0.16	0.33	425.9	0.33
7	A-Pt	1806–1812 (м.в. 2.3)	84.0	0.03	0.063	0.15	0.33	359.1	0.31

*Индекс продуктивности $PI = S_1/S_1+S_2$

Как показали результаты геохимических исследований, низкое содержание C_{орг} и низкие концентрации битума характерны для пород фундамента Мухарметовского месторождения (таблица). Судя по показателям пиролиза, при переходе от пород фундамента к песчаным пластам пашийского горизонта в интервале 1726–1731 (м.в. 1.0) наблюдается резкое увеличение индекса продуктивности пород ($PI=S_1/S_1+S_2$) от 0.33 до 0.64. Наблюдается неравномерное распределение битума в породе. Продуктивные слои пашийского горизонта со значениями индекса продуктивности PI выше 0.5, указывающими на признаки промышленной нефтеносности проницаемого пласта, чередуются с пропластками с низким индексом продуктивности. Это согласуется с геологическими данными о литологической изменчивости продуктивных пластов на юго-востоке Татарстана.

Выход хлороформных экстрактов (ХБА) из пашийского горизонта Мухарметовского месторождения составляет от 0.4 до 1.9 масс. %. В породах фундамента – доли процента. Отмечается крайняя неоднородность битумов по составу в разрезе Мухарметовского месторождения. В интервале глубин 1715–1731 м (м.в. 1.0, 2.6 и 4.0) выход масел изменяется от 16.1 до 53.0 масс. %. Существенные различия наблюдаются в содержании асфальтенов (22.9 и 6.0 мас. %) и спирто-бензольных смол (26.3 и 14.0 мас. %). Общее содержание смол составляет 41–61 мас. %, что дает основание полагать, что некоторые битумы претерпели процесс окисления. Открытые вертикальные трещины, встреченные в образцах керна из скв. 40090 и 40088 Мухарметовского месторождения, от кристаллического фундамента до бобриковских отложений, могли быть путями миграции не только углеводородов, но и водных флюидов, способных приводить к размыву и окислению углеводородсодержащих скоплений.

Несмотря на различие в компонентном составе исследованных битумов, распределение n-алканов вверх по разрезу фундамента и осадочной толщи характерно для мигрирующих систем.

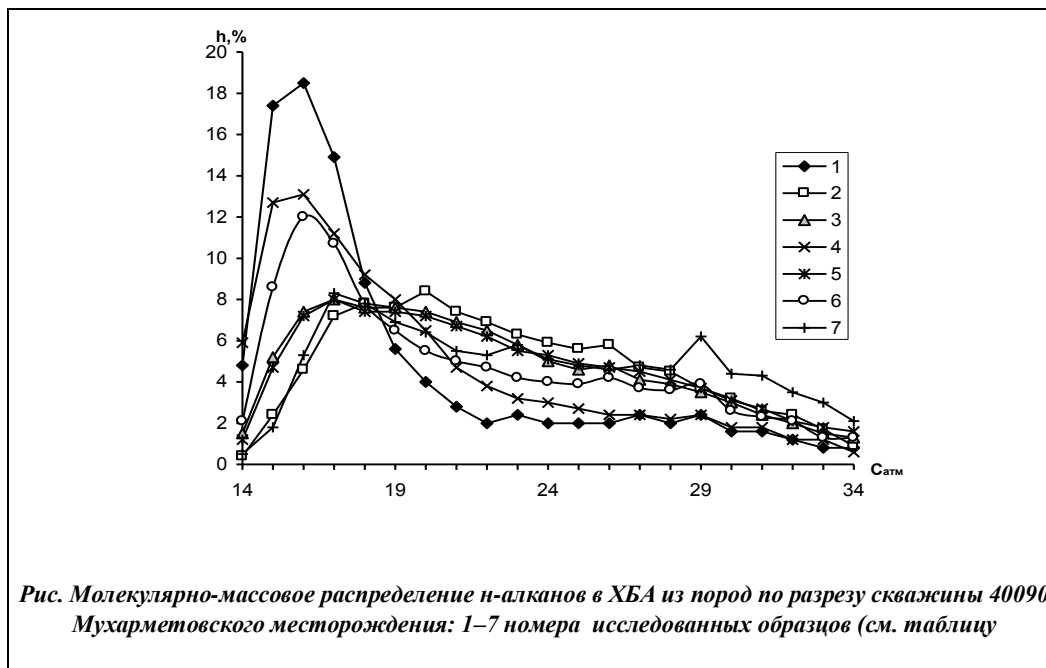
Отмечаются изменения в молекулярно-массовом перераспределении n-алканов – периодическое возрастание вверх по разрезу содержания легких гомологов (n-C₁₄ – n-C₂₁) на фоне снижения концентрации более тяжелых (> n-C₂₂). Такие индикаторы миграции, как отношения пристан/n-C₁₇ и фитан/n-C₁₈ сохраняют постоянное значение по разрезу пашийского горизонта и фундамента.

Нефти Мухарметовского месторождения из пашийского (скв. 40088), бобриковского и кизеловского (скв. 40085) по плотности и компонентному составу являются тяжелыми и сернистыми.

Анализ особенностей состава и закономерностей распределения n-алканов, ациклических изопреноидов и полициклических биомаркеров (стеранов, терпанов) по разрезу пашийских отложений и пород фундамента (скв. 40090) показал генетическую однотипность состава исследованных битумов в зоне дизъюнктивных

нарушений осадочного чехла и фундамента. В отличие от пластовых залежей нефтей битумы или остаточные нефти из продуктивных пород Мухарметовского месторождения не содержат легких фракций (рисунок).

Результаты исследований дают основание полагать о сквозной миграции в пронизываемые породы пашийского горизонта данного месторождения нефтяных углеводородов через открытые трещины вертикального типа. В данной приразломной зоне при миграции нефти происходила потеря легких фракций, в то время как тяжелые углеводороды сорбировались на породе. Получен ценный материал для решения ряда практических задач, связанных с выяснением условий формирования нефтяных залежей в слабоизученных нефтегазоносных комплексах Республики Татарстан, а также для установления взаимосвязи нефтеносности осадочного чехла с зонами разрывных нарушений фундамента.



Литература

1. Войтович Е.Д., Гатиятуллин Н.С. Тектоника Татарстана. – Казань: КГУ, 1998. – 139 с.
2. Зиннатуллина И.П. Литолого-минералогическая характеристика живецких отложений юго-востока Татарстана в связи с перспективами их нефтеносности: Автореферат. Дис. ... канд. хим.-минер. наук. – Казань, 2001. – 27 с.
3. Ларочкина И.А., Гатиятуллин Н.С. и др. Девонские грабенообразные прогибы Татарстана // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 1993. – № 10, с. 14–16.

ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ЗАЛЕГАНИЯ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ НА ХАРАКТЕР ПРЕВРАЩЕНИЯ ИХ СОСТАВА В УСЛОВИЯХ ПРОТЕКАНИЯ ГИДРОТЕРМАЛЬНЫХ ПРОЦЕССОВ

А.М. Киямова

Научные руководители: ведущий научный сотрудник Г.П. Каюкова¹,
доцент Н.Ю. Башкирцева²

¹Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова КНЦ РАН, г. Казань, Россия

²Казанский государственный технологический университет им. С.М. Кирова, г. Казань, Россия

В настоящее время во всем мире наблюдается тенденция увеличения доли и переработки добычи тяжелых нефтей и природных битумов. Большие запасы природных битумов и тяжелых нефтей сосредоточены на территории Татарстана в пермских отложениях (Муслимов, 1999). Добыча и переработка такого сырья требует применения термических, каталитических и химических процессов (Байков, 2003), что обусловлено особыми свойствами битумов, такими как, высокая плотность, вязкость, высокое содержание смолисто-асфальтеновых веществ и микроэлементов. Кроме того, битумы характеризуются, отличными от нефтей геолого-геохимическими условиями залегания их залежей. Большинство битумных месторождений и залежей на территории Татарстана сосредоточены в верхней толще осадочного чехла на глубинах до 400 м. Наблюдается разнообразие в формах скопления и качестве битумов, так как особое влияние на формирование и сохранность их залежей в пермских отложениях оказали гипергенные процессы.

Поэтому для извлечения тяжелых нефтей и природных битумов из пород актуальным является создание способов теплового воздействия на продуктивный пласт, обладающих более высокой энергетической и технологической эффективностью, по сравнению с методами существующими. В этом плане особый интерес представляет изучение гидротермальных систем (Рокосова и др., 2001). В качестве основных факторов гидротермальной активности, обеспечивающих образование нефтяных углеводородов из органического вещества пород, их катагенетическую зрелость и подвижность, рассматриваются повышенная температура, высокое давление при их взаимодействии с гидротермальными флюидами, основным компонентом которых является вода.

Настоящая работа посвящена изучению характера превращения состава тяжелой нефти и органического вещества битуминозных пород под воздействием гидротермальных факторов, с целью получения информации для совершенствования тепловых методов их разработки и прогнозирования качества углеводородов в залежах.

Объектами исследования служили образцы пород из продуктивных пластов битуминозных песчаников пермского возраста Шугуровского, Сугушлинского и др. месторождений, в которых битумы находятся в рассеянном состоянии в зоне активного водообмена и в аэробных условиях приповерхностного выветривания, а также битумы Мордово-Кармальского и Ашальчинского месторождений, представляющие собой тяжелые вязкие, насыщенные газом нефти, добытые скважинным способом с глубин порядка 75–80 м. Кроме того, исследовали продукты их превращения, полученные в условиях лабораторных опытов. Опыты, моделирующие возможные изменения состава нефти и превращения органического вещества битуминозных пород под воздействием гидротермальных факторов проведены в автоклаве при температуре 360°C в присутствии воды и водорода при начальном давлении 5 МПа.

Результаты исследований показали, что воздействие гидротермальных факторов на битуминозную породу, например, Шугуровского месторождения приводит к снижению содержания органического углерода ($C_{орг}$) с 3,39 до 2,96 % и хлороформенного битума (ХБА) в породе с 3,05 до 1,14 %. По данным пиролитического метода Рок-Эвал в битуминозной породе снижается содержание нерастворимой органики – углеводородов, связанных с керогеном (S_2) с 2,29 до 1,04 мг/г породы. При этом увеличивается относительное содержание свободных углеводородов (S_1), характеризующих свободное нефтесодержание, что приводит к возрастанию индекса продуктивности пород – $PI = S_1 / (S_1 + S_2)$ с 0,43 до 0,83. Результаты пиролиза экстрагированной породы после гидротермального опыта, свидетельствуют о том, что гидротермальное воздействие приводит к полному разрушению нерастворимой органики. При этом максимальная температура пиролиза (T_{max} при пике S_2) возрастает с 422,9 до 541,9 °C, что характеризует породу после опыта, как катагенно-зрелую, нефтегенерационный потенциал которой практически реализован полностью.

После гидротермальной обработки в составе ХБА из битуминозных пород и тяжелой нефти, возрастает содержание углеводородных фракций, снижается содержание свободной серы, спирто-бензольных смол и асфальтенов.

Плотность нефти Мордово-Кармальского месторождения (скв. 131г) снижается с 0,9487 до 0,9397 г/см³, а плотность остаточного битума в породе (скв.134а) данного месторождения с 0,9734 до 0,9480 г/см³. Содержание общей серы в нефти заметно снижается, в то время как в битуме остается достаточно высоким – 3,90%. Продукты гидротермальных опытов битуминозных пород Шугуровского и Сугушлинского месторождений, независимо от исходного состава битума в породе, по своему компонентному составу, становятся подобны как между собой, так и тяжелым нефтям, которые могут быть извлечены скважинным методом с применением теплового воздействия.

Изменения в составе битумов, после гидротермальной обработки битуминозных пород, более заметны по сравнению с нефтью, что, по-видимому, связано с природой исходных битумов и каталитическим влиянием минерального состава пород. Так, на примере Сугушлинского битума и Мордово-Кармальской нефти было показано, что отличительной особенностью битумов, находящихся в условиях приповерхностного выветривания, является наличие асфальтенов и смол, обогащенных гидроксильными и сложно-эфирными группами, которые крайне не устойчивы в процессах термической деструкции.

Выявлено, что в присутствии воды наблюдается более интенсивное разрушение бензольных и спирто-бензольных смол при одновременном увеличении содержания углеводородов. В присутствии водной фазы наблюдается резкое повышение давления в системе, что более благоприятно сказывается на улучшении технологических качеств тяжелой нефти, по сравнению с безводной средой.

При добыче нефти, и тем более тяжелых нефтей и природных битумов, важную роль играют асфальтены. В продуктах гидротермальных опытов битуминозных пород Сугушлинского, Шугуровского и др. месторождений в составе асфальтенов снижается содержание водорода при одновременном увеличении содержания углерода. Во всех опытах наблюдается снижение содержания азота и общей серы, являющимися связующими элементами структуры смолисто-асфальтеновых компонентов.

Асфальтены не являются индивидуальными компонентами, а образуют ассоциативные комбинации, в центре которых локализованы стабильные свободные радикалы. Как видно из приведенного рисунка, в результате протекания гидротермальных процессов происходит снижение свободных радикалов и содержания ванадилпорфиринов. Наблюдаемая сверхтонкая структура в спектрах ЭПР исследуемых продуктов, создаваемая ионами ванадия V^{4+} , свидетельствует о разрушении менее устойчивых структур ванадилпорфириновых комплексов в Сугушлинском и Шугуровском битумах из поверхностных отложений и, следовательно, об их меньшей термической устойчивости. Более устойчивые ванадилпорфирины характерны для асфальтенов Мордово-Кармальской нефти (скв. 131г) и битума из пород данного месторождения (скв.134а).

Гидротермальное воздействие на битуминозные породы и тяжелые добываемые нефти приводит к снижению в составе их асфальтенов содержания тяжелых металлов таких, как Cu, Ga, Mn, Ba, Mo, Ni, Pl, Sn, V, Al, Ca, Fe. Наблюдаемые закономерности в изменении микроэлементного состава асфальтенов продуктов

гидротермальных опытов подтверждают большую устойчивость их состава в структуре асфальтенов Мордово-Кармальской нефти (скв.131г), находящейся в более закрытых условиях на глубине порядка 75 м, по сравнению с Сугушлинским битумом, находящимся в аэробных условиях приповерхностного выветривания.

В условиях протекания гидротермального процесса наблюдается образование газов состава $C_1 - C_4$ и легких углеводородов, способствующих увеличению подвижности битума и нефти в породе.

Результаты проведенных исследований выявили характер превращения органического вещества битуминозных пород и тяжелых нефтей под воздействием гидротермальных факторов в зависимости от геолого-геохимических условий их залегания. Можно полагать, что протекание гидротермальных процессов в битуминозных пластах будет способствовать более эффективной разработке месторождений природных битумов и улучшению их качества, как исходного сырья для термического и каталитического крекинга.

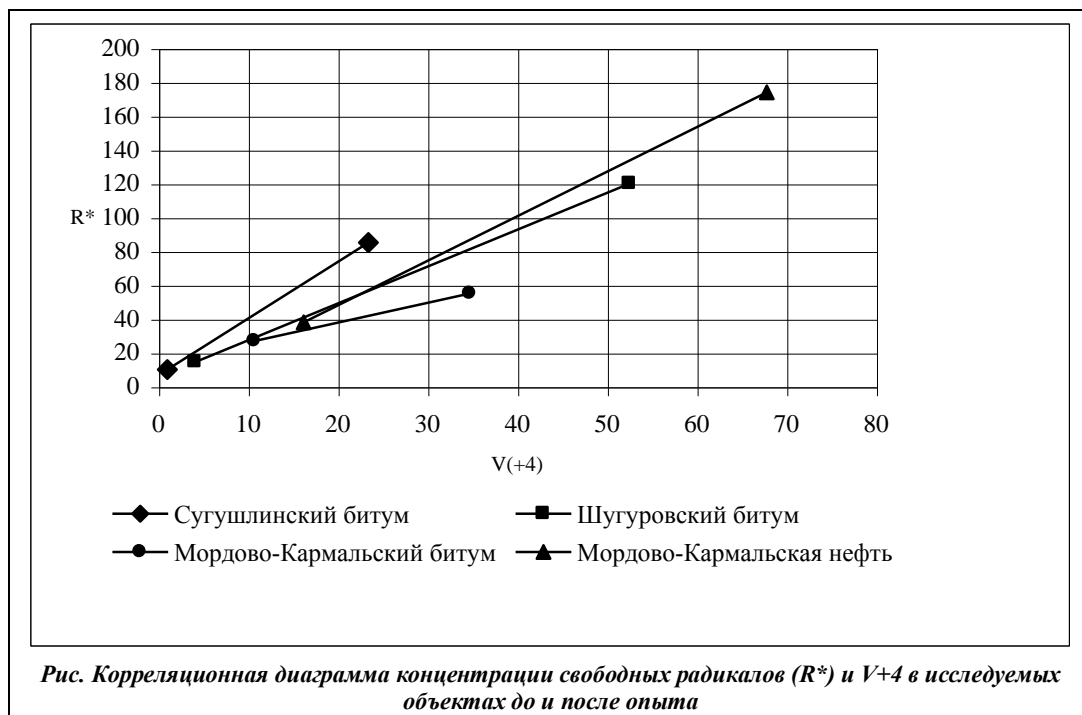


Рис. Корреляционная диаграмма концентрации свободных радикалов (R^*) и $V+4$ в исследуемых объектах до и после опыта

Литература

1. Байков Н.М. Повышение нефтеотдачи пластов путем закачки CO_2 на месторождениях США // Нефтяное хозяйство, 2003. – № 6. – С. 111–113.
2. Муслимов Р.Х. Пути расширения ресурсной базы на поздней стадии развития нефтедобывающих регионов // Казань: Экоцентр, 1999. – Т. 1. – С. 4–27.
3. Рокосова Н.Н., Рокосов Ю.В., Усков С.И., Бодаев Н.В. Состав и образование гидротермальной нефти // Нефтехимия, 2001. – Т. 41. – № 1. – С. 3–16.

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ИСТОРИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ КАЙМЫСОВСКОГО СВОДА И ЮГАНСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

Д.В. Конторович

Научный руководитель научный сотрудник ИГНГ СО РАН С.А. Бердникова
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

В административном отношении район исследований расположен в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа и Каргасокском районе Томской области, в тектоническом – приурочен к северо-западной части Каймысовского свода и зоне его сочленения с Юганской мегавпадиной.

Непосредственно на рассматриваемой территории находятся Первомайско-Весеннее и Ларломкинское нефтяные месторождения, давшие название объекту исследований – Ларломкинско-Весенней зоне нефтенакпления. В нефтегазоносном отношении Ларломкинско-Весенняя зона расположена в северо-западной части Каймысовского нефтегазоносного района Каймысовской нефтегазоносной области.

Настоящая работа, посвященная анализу тектонического строения и истории тектонического развития Ларломкинско-Весенней зоны нефтегазоаккумуляции, была выполнена на основе комплексной интерпретации данных сейсморазведки, ГИС и глубокого бурения.

Непосредственно на исследуемой территории отработано 58 сейсмических профилей МОГТ, общей протяженностью 1210 км, и пробурено 46 глубоких скважин, которые послужили основой при выполнении работы.

В процессе работы:

- создан банк геолого-геофизических материалов, включающий сейсмические разрезы МОГТ, данные ГИС, результаты испытаний и т.д.;
- создана база данных по стратиграфическим разбивкам скважин;
- с использованием разработанного в ИГНГ СО РАН интерпретационного комплекса GeoSeism выполнена корреляция юрских, меловых и кайнозойских реперных отражающих горизонтов;
- построены карты изохрон и структурные карты М 1:100 000 по отражающим горизонтам II^а (подшва баженовской свиты, верхняя юра / волжский ярус), III (кровля кошайской пачки алымской свиты, нижний мел / апт), IV (кровля кузнецовской свиты, верхний мел / турон), V (кровля талицкой свиты, верхний палеоген / ранний палеоцен);
- построены карты изопахит волжско-аптского, альб-туронского, коньяк-раннепалеоценового и позднепалеоцен-неогенового осадочных комплексов;

В процессе исследований на базе комплексной интерпретации полученных во время работы материалов выполнен анализ современного тектонического строения Ларломкинско-Весенней зоны и истории ее развития в мезозое и кайнозое.

Анализ структурных карт позволил сделать следующие выводы.

В структурном плане баженовской свиты в пределах района исследований выделяются Ларломкинский и Первомайско-Весенний валы, расположенные примерно на одном гипсометрическом уровне и оконтуренные изогипсами, проведенными на отметке –2440 м.

В южной части района исследований находится Южно-Турьяхская впадина, имеющая изометричную форму. Структура ограничена изогипсой – 2500, и ее амплитуда составляет 75 м.

Наиболее высокие отметки баженовской свиты зафиксированы в пределах приосевой части Ларломкинского куполовидного поднятия.

В северо-западной и северо-восточной частях района исследований находятся две симметрично расположенных депрессионных зоны. Первая является юго-восточным окончанием Юганской мегавпадины, вторая отделяет Первомайский вал от расположенного на северо-востоке Каймысовского свода Катальгинского куполовидного поднятия. В пределах этих депрессий зафиксированы наибольшие абсолютные глубины залегания баженовской свиты в рассматриваемом районе. Относительно них Южно-Турьяхская впадина расположена примерно на 90 м выше.

В структурном плане кошайской пачки алымской свиты ситуация существенно иная.

Ларломкинский вал как замкнутая положительная структура не существует, а представлен лишь приподнятыми зонами, отвечающими Ларломкинскому, Узловому и Южно-Махнинскому локальным поднятиям, причем зона Ларломкинского вала находится гипсометрически ниже зоны Первомайско-Весеннего вала.

В зоне сочленения Южно-Турьяхской впадины и зоны Ларломкинского вала выделяются только Северо-Турьяхское поднятие, амплитуда которого не превышает 10 м и еще менее контрастная Восточно-Ларломкинская структура. Такие объекты, как Турьяхский и Восточно-Турьяхский, в рельефе кошайской пачки не существуют.

Южно-Турьяхская впадина в структурном плане аптских горизонтов находится гипсометрически значительно глубже, чем депрессия, расположенная в северо-восточной части территории, но выше северо-западной погруженной зоны – юго-восточной части Юганской мегавпадины.

Первомайско-Весенний вал сохранил свои очертания, но если в рельефе баженовской свиты его северная и южная части располагались на примерно одинаковых гипсометрических уровнях, то в структурном плане кошайской пачки расположенное в северной части вала Верхневесеннее локальное поднятие имеет амплитуду менее 10 м и находится на 60 м ниже южного купола Первомайского поднятия, осложняющего южную часть структуры III порядка.

В целом, в рельефе кошайской пачки имеет место региональное погружение территории в западном и северо-западном направлениях.

Структурные планы IV и V горизонтов подобны и схожи с рельефом отражающего горизонта III. В структурных планах верхнемеловых и кайнозойских горизонтов южная часть Первомайско-Весеннего вала также находится гипсометрически значительно выше северной.

В пределах зоны, в плане отвечающей Ларломкинскому валу, также выделяются Ларломкинское, Узловое и Южно-Махнинское поднятия, а вся зона находится гипсометрически ниже Первомайско-Весенней.

Южно-Турьяхская впадина и депрессия, расположенная в северо-восточной части района исследований находятся примерно на одном гипсометрическом уровне, также как и юго-западная часть территории, которая в рельефе баженовской свиты была значительно выше.

В рельефе IV и V горизонтов также имеет место региональное погружение структурной поверхности, но уже в северо-западном направлении в направлении Юганской мегавпадины.

Тот факт, что структурные планы IV и V горизонтов подобны между собой, позволяет сделать вывод, о том что, во-первых, на них оказывали воздействия одни и те же тектонические движения, которые, очевидно, происходили после формирования талицкой свиты; во-вторых, во время формирования коньяк-нижнепалеогеновых отложений никаких активных тектонических процессов не происходило, либо они были однопавлены с позднепалеоген-неогеновыми.

Анализ карт изопахит позволил сделать следующие выводы.

Учитывая, что в аптском палеорельефе баженовской свиты (карта изопахит волжско-аптских отложений) Ларломкинский вал был расположен гипсометрически существенно выше, чем Первомайско-Весенний, можно сделать вывод о том, что на этом этапе он развивался существенно более интенсивно.

В волжско-аптское время довольно активно формировались Южно-Турьяхская впадина и депрессионная зона на северо-западе территории.

Наибольшие толщины комплекса в восточной части рассматриваемого района свидетельствуют о том, что в этой области происходило наиболее интенсивное погружение.

В целом же, анализ палеорельефа баженовской свиты, имевшего место в аптском веке, позволяет отметить, что к моменту формирования кошайской пачки современный рельеф исследуемой территории был в значительной мере сформирован. На этом этапе были образованы практически все локальные поднятия и структуры II порядка. Например, хотя Первомайско-Весенний вал находился гипсометрически ниже Ларломкинского, оба этих тектонических элемента уже на этом этапе развития имели очертания, близкие к современным.

В альб-туронское время направленность тектонических процессов существенно изменилась. В это время Первомайско-Весенний вал интенсивно рос, в то время как Ларломкинский вал и вся западная часть рассматриваемого района, наоборот, испытывал тенденцию к погружению.

В результате этих прямо противоположных процессов, происходивших в волжско-аптское и альб-туронское время, Первомайско-Весенний и Ларломкинский валы в современном рельефе баженовской свиты расположены приблизительно на одном гипсометрическом уровне.

В альб-туронское время также активно формировалась Южно-Турьяхская впадина, а депрессия, расположенная на северо-западе территории, погружалась незначительно.

Как уже отмечалось выше, подобие структурных планов IV и V горизонтов свидетельствует о том, что в коньяк-раннепалеогеновое время активных тектонических движений не происходило.

В позднепалеоген-неогеновое время имело место интенсивное региональное погружение северо-западной части территории, на фоне которого локальные положительные структуры практически не формировались. Тот факт, что северо-западная часть района исследований наиболее активно погружалась именно в кайнозойское время, дает основания предположить, что современный облик Юганской мегавпадины был сформирован на этом этапе развития Западно-Сибирской геосинеклизы.

В заключительной части работы рассмотрена связь нефтегазоносности Первомайско-Весеннего и Ларломкинского нефтяных месторождений с мезозойско-кайнозойскими тектоническими движениями. В частности, результаты статистического анализа информации, полученной по глубоким скважинам, показали, что характер распределения толщин юрского и волжско-аптского сейсмогеологических комплексов позволяет осуществлять прогноз геологического строения васюганской свиты и определять зоны распространения и толщины песчаных пластов горизонта Ю₁, с которыми связаны залежи углеводородов на рассматриваемой территории. На этом этапе исследований была построена прогнозная карта толщин продуктивных песчаных пластов горизонта Ю₁, которая в комплексе со структурной картой по кровле резервуара послужила основой для уточнения моделей месторождений, а также выделения зон и объектов, представляющих интерес в отношении нефтегазоносности.

ВОЗМОЖНОСТИ ТЕРМОСТИМУЛИРОВАННОЙ ЛЮМИНЕСЦЕНЦИИ ПОЧВО-ГРУНТОВ ПРИ ПОИСКАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В УСЛОВИЯХ СИБИРСКОГО РЕГИОНА

А.А. Костырева

Научный руководитель доцент И.С. Соболев

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Поиски и разведка месторождений углеводородного сырья всегда находилась в центре внимания геологической науки. Впервые начали применять геохимический метод для поисков месторождений нефти и газа в 1929 году. С течением времени интерес к литогеохимическим методам повышался и в наши дни по-прежнему актуален. Это связано с тем, что при сравнительно небольших затратах прямые методы поиска позволяют прогнозировать открытие глубокозалегающих залежей нефти и газа, а также существенно оптимизировать дорогостоящие сейсморазведку и глубокое бурение.

В качестве одного из реализуемых нами поискового метода используется термостимулированная люминесценция почво-грунтов. В его основе лежит способность ряда минералов, таких как широко распространенных в терригенных породах кварца, карбонатов, полевых шпатов и др., люминесцировать при нагревании. Термостимулированная люминесценция является одним из рекордных по чувствительности методов обнаружения структурных и примесных дефектов в физике твёрдого тела.

В России в результате опытно-методических работ, проведённых в Западном Казахстане и Белоруссии, установлено, что метод термостимулированной люминесценции (ТСЛ) даёт хорошие результаты при оценке площадей, перспективных на нефть и газ (Алукер и др., 1989). Так же было замечено, что приуроченность участков с аномальной ТСЛ к газонефтяному контакту пространственно совпадает с локализацией зон повышенных значений приращения магнитной восприимчивости и спектральной яркости пород. В этих же зонах отличается повышенные содержания углеводородных газов. В дальнейшем в связи с глубоким экономическим кризисом в России изучение возможностей ТСЛ при поисках месторождений нефти и газа было приостановлено и он не получил практического применения. Тем не менее, аналогичные работы осуществляемые в КНР на

континенте и его шельфовой части демонстрируют высокие прогнозно-поисковые возможности метода (Wang и др., 2000).

В Томском политехническом университете проводятся исследования по применению ТСЛ почво-грунтов в условиях Сибирского региона. Опытно-методические работы в профильном варианте осуществлены на Западно-Полуденном нефтяном (ХМАО), Северо-Васюганском газоконденсатном (Томская область) месторождениях, Ново-Михайловской газоперспективной площади (Республика Хакасия), площадные поисковые исследования на перспективных структурах в акватории Обской Губы (ЯМАО).

В качестве измерителя используется термолюминесцентная установка с чувствительностью, позволяющей обнаружить эффект повышенного термолюминесцентного свечения почво-грунтов, изначально характеризующихся в сравнении с мономинеральными фракциями, невысокой интенсивностью термосвечения. Картирование ореолов интегральной термолюминесценции по поверхностным отложениям позволяет выявить участки интенсивного подтока углеводородов из залежей и с учётом структурного плана скорректировать глубокое бурение, сократить до минимума количество разведочных скважин.

Большое значение на качество получаемой информации имеет процесс пробоподготовки. Для проб, отобранных из подпочвенного слоя по сети профилей, пересекающих известное месторождение, был проведен частичный ситовый анализ. Для исследований брались фракции размером <1 мм и <0,25 мм, затем каждая из них подверглась истиранию на виброистирателе. Таким образом, из каждой пробы выделили по две фракции и



Рис. Влияние процедуры пробоподготовки почво-грунтов на ТСЛ (условн. ед.)

соответствующие им истертые образцы. Во всех пробах измерялась запасенная светосумма. Приведённая диаграмма наглядно демонстрирует результаты, что наиболее оптимальный размер фракции, выделенной из валовой пробы, составляет 1 мм, что обусловлено присутствием люминофорных минералов, зерна которых при использовании сита с размером ячеек <0,25 мм в измеряемую пробу не попадают. Более того, истиранию образцы подвергать не целесообразно в связи с потерей низкотемпературных пиков в результате нагрева материала при этом виде пробоподготовки.

Результаты опытно-методических работ по использованию ТСЛ при поисках месторождений нефти и газа позволяют уверенно говорить, что данный метод может с успехом использоваться при проведении нефтепоисковых работ в горно-геологических условиях Центральной Сибири. Прямые методы поисков несут важную прогнозно-поисковую

информацию. Применение «легких» методов уместно как на региональной стадии изучения осадочных бассейнов, так и при детальном исследовании, включая локальный прогноз нефтегазоносности. При незначительном увеличении общей стоимости они способствуют существенному снижению риска геологоразведочных работ на нефть и газ.

Литература

1. Алукер Н.Л., Зверева О.В., Капина И.С., Петухов А.В. Возможности использования термостимулированной люминесценции при оценке перспектив нефтегазоносности недр // Препринт 10-89. – М.: ВНИИгеоинформсистем, 1989. – 6 с.
2. Wang N., Hou S., Liu H., Li H., Chen Y. Thermoluminescence characteristics of quaternary sediments in Erlang basin and their significance in the exploration of mineral resources // Geophysical and geochemical exploration, 2002. – Vol. 26. – № 4. – P. 258–263.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ИСТОРИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОЙ ПЛОЩАДИ

Р.О. Кузнецов, М.З. Мадиев, Н.В. Первухина

Научный руководители научные сотрудники Л.М. Калинина, С.А. Бердникова
Институт геологии нефти и газа СО РАН, г. Новосибирск, Россия

При проведении поисковых работ на нефть и газ одной из первых задач является выделение перспективных структур и восстановление их тектонической истории развития.

Игольско-Таловое куполовидное поднятие выявлено сейсморазведочными работами в 1968 г. в центральной части Нюрольской мегавпадины. Одноименное месторождение открыто в 1977 г. и введено в эксплуатацию в 1991 г. Объектом промышленной разработки являются нефтеносные пласты верхней подсвиты васюганской свиты.

В пределах этой территории по отражающему горизонту П^а выделена серия локальных поднятий: Игольское, Северо-Игольское, Таловое, Южно-Таловое, Восточно-Таловое и ряд других небольших поднятий. В работе использована классификация тектонических структур, разработанная в ИГНГ СОРАН (Конторович и др., 2001; Итенберг, 1987).

Восстановление истории тектонического развития основано на анализе серии структурных карт и карт мощностей. Структурные карты были построены по 5 сейсмическим отражающим горизонтам: Ф₂ – подошва осадочного чехла, П^г – кровля юрского комплекса, Ш – кровля неокома, IV – кузнецовская свита, V – талицкая свита, которые являются реперными горизонтами, выдержанными по толщине, представлены существенно глинистыми свитами, распространены на большой территории и имеют квазиизохронные границы.

Карты мощностей, ограниченные выбранными горизонтами, послужили материалом для восстановления истории развития исследуемой территории. В настоящей работе рассмотрены 4 основных мегакомплекса: юрский, волжско-аптский, альб-туронский, сантон-неогеновый.

Анализ карты мощностей юрского комплекса показал, что Игольско-Таловое куполовидное поднятие было ярко выражено. Игольская структура была приподнята относительно Таловой. Основное прогибание было приурочено к самой южной части исследуемой территории, менее к центральной и северной частям. Относительное воздымание (или отставание от погружения) происходило в пределах Игольских и Таловых площадей. (Муромцев, 1984)

В период следующего этапа развития территории (во время накопления волжско-аптских отложений) наблюдается принципиальное унаследованное развитие территории. Тенденцию к росту имели структуры, приуроченные к площадям, которые рассматриваются в рамках настоящего проекта. Необходимо отметить, что интенсивно начал воздыматься блок, приуроченный к северо-западной части исследуемой территории. Усилились процессы опускания в крайне южной и центральной частях.

Альб-туронский этап развития территории отличается от двух предыдущих. Интенсивно стали прогибаться северо-западный и северо-восточный районы. Восточно-Таловая площадь была вовлечена в это погружение. К относительному росту имели тенденцию структуры, находящиеся в пределах Игольской, Северо-Игольской, Таловой, Южно-Таловой площадей.

Анализ карты толщин сантон-неогеновых отложений показал, что территория «распалась» на две части – западную и восточную. Западная часть имела тенденцию к относительному росту, а восточная – к прогибанию, основные участки которого были сосредоточены в районах Таловой площади и немного севернее ее. Относительный рост территории осуществлялся в районе Игольской площади.

Таким образом, структурный план исследуемой территории сформировался в результате разнонаправленных движений блоков фундамента (клавишной тектоники).

Также была построена корреляционная схема келловей-волжских отложений по скважинам, находящимся в пределах территории исследования, исходя из данных об увеличении толщины надугольной пачки горизонта Ю₁ васюганской свиты.

Определен литологический состав васюганской свиты по данным ГИС, общая и эффективная мощность песчаников Ю₁¹, Ю₁². Наибольшая эффективная толщина песчаников горизонта Ю₁¹ определена в скважине Таловая № 10, минимальная – в Игольской № 6 и № 20. Максимальная эффективная толщина песчаников горизонта Ю₁² – в Игольской № 13, минимальная – в Игольской № 3, №4, №6, №8, №10, №11, №17, №20, №23 и в Таловой № 10.

Литература

1. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др. Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1832–1845.
2. Итенберг С.С. Методика изучения нефтегазоносных толщ по комплексу промыслово-геофизических и геологических исследований. – М.: Недра, 1987. – 279 с.
3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 258 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ИСТОРИИ ФОРМИРОВАНИЯ СОВРЕМЕННОЙ СТРУКТУРЫ И ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГОРИЗОНТА Ю₂ В ЮГАНСКОМ ПРИОБЬЕ

Р.О. Кузнецов

**Научный руководитель заведующий лабораторией С.Ю. Беляев
Институт геологии нефти и газа СО РАН, г. Новосибирск, Россия**

Моделирование истории формирования современной структуры является важным вопросом при прогнозе нефтегазоносности объекта. Восстановление времени основного прироста структур и совпадение его с процессами генерации, миграции и аккумуляции углеводородов позволяет установить наличие нефти и газа в ловушках.

Территория исследования – центральная часть Западной Сибири (Юганское Приобье) – составляет почти 3 % от площади Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, однако содержит 31 % от общих ее запасов (Хамхоева и др., 2004). Выход в новые нефтегазоносные районы и области в РФ затруднен, поэтому

комплексное и детальное изучение уже освоенных территорий является одним из приоритетных направлений исследования.

В связи с этим, одним из потенциальных объектов для восполнения сырьевой базы является горизонт Ю₂ в кровле тюменской свиты, сформировавшийся в течение батского века.

Горизонт Ю₂ регионально нефтегазоносен, но очень сложно построен, поэтому прогнозирование участков, где распространены отложения с высокими фильтрационно-емкостными свойствами является важной задачей. Следующей проблемой является установление времени и зон генерации и аккумуляции углеводородов. Это позволяет, совместно с палеотектоническими реконструкциями, восстанавливать нефтяную историю территории. Под нефтяной историей следует понимать: установление нефтематеринских пород в разрезе, определение типа органического вещества и времени погружения основных нефтепроизводящих комплексов в главную зону нефтеобразования, реконструкция количества генерированных, мигрировавших и остаточных углеводородов, определение зон генерации и миграции углеводородов.

Для того, чтобы наиболее точно восстановить тектоническую историю, учитывался эффект уплотнения пород при погружении, который может оказывать значительное влияние на структурный план отложений (Конторович и др., 1975). Основная идея учета эффекта уплотнения пород заключается в постепенном (пошаговом) «снятии» залегающих выше по разрезу пород, и восстановление первоначальной толщины слоев (горизонтов). Первоначальная толщина реконструируется на основе эмпирической зависимости пористости от глубины. Для оптимизации эксперимента по моделированию тектонической и нефтяной истории территории был использован программный пакет «Genex».

«Genex» – программный пакет, позволяющий производить одномерное моделирование, т.е. в пределах одной скважины. Чтобы реконструировать тектоническую и нефтяную историю в скважине, необходимо сформировать банк данных. В него входят: абсолютные отметки горизонтов, литологический состав, глубина и палеогеографические обстановки бассейна осадконакопления, информация о тепловом поле и изменении его во времени, содержание органического вещества в нефтематеринских породах, данные об отражательной способности витринита.

На основании фактических данных по скважинам, с использованием современных компьютерных технологий, восстановлена тектоническая история формирования современного структурного плана батского резервуара в пределах Юганского Приобья. Построена серия палеоструктурных карт на моменты формирования кровли: баженовской, алымской, кузнецовской, талицкой свит. Подтверждено, что основной прирост амплитуд структур произошел в кайнозойский этап развития Западно-Сибирского бассейна (в среднем, около 70 %). К моменту формирования кровли алымской свиты амплитуды структур увеличились в среднем на 20–25 %.

Установлено время погружения основных нефтепроизводящих комплексов в главную зону нефтеобразования (ГЗН) в 14 скважинах. Анализ этих данных позволил построить карту времени погружения отложений в ГЗН. Определено, что процесс генерации нефти начался в восточной части Юганского Приобья не ранее, чем с сеноманского века. На остальной территории генерация углеводородов из нефтематеринских пород началась существенно позднее. Наиболее поздно отложения достигли ГЗН в районе Сургутского свода. Это произошло примерно 5 млн. лет назад. Анализ полученных результатов дает основания полагать, что и в настоящий момент происходит генерация углеводородов.

Для того, чтобы наиболее полно реконструировать нефтяную историю, построена серия карт, отражающих изменение положения зон генерации и аккумуляции, а также наиболее вероятные направления миграции углеводородов. Выяснено, что в пределах группы Салымских поднятий с конца волжского века начала активно формироваться зона накопления углеводородов, которая существует и на современный момент.

К результатам работы относится и моделирование петрофизических свойств коллекторов горизонта Ю₂. Моделирование пористости песчаников производилось с помощью фактических данных по скважинам, а также с использованием зависимости пористости от глубины, которая установлена И.И. Нестеровым (Нестеров, 1965). Количественно оценено изменение во времени пористости, теплопроводности, температуры, катагенетической преобразованности органического вещества и других параметров. Установлено, что наибольшие значения современной пористости приурочены к Салымскому куполовидному мезоподнятию (Конторович и др., 2001).

Таким образом, восстановлена тектоническая и нефтяная история горизонта Ю₂ в пределах Юганского Приобья. Количественно оценено изменение петрофизических свойств коллекторов батского резервуара. Анализ всех полученных данных позволяет утверждать, что горизонт Ю₂ является одним из наиболее перспективных объектов для восполнения сырьевой базы территории исследования.

Литература

1. Геология нефти и газа Западной Сибири / Под ред. А.Э. Конторовича, И.И. Нестерова, Ф.К. Салманова и др. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
2. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др. Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика, 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1832–1845.
3. Хамхоева Т.М., Кузнецов Р.О., Петраков Ю.А. Тектонический контроль размещения гигантских и крупных месторождений нефти на территории Юганского Приобья Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Эволюция тектонических процессов в истории Земли: Материалы молодежной школы-конференции XXXVII тектонического совещания. – М.: ГЕОС, 2004. – С. 105–108.
4. Нестеров И.И. Уплотнение глинистых пород // Сов. геология, 1965. – № 12. – С. 69–80.

**ВЛИЯНИЕ КАТАГЕНЕТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ГАЗА
НА СТРУКТУРУ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА****К.А. Кулакова****Научный руководитель старший преподаватель О. А.Кулакова
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия**

Любой известный или вновь предлагаемый способ разработки углеводородного месторождения базируется на определенных представлениях о строении природной ловушки, положения ее в пространстве, строении покрывки, расположении подстилающих вод, размещении углеводородов во вмещающих породах и характере изменения термобарических условий в данном месторождении в вертикальном и латеральном простирании.

Согласно существующим на сегодняшний день представлениям любое углеводородное месторождение представляет собой природную ловушку, выполненную из пористых пород (карбонатов, доломитов или терригенных пород), отделенную от остальных пород непроницаемыми покрывками (в основном глинами или солями) и подстилаемую снизу пластовыми водами. Пористые породы ловушки сложены горизонтальными слоями отложений, которые могут изменить ориентацию в пространстве вследствие тектонических процессов. Сами природные ловушки никак не связаны с процессами нефтегазообразования, а вероятность их заполнения углеводородами носит случайный характер. Заполнив ловушку, углеводороды ее консервируют, тормозя все процессы, протекающие в ней.

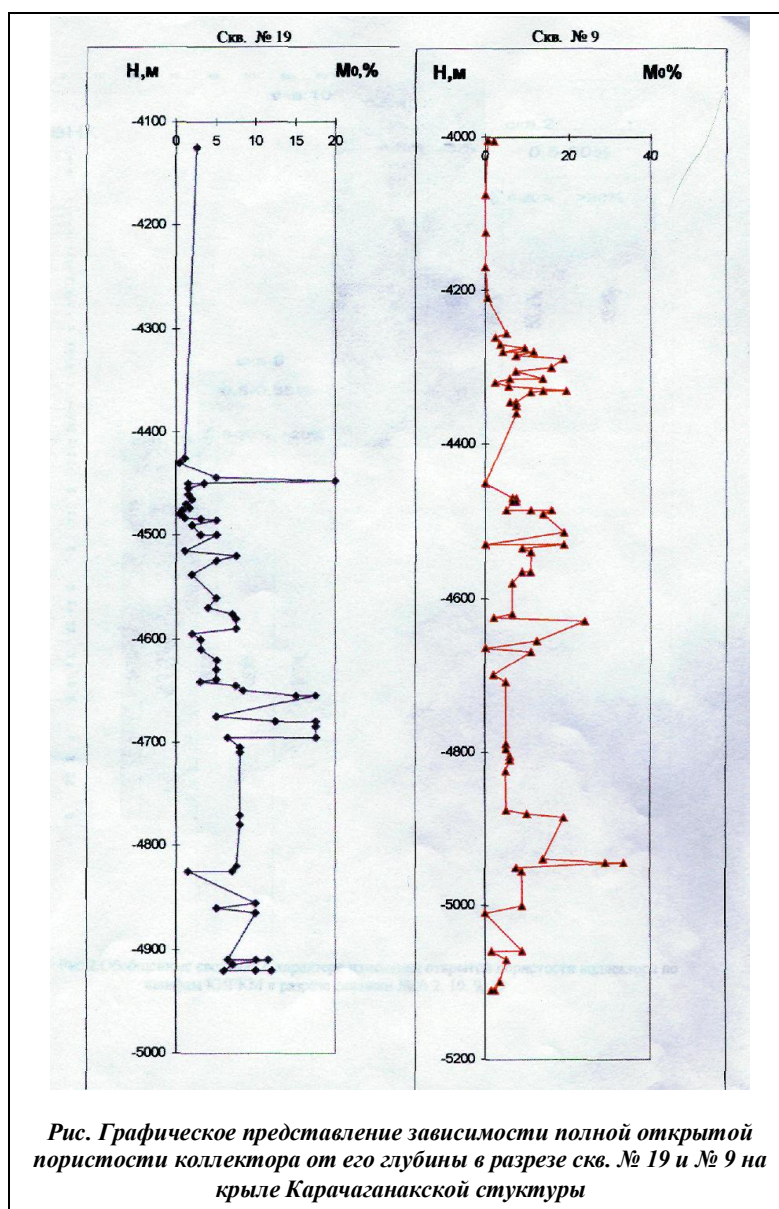


Рис. Графическое представление зависимости полной открытой пористости коллектора от его глубины в разрезе скв. № 19 и № 9 на крыле Карачаганакской структуры

Однако на сегодняшний день накопилось немало фактов, не укладывающихся в данные представления. Прежде всего, во-первых, речь идет о том, что плотность и пористость пород, полученная при изучении многочисленного кернового материала, поднятого из продуктивных толщ, изменяется с глубиной залегания совершенно иначе, чем плотность и пористость аналогичных пород, поднятых с тех же глубин, но из ловушек, не заполненных углеводородами.

Во-вторых, тщательное изучение притоков продукции из скважины в массивных залежах (например, на Карачаганакском нефтегазоконденсатном месторождении) свидетельствует о том, что основное дренирование происходит по узким пропласткам мощностью 5–6 м, никак не отделенным от остальной массы аналогичных пород.

В-третьих, при разбуривании продуктивных пластов, сложенных одной и той же породой, скорость проходки при постоянной нагрузке на долото внезапно и резко изменяется на весьма существенную величину, достигающую одного порядка.

В-четвертых, в керновом материале, поднятом из определенных интервалов продуктивных толщ, обнаруживаются совершенно не свойственные данному типу отложений образования, объяснить существование которых с существующих воззрений невозможно.

Нами были исследованы большие петрографические шлифы образцов керна, отобранных из скважин № 2, №9, №10, №19, №100 Карачаганакского НГКМ. Скважины расположены в сводовой и крыльевой частях месторождения и вскрывают глубины 3704–5356 м. По шлифам была определена пористость пород и построены графики изменения открытой пористости коллектора с глубиной (рисунок). Статистическая обработка данных по значениям пористости подтверждает сведения о катагенетических процессах, происходящих в залежи нефти и газа. Несмотря на то, что представительность керна в разрезах не отличается полнотой, графическая зависимость – открытая пористость как функция глубин в разрезе каждой скважины обнаруживает ряд частных и общих закономерностей. Во-первых, общей закономерностью можно назвать скачкообразное изменение пористости с глубиной. Скачки прослеживаются в прослоях мощностью 4–5 м, за редким исключением, на величину 5–6 %. Во-вторых, верхняя граница в изменении пористости в прослоях 4–5 м индивидуальна для каждой скважины, располагающейся в том или ином месте структуры, и определяется максимальной величиной пористости в разрезе скважины.

Таким образом, напрашивается вывод о существовании в продуктивных толщах неких особых пропластков с резко отличающимися свойствами. Такие пропластки получили название древних водонефтяных и нефтегазовых контактов (Борисевич и др., 2002). Появление в ловушке каждой новой порции углеводородов сопровождалось оттеснением пластовой воды и формированием прогрессивного древнего водонефтяного контакта (ДВНК), легко обнаруживаемого по характерным литофизическим признакам на латеральном срезе месторождения. Разрушение углеводородных месторождений при прорыве части углеводородов через породы покрышки или замки структуры сопровождается компенсированием пластовой водой уменьшения объема углеводородов с формированием регрессивного ДВНК. Количество ДВНК определяется этажом нефтегазоносности и может достигать нескольких десятков. Чередование прогрессивных и регрессивных ДВНК носит случайный характер, хотя и обусловлено вполне конкретными глобальными причинами. Суммарная мощность древних ВНК достигает 50 % от общего этажа нефтегазоносности месторождения. Прогрессивные и регрессивные ДВНК могут в любой последовательности соприкасаться и налагаться друг на друга, образуя весьма запутанную картину.

Каждый древний ВНК имеет мощность порядка 10 м и, независимо от размеров ловушки, отчетливо наблюдается на горизонтальном срезе блока залежи на породном уровне, хотя насыщение пород углеводородами существенно различается в активных и застойных зонах. Причины появления активных и застойных зон, их количество и характерные размеры, вполне конкретны, но их рассмотрение выходит за рамки данной работы. Каждый древний ВНК подразделяется на две подзоны: верхнюю – разуплотнения, мощностью 5–7 м, и нижнюю – цементации, мощностью 3–5 м. Обе подзоны представляют собой тонкослоистые системы, отражающие этапы стабилизации залежи, когда вследствие массообмена углеводороды концентрируются в верхней части контакта, а вода вытесняется в нижнюю часть. В результате, для карбонатных пластов наблюдается потеря объемной плотности породы и одновременное увеличение порового объема от 2–6 % до 40–50 % и выше. Размер пор 0,03–1 мм, встречаются каверны размером 1,5–2 мм. Форма пор и каверн удлиненная, угловатая, лапчатая, неправильная, «причудливая». Располагаются поры в породе равномерно или неравномерно.

В подзоне цементации происходит перекристаллизация и вторичное минералообразование. В результате, в ней сверху вниз идет последовательное выпадение карбонатов, сульфатов и галоидов. Поровый объем, при этом, уменьшается до 0,5–0,2% и менее.

Формирование подзон разуплотнения каждого ДВНК сопровождается выделением газовой фазы в формирующемся свободном объеме с поршневым оттеснением нефти и формированием древнего газокидкого контакта (ДГЖК), расположенного несколько выше ДВНК. Таким образом, газовая фаза в любом месторождении повторяет своими очертаниями, с одной стороны, геометрию ловушки, а с другой совокупность зон максимальных разуплотнений.

Анализ закономерностей в микронеоднородности пород помогает перенести изучаемые нами процессы катагенетических превращений органического вещества и минеральной фазы от микрообъемов (микроуровней, уровней образцов) к макрообъемам (макроуровни соизмеримы с размерами зон, этажей, фаций, вплоть до уровня всего геологического тела залежи) в единой системе органо-минерального комплекса в целом. Такая направленность позволит определить в фазовой неоднородности состояния углеводородов в различных фациальных зонах залежи и проэкстраполировать изменения этих фазовых состояний в процессе разработки залежи, а также позволит не только в статике, но и в динамике проанализировать возможность взаимодействия зон между собой при выборе технологии разработки залежи.

Необходимо подчеркнуть новизну развиваемого направления. Также необходимо отметить, что помимо решения чисто прикладных задач повышения эффективности интерпретации промысловых материалов в сложно построенных карбонатных коллекторах создание петрофизической модели месторождения поможет в решении многих текущих и прогнозных задач, связанных с проблемами разработки.

Для сложнопостроенных коллекторов прием статистического осреднения аномально неоднородных свойств пород может привести к грубым ошибкам не только при оценке геологических и извлекаемых запасов, но в результате такого среднестатистического подхода можно допустить крупные ошибки при выборе технологической схемы разработки. Неоднородность пород по плотности нередко вызывает осложнения при производстве буровых работ (резкое увеличение скорости проходки скважины) и в период эксплуатации залежи, т.к. в первую очередь дренируются участки, обладающими наивысшими значениями пористости и проницаемости. Интервалы с ухудшенными коллекторскими свойствами включаются в работу лишь с увеличением депрессии на пласт.

Все вышеизложенное позволяет сделать следующие выводы:

Изменение структуры порового пространства является следствием катагенетических процессов взаимосвязанного преобразования органического вещества и минеральной составляющей органо-минерального комплекса продуктивных отложений.

В изученной коллекции образцов отчетливо прослеживается полосчатая картина изменения пористости карбонатного коллектора. Зоны разуплотнения пород чередуются с зонами цементации, а их количество находится в тесной связи с количеством порций УВ, поступивших в ловушку. Границы раздела фиксируются акустическими методами и могут быть поисковыми признаками на наличие небольших залежей.

Данные лабораторных петрографических исследований коллектора служат необходимым материалом для обоснования модели формирования и разрушения залежей нефти и газа.

Литература

1. Борисевич Ю.П., Кулакова О.А., Цивинская Л.В. Вторичные процессы в продуктивных карбонатных пластах при формировании углеводородных месторождений // Изв. Самарского науч. Центра РАН. Спец. вып. «Проблемы нефти и газа», 2002. – С. 70–81.

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ИСТОРИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ АЛЕКСАНДРОВСКОГО СВОДА И КОЛТОГОРСКОГО МЕГАПРОГИБА

И.С. Лукичева

Научный руководитель научный сотрудник ИГНИГ СО РАН Л.М. Калинина
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск

Исследуемая территория расположена в Александровском районе Томской области.

В тектоническом отношении район приурочен к южной части Западно-Александровского выступа, входящего в состав Александровского свода (структуры I порядка), осложняющего положительную надпорядковую структуру Обь-Васюганской гряды и ряд примыкающих структур Колтогорского мегапрогиба.

Средняя плотность сейсмических профилей МОГТ составляет 0,72 км/км². Глубоким бурением участок изучен слабо и неравномерно.

В рамках работы на базе комплексной интерпретации сейсмических разрезов с использованием интерпретационного комплекса GeoSeism и пакетов программ GridMaster и GridBuilder было осуществлено построение структурных карт по отражающим горизонтам юры, мела и кайнозоя, приуроченным к акустическим границам, разделяющим сейсмогеологические комплексы:

Ф₂ – подошва осадочного чехла;

II^a – подошва баженовской свиты; верхняя юра; волжский ярус;

III – кошайская пачка алымской свиты;

IV – кровля кузнецовской свиты;

V – кровля талицкой свиты.

В тектоническом плане район исследований расположен в зоне сочленения Александровского свода с крупной контрастной депрессией – Колтогорским мегапрогибом, что в значительной мере предопределило как тектоническое палеоразвитие района, так и современную обстановку.

Анализ структурных построений показал, что в рельефе баженовской свиты западная часть территории представляет собой моноклираль, осложненную небольшими локальными структурами.

В структурном плане доюрского основания эта часть исследуемого района расчленена существенно сильнее. Здесь, в районе Мишкинской площади получила развитие серия куполов, ограниченных абсолютной отметкой –2980 м и имеющих амплитуду 30–50 м. Вдоль восточной части протягивается цепочка структур, вытянутая в северо-северо-восточном направлении. В составе линейной зоны получили развитие Александровская и Северо-Александровская структуры, имеющие амплитуды соответственно 105 и 125 м. К югу от них расположено Южно-Александровское поднятие, представленное тремя куполами, последовательно погружающимися в южном направлении.

Восточная часть района в структурном плане баженовской свиты имеет в целом аналогичное строение. Александровское локальное поднятие оконтурено изогипсой –2380 м, имеет амплитуду 65 м и площадь 12 км².

Южно-Александровская структура менее контрастная, но имеет большие размеры. Поднятия ограничено изогипсой –2400 м, имеет площадь 28 км² и амплитуду – 45 м.

В рельефах меловых и кайнозойских отложений территория представляет собой практически неосложненную моноклинал, погружающуюся в западном направлении.

В основу изучения истории тектонического развития территории был положен анализ изменения толщин осадочных мегакомплексов. В разрезе мезозойско-кайнозойского осадочного чехла можно выделить серию квазиизохронных геологических реперов – флюиодупоров: баженовскую свиту, кошайскую пачку алымской свиты, кузнецовскую и талицкую свиты, обладающие свойствами, позволяющими принимать их за региональные поверхности выравнивания и использовать их при палеоструктурном, палеотектоническом, палеогеографическом анализе. Зоны увеличенных или уменьшенных толщин мегакомплексов, ограниченных в кровле и подошве поверхностями выравнивания, будут отвечать участкам, испытывающим тенденцию к относительному погружению, и, наоборот, воздыманию на каждом из этапов развития региона. Для восстановления истории тектонического развития территории были построены карты изопакит для юрского (геттанг-кимериджского), волжско-аптского, альб-туронского, коньяк-раннепалеоценового и позднепалеоцено-четвертичного мегакомплексов.

Анализ карт изопакит позволил отметить, что в волжском веке палеорельеф доюрского основания исследуемой территории был существенным образом расчленен: толщина юрских отложений изменяется от 100–150 м до 600 м. При этом эпицентр прогибания располагался не на западе района, как это имеет место в настоящее время, а на юге. На этом этапе развития наибольшей контрастностью отличались Александровская и Северо-Александровская структуры, занимающие осевую часть довольно крупной приподнятой зоны, расположенной в северной части района исследований.

В западной части района находилась линейная палеодепрессия – Восточно-Александровский палеопрогиб, погружающийся в южном направлении, в пределах которого накопились наибольшие мощности юрских осадков.

В целом в волжском веке палеорельеф доюрского основания исследуемой территории существенным образом отличался от современного и представлял собой неосложненную региональным наклоном расчлененную поверхность с доминирующими вертикальными движениями. Наибольшую тенденцию к росту испытывали относительно монолитные блоки доюрского основания, над которыми впоследствии были сформированы Александровская и Северо-Александровская структуры.

Наибольшее влияние на современный рельеф кровли юрского структурно-формационного комплекса оказали тектонические процессы, происходящие в берриас-аптское, в первую очередь берриас-готеривское, и в посттуронское время.

На первом из этих этапов имел место унаследованный рост контрастных эрозионно-тектонических выступов доюрского основания, что повлекло за собой формирование небольших по размерам структур IV и III порядков. В частности, в волжско-аптское время практически современные очертания приобретают наиболее крупные на исследуемой территории Александровская и Южно-Александровская структуры. В альб-туронское время начинается этап формирования крупных положительных структур Колтогорского мегапрогиба и Александровского свода. Но в целом тектонические процессы, происходившие на этом этапе развития, носили «вялый» характер.

Второй этап оказал доминирующее влияние на современный облик крупных тектонических элементов, в частности, Александровского свода и Колтогорского мегапрогиба. В коньяк-кайнозойское время проявляется исключительно региональный процесс погружения западной части территории относительно восточной. Эти движения приводят к тому, что большая часть палеоструктур, расположенных наиболее близко к Колтогорскому мегапрогибу, оказываются раскрытыми и перестают существовать в рельефе юрских горизонтов в качестве антиклинальных объектов. Исключение составляют Александровская и Южно-Александровская структуры, испытывающие тенденцию к относительному росту на протяжении всего мелового периода.

По результатам проведенного анализа выделено 2 этапа тектонической активизации, сопровождающиеся формированием разломов – раннеюрский и кайнозойский. По мере формирования осадков интенсивность вертикальных тектонических движений в юре существенно падала. При этом тектонические процессы затухали постепенно, по мере расширения бассейнов седиментации. Так, в первую очередь, тектонические процессы ослабли в зонах распространения раннеюрских отложений, затем ааленских и т.д. На берриас-аптском этапе были образованы разломы, приуроченные, в основном, к современным куполовидным поднятиям и валам, протяженность таких разрывных нарушений не превышает 50 км.

На втором этапе в движение пришли значительные по размерам блоки доюрского основания, в частности, Колтогорский мегапрогиб и Александровский свод. Сформированные в это время в исследуемом районе разрывные нарушения имеют ярко выраженную линейную направленность, вытянуты в северо-северо-восточном направлении параллельно оси Колтогорского мегапрогиба.

В работе также рассмотрена связь нефтегазоносности западной части Александровского свода с мезозойско-кайнозойскими тектоническими движениями. В частности показано, что на характер формирования залежей углеводородов существенное влияние оказали кайнозойские разломные нарушения, благодаря которым были сформированы залежи углеводородов в раннем мелу. Вероятно, именно молодые разломы могли выполнять роль каналов для миграции углеводородов в вышележащие горизонты.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

П.Г. Макарова, Т.Е. Кайдалина

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова
Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Состояние изученности доюрских отложений в восточных районах Томской области всё ещё остаётся очень низким. Отсутствуют достоверные данные и нет единого мнения о геологической природе и тектонической принадлежности, литолого-фациальном составе, диагностике, возрасте и условиях осадконакопления, мощностях и распространении по площади отдельных комплексов, что не позволяет в полной мере определить масштабы возможной генерации углеводородов (УВ) и произвести однозначную количественную оценку прогнозных запасов. Все эти факторы позволяют сделать вывод о необходимости дальнейшего проведения региональных и поисковых работ для получения научно-обоснованной оценки перспектив нефтегазоносности данного района.

В восточной части Томской области пробурено несколько параметрических и более 50 поисковых скважин (т.е. по 1–2 скважинам на локальную структуру площадью более 100 кв.км). Глубина пробуренных поисковых скважин составляет 3000–3500 м, что дало возможность изучить геологическое строение отложений МZ-KZ осадочного чехла.

Такая изученность недр является недостаточной для того, чтобы делать заключение о бесперспективности этих земель. Совсем неизученными остаются глубокозалегающие (более 4,5 км) PZ и V-R осадочные комплексы пород.

Основными структурными элементами PZ отложений являются моноклинали, осложненные более мелкими структурами. Наиболее погруженная часть кровли фундамента расположена к северу. Основными структурными элементами являются прогибы, впадины, валы, куполовидные поднятия.

Район исследований располагается в междуречье Оби и Енисея в центральной и восточной частях Томской области. В структурно-тектоническом отношении район предположительно относится к древней платформе с архейско-протерозойским складчатым фундаментом и чехлом, состоящим из двух ярусов: рифейско-палеозойским и мезозойско-кайнозойским.

Стратиграфия палеозоя и докембрия для данного региона не разработана. Редко расположенные глубокие скважины вскрывают лишь верхнюю часть доюрского разреза, на востоке области по ряду скважин нет однозначного решения вопроса о возрасте вскрываемых доюрских толщ. Поэтому при расчленении палеозойских и докембрийских разрезов востока Томской области большинство исследователей (С.А. Степанов, А.С. Шатова и др.) опираются на данные сейсморазведки, выделяя с их помощью сеймофациальные комплексы и увязывая их со стратиграфическими схемами сопредельных территорий. Осадконакопление в палеозое и докембрии имело много общих закономерностей на западе Сибирской платформы, на севере Алтае-Саянской складчатой области и на территории междуречья Оби и Енисея.

На востоке Томской области отражающие горизонты рифейско-палеозойского яруса прослеживаются достаточно уверенно. Для горизонтов группы Ф (кроме Ф2) нет строгой стратиграфической привязки (рис.1). В соответствии с разработанной ранее схемой стратиграфическая приуроченность горизонтов следующая:

Ф2 – подошва юры, приурочен к денудированной поверхности палеозоя,

Ф3 – кровля ордовика,

Ф4 – кровля раннего кембрия,

Ф6 – кровля венда,

Ф7 – кровля архейско-протерозойского фундамента.

Горизонт Ф5 является дополнительным и прослеживается внутри нижнекембрийской толщи.

Первый структурно-формационный сейсмокомплекс распространен практически повсеместно. Комплекс заключен между отражающими горизонтами Ф2, Ф3 и залегает в кровле доюрских образований и повсеместно имеет субгоризонтальное залегание. Возраст комплекса, предположительно, девон. Первый СФСК представлен на Вездеходном поднятии доломитами светлыми, кавернозными. В низах комплекса отмечается их брекчированность, что свидетельствует о размывании пород комплекса среднего кембрия-ордовика. В Усть-Тымской впадине карбонатно-глинистая толща вскрыта скважинами на Чкаловской, Трассовой, Мураховской площадях. На востоке района в скважине Вездеходной Р-3 в интервале 3085–3602 м комплекс девона представлен толщей доломитов светлых, кавернозных, крепких. В низах комплекса отмечается их брекчированность, что свидетельствует о размывании пород комплекса среднего кембрия-ордовика. На северо-востоке области (скважины Северо-Лымбельские, Ванжильские, Ажарминская, Западная) вскрыт однотипный разрез доюрских отложений. Он начинается маломощной пачкой глинистых пород, внешне напоминающих кору выветривания. Ниже залегает мощный комплекс сульфатоносных красноцветных и пестро-цветных, реже зеленоватых и черных песчаников, алевролитов, аргиллитов, мергелей и известняков, возраст которых – лудлов – средний девон (Э.В. Родионова, М.В. Степанова, А.М. Ярошинская, Г.М. Татьяна). В Вездеходной скважине Р-3 мощность комплекса составляет 515 м. В сводах структур мощность уменьшается, в депрессиях увеличивается до 2 км. Комплекс трансгрессивно перекрывает нижележащие отложения.

Второй структурно-формационный сейсмокомплекс заключен между отражающими границами Ф3 и Ф4 и залегает по отношению к первому со значительным угловым несогласием. В составе комплекса участвуют карбонатно-терригенные образования, предположительно, среднего-верхнего кембрия, ордовика и, возможно, раннего силура. В Вездеходной скважине Р-3 комплекс отложения комплекса представлены толщей доломитов,

содержащих редкие прослои терригенно-глинистых пород и дайки диабазов. Кроме Вездеходной площади доломиты брекчированные вскрыты в Мартовской скважине Р-431. В Няргинской скважине Р-1 вскрыты серые органогенные известняки. Возраст известняков определен Степановой М.В. как раннеордовикский. Отложения второго СФСК на крутых склонах Вездеходного вала, Пайдугинского мегавала частично либо полностью выклиниваются. Толщины комплекса в прогибах достигают 2 км.

Третий структурно-формационный сейсмокомплекс заключен между отражающими горизонтами Ф4 и Ф6. Возраст комплекса, предположительно, нижний кембрий. Разрез нижнекембрийской толщи можно разделить на предположительно карбонатный монофациальный разрез, предположительно интрузивный разрез и предположительно карбонатно-галогенный разрез.

В Вездеходной скважине Р-4 комплекс представлен магматической породой основного состава. В сопредельных районах Красноярского края в составе комплекса преобладают карбонатно-галогенные образования. Мощность комплекса нижнего кембрия в районе работ колеблется от 1,5 км в осевой части Пайдугинского мегавала до 4–5 км в прогибах.

Четвертый структурно-формационный сейсмокомплекс, заключенный между границами Ф6 и Ф7, представлен, предположительно, отложениями венда – рифея. Комплекс выявлен в исследуемом районе только по результатам сейсморазведки. В пределах Красноярского края комплекс представлен мощной толщей терригенных и карбонатных отложений. Низы комплекса подвержены региональному метаморфизму. Мощность комплекса 1,5–3,0 км.

Архейско-протерозойские образования в районе работ располагаются на значительных глубинах и бурением не вскрыты. В сопредельных районах Красноярского края отложения архея – раннего протерозоя представлены метаморфическими сланцами, кварцитами, филлитами. На поверхности доюрских образований достаточно широкое распространение имеют продукты кор выветривания. Таким образом, архейско-протерозойский фундамент залегает на глубинах 6 и более километров на поднятиях, 8–15 км – во впадинах.

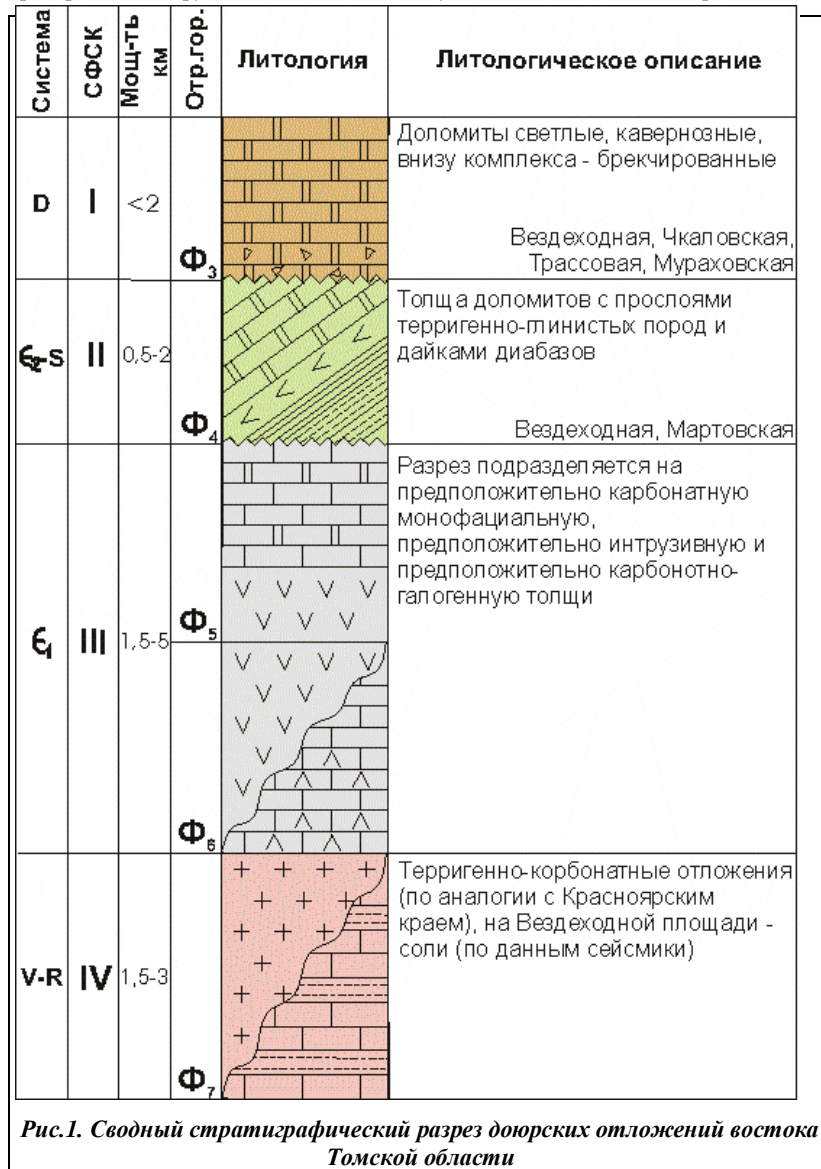


Рис.1. Сводный стратиграфический разрез доюрских отложений востока Томской области

Границами между зонами поднятий и депрессий служат глубинные разломы, а также зоны параллельных или кулисообразных разрывов шириной до нескольких километров. Основные крупные разломы имеют древнее заложение и исключительно длительное действие. Разломы заложались, вероятно, в археопротерозое. Возможно, по этим же разломам, делившим архейские образования на блоки, в наиболее активные стадии рифтогенеза в рифее и нижнем кембрии происходили процессы сбросово-глыбовой тектоники, трещинного магматизма, в среднем палеозое – внедрение интрузий.

В тектоническом отношении восток Томской области характеризуется очень сложным строением. Здесь расположена зона сочленения западной периферии Сибирской платформы, Кольвань-Томской и Алтае-Саянской складчатых областей. А.С. Шатова рассматривает большую по площади область Обь-Енисейского междуречья в качестве погребенного продолжения Сибирской платформы с архейско-протерозойским фундаментом и двумя структурными комплексами чехла: рифейско-палеозойским и мезозойско-

кайнозойским. В пределах этого погребенного мега-блока, в его центральной части, получила развитие

Колывань-Томская палеозойская складчатая область, которая разделяет древнюю платформу в исследуемом районе на два участка: западный (Усть-Тымский) и восточный (восток Томской области). Колывань-Томская складчатая зона характеризуется наличием линейных складчатых структур, гранитоидных интрузий и диабазовых даек посткарбонового возраста. Определяющую роль в развитии и формировании структур региона сыграл рифтогенез. Континентальный рифтогенез как деструктивный процесс неоднократно проявлялся в регионе, начиная с рифея.

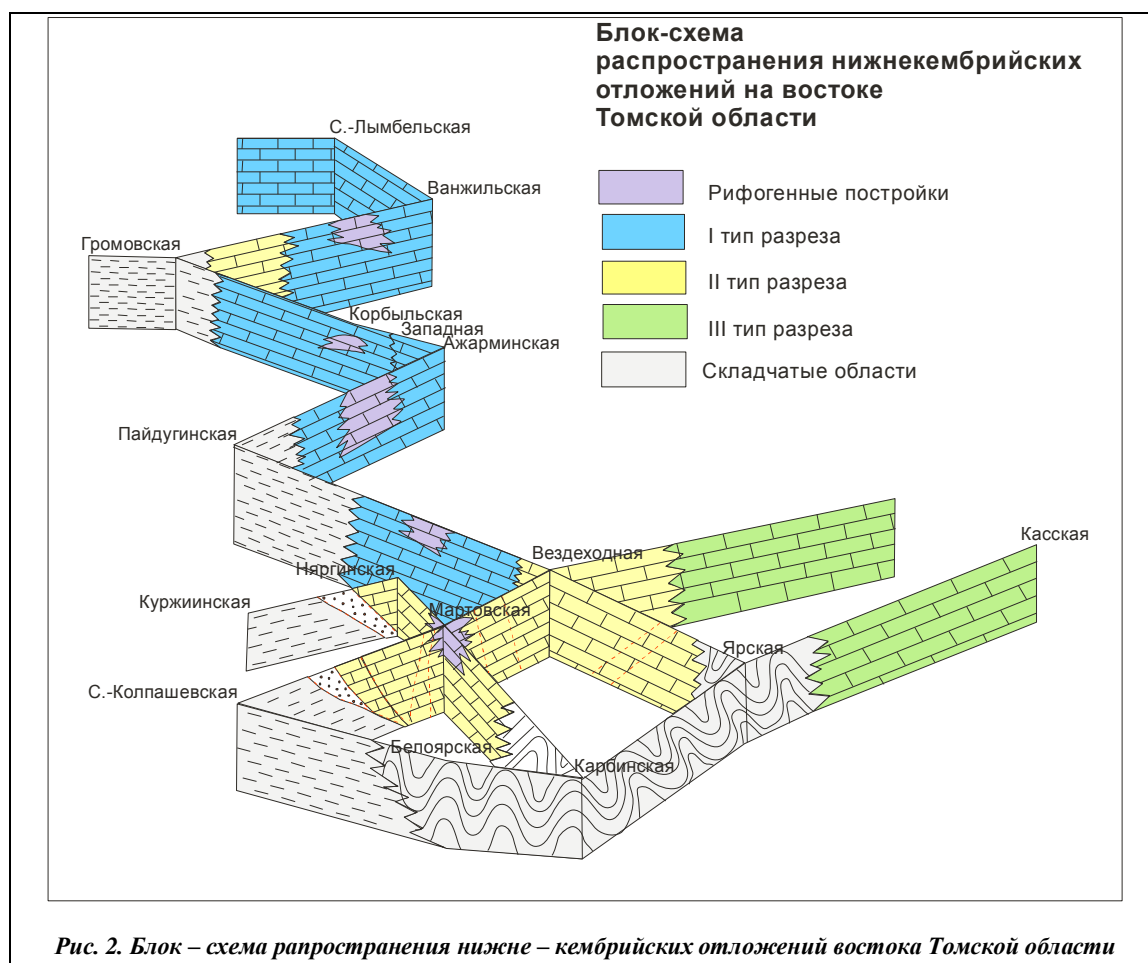
Основные тектонические нарушения региона северо-западной, юго-восточной, субмеридиональной ориентировки, кроме того, развито надвигообразование.

Все положительные и отрицательные структуры рифей-палеозойского яруса на востоке исследуемой территории и в сопредельных районах Красноярского края вплоть до Енисейского тектонического пояса входят в состав надпорядковой структуры – Предьенсейского мегапрогиба. В Томской области в составе Предьенсейского мегапрогиба прослеживаются следующие структуры I порядка: Пайдугинский мегавал, Тымская впадина, Усть-Озерная седловина.

Исследования востока Томской области позволили выделить зону развития древних платформенных образований и рассматривать комплекс рифейско-палеозойского возраста как потенциально нефтегазоносный объект (рис. 2). Наличие аквабитумов в разрезе Вездеходной скважины Р-3 и результаты нефтепоискового бурения в Красноярском крае (Сымская площадь) позволяют провести переоценку нефтегазоперспективности территории и отнести восток Томской области к Приенисейской, предположительно, перспективной нефтегазоносной области.

В разрезе домезозойской толщи интерес могут представлять терригенные и карбонатные толщи девона и среднего кембрия-ордовика, карбонатные и карбонатно-галогенные толщи нижнего кембрия, терригенные отложения венд-рифей.

Прогноз нефтегазоносных объектов может быть связан со следующими элементами геологического разреза: антиклинальные структуры, моноклинальные блоки, органогенные постройки, зоны надвигов и крупных сбросов, зоны фациального замещения и выклинивания, поверхности несогласия, ниже-среднеюрские неантиклинальные ловушки.



СОВРЕМЕННЫЙ УРОВЕНЬ ИССЛЕДОВАНИЙ В ТЕОРИИ ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ

М.Е. Мартынов

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Научно-обоснованные поиски нефти не могут быть проведены без достаточно полного представления условий её образования. Вопрос о происхождении нефти относится к теоретическим проблемам, имеющим большое практическое значение. Только тогда, когда мы будем иметь правильное представление о тех процессах, в результате которых возникает нефть, мы будем знать, каким образом в земной коре образуются её залежи, в каких местах нам искать нефть и как надлежит наиболее целесообразно организовать её разведку (Дмитриевский, 1997).

Формирование современной теории нефтегенеза, теоретические представления которой на происхождение нефти явно неоднозначны (рис. 1), осуществлялось на протяжении нескольких веков и носило поэтапный характер (рис. 2).

Проблема генезиса нефти очень сложна и часто не находит однозначного решения. Всестороннее освещение этого вопроса выходит за пределы отдельных наук и базируется на данных всего естествознания.

На протяжении десятков лет сохраняется парадоксальная ситуация, сложившаяся в науке о происхождении нефти:

- биогенное и абиогенное происхождение нефти рассматриваются как взаимоисключающие концепции;
- та и другая концепции разными группами исследователей признаются несостоятельными;
- подавляющее большинство теоретических разработок в нефтяной геологии и геохимии базируются на постулатах правильности или той или другой концепций, т. е. проблема в принципе считается решенной.

Обе точки зрения, оперирующие современными знаниями, которыми располагают науки о Земле, физика, химия, биология, сохраняют в настоящее время устойчивый антагонизм и решительное неприятие выводов друг друга. Несмотря на несомненный прогресс в области многих вопросов происхождения нефти, итоги взаимоисключающих взглядов все больше дают о себе знать. Несогласованность в определении главных направлений исследований, нерешенность ряда принципиальных вопросов отрицательно сказываются на эффективности поисков новых нефтяных месторождений.

Биогенная (осадочно-миграционная) теория происхождения нефти базируется на представлениях об условиях её залегания в осадочном чехле и геологических данных строения и формирования месторождений.

Абиогенная (неорганическая) теория в целом не способна объяснить ряд важных связей и закономерностей в размещении месторождений нефти и газа, в частности вертикальную зональность в образовании УВ различного состава и фазового состояния и их скопления, влияние времени образования ловушки, на её нефтегазоносность и т.д.

К несостоятельным гипотезам относится космическая гипотеза образования нефти впервые высказанная учёными в конце 19 века (Бека и др., 1976). Космический вариант, согласно которому УВ существовали в первозданном веществе Земли или образовались на ранних высокотемпературных стадиях её существования. С охлаждением последней углеводороды поглощались остывающей магмой и позднее, поднимались по трещинам, внедрялись в осадочные породы. В настоящее время космической гипотезе начали уделять достаточное внимание (Каграманов и др., 2000). Как показывают астрофизические исследования, источником углеводородного сырья может служить космос. Но в космической гипотезе есть трудности в обосновании выдвинутых концепций вземного нефтеобразования, и последующего поступления нефти в земную кору

Несмотря на то, что ещё не достигнуто полного согласия исследователей в отношении происхождения жидкой нефти, в настоящее время стало возможным синтезировать в лабораторных условиях нефтеподобные вещества как из неорганических, так и из органических веществ. Скопления нефти в недрах приурочены почти исключительно в осадочных породах, которые одновременно содержат остатки фауны, флоры и являются важным доказательством того, что исходный материал был органическим по своей природе. В основном предполагается, что остатки растений и животных, которые захоронились в иле, преобразуются в восстановительной среде, где органическое вещество изолировано от окисления. С погружением в глубину земной коры температура и давление возрастают. Соответствующее время (не менее 500 тыс. лет), умеренные

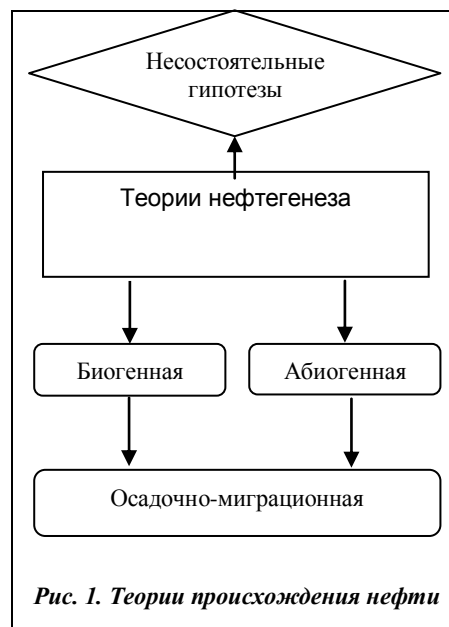
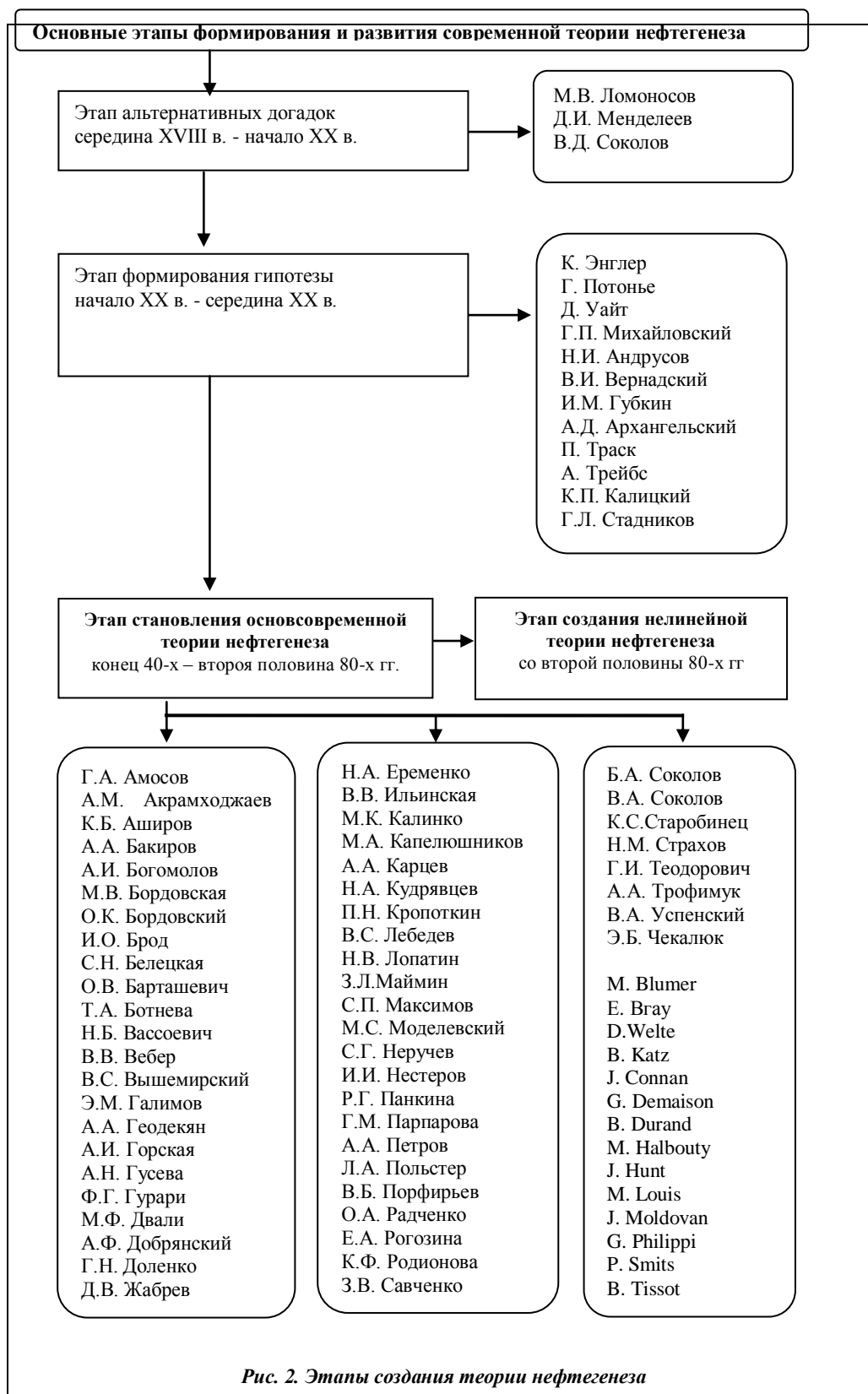


Рис. 1. Теории происхождения нефти

температуры (35–40⁰ С) и давления (более 10 ат) ведут к преобразованию органического вещества в низкомолекулярные лёгкие УВ, обычно находящиеся в сырой нефти.

Однако до настоящего времени все выдвигаемые концепции происхождения нефти не могут ответить на такие принципиально важные вопросы: в чём причина одновременной приуроченности нефтяных и битумных скоплений к определённым геологическим периодам на всех континентах Земли? Почему основные ресурсы этих УВ сосредоточены главным образом в зонах несогласного залегания осадочных отложений? Почему все нефти земного шара по своим коренным физико-химическим свойствам однотипны?. Этот научный феномен нельзя рассматривать как некий курьёз. Он касается одного из самых важных вопросов хозяйственной деятельности – топливно-энергетических ресурсов и заслуживает внимательного анализа.



Литература

1. Бека К., Высоцкий И. Геология нефти и газа. – М.: – Недра, 1976. – 520 с.
2. Дмитриевский А.Н. Фундаментальные исследования в геологии нефти и газа // Геология нефти и газа, 1997. – № 9. – С. 38–42.

3. Каграманов Ю.Р., Егикян А.Г. К вопросу о генезисе нефти // Геология нефти и газа, 2000.– № 5 – С. 26–29.

ЛИТОГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ ОТЛОЖЕНИЙ ГЕОРГИЕВСКОЙ СВИТЫ (ЮГО-ВОСТОК НЮРОЛЬСКОЙ ВПАДИНЫ)

Е.Л. Мещерякова

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Объектом исследования послужили отложения георгиевской свиты, вскрытые бурением на юго-востоке Западно-Сибирской плиты на Нижнетабаганском, Калиновом, Северо-Калиновом, Герасимовском и Широком газоконденсатнонефтяных месторождениях. Месторождения находятся в одном из наиболее перспективных нефтегазоносных районов Томской области – Казанском, расположенном в пределах зоны сочленения Пудинского мегавала и Нюрольской впадины. В тектоническом отношении район расположен на юго-востоке Западно-Сибирской плиты в зоне сочленения Пудинского мегавала и Нюрольской впадины.

Свита имеет неоднородный литологический состав (таблица): в подошве она представлена зернистыми породами: песчаниками, выделенными в пласт Ю₁⁰, и алевролитами барабинской пачки, в кровле – аргиллитоподобными глинистыми породами. Георгиевская свита с размывом залегает на васюганской и перекрывается согласно баженовской свитой, которая является региональной покрывкой и нефтематеринской свитой. На исследуемой территории она распространена повсеместно, но мощности ее не большие и колеблются в пределах от 1 до 13 м, увеличиваясь в юго-западном направлении.

Накопление отложений георгиевской свиты связано с верхнеоксфордско-киммериджской трансгрессией (таков возраст барабинской пачки, определенный по результатам исследования микрофаунистических остатков) и осуществлялось на шельфе при усиливающемся опускании морского дна и углублении бассейна седиментации.

Барабинской пачка представляет начало трансгрессивного цикла. Она сложена глауконит-содержащими терригенными отложениями: песчаниками (пласт Ю₁⁰), алевролитами и алевролито-глинистыми породами, содержащими карбонаты (сидерит и кальцит), фосфатное вещество и пирит. При трансгрессии моря на сушу сформировался особый тип пород смешанного (мусорного) состава (в них песчаный, алевролитовый и глинистый материал сочетаются в разных пропорциях) с беспорядочными текстурами, следами размыва и слабой сортировкой обломочного материала. По всему разрезу свиты отмечается присутствие остатков морской фауны.

В соответствии с литологическим составом и условиями осадконакопления в составе георгиевской свиты выделено три литогенетических типа: МГК-1, МГК-2 и МГК-3.

В *литогенетический тип МГК-1* – соответствующий морским относительно глубоководным фациям киммериджского моря – отнесены зеленовато-серые разнозернистые, карбонатизированные, пиритизированные, фосфатизированные песчаники с глауконитом и морской фауной. Обломочный материал в них в разной степени окатан и очень плохо отсортирован. В одном шлифе встречаются окатанные, угловатые, остроугольные обломки от алевролитовых до крупнопсаммитовых размеров. Минеральный состав обломков преимущественно полевошпат-кварцевый с содержанием кварца 50–52 %, полевых шпатов 25–30 %, обломков пород – до 5 %. Среди обломков пород встречаются эффузивы разного состава, кремнистые, глинистые породы, микропегматиты. Цементирует обломочный материал цемент сложного состава, представленный гидрослюдами, хлоритом, каолинитом и смешанослойными образованиями типа гидрослюда-монтмориллонит. Значительную часть породы слагают аутигенные минералы, ведущее место среди которых принадлежит пириту – от 1–5 до 25–45 %, карбонатам (кальциту, доломиту, сидериту) – от 1–2 до 65 %, глаукониту – от единичных зерен до 10–15 %, фосфатам. Аутигенные минералы развиваются по органическим остаткам, по обломкам пород (особенно по полевым шпатам), замещают ранее образованные минералы, выполняют роль поровых, базальных, пойкилитовых цементов.



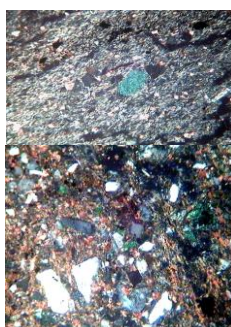
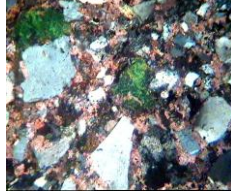
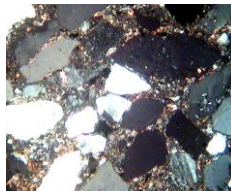
Породы литотипа МГК-1 распространены локально, формирование их связано с подводными поднятиями, развитыми на относительно глубоководной части шельфа. Приуроченность отложений к повышенным участкам положительных структур объясняет более крупную зернистость пород литотипа МГК-1 по сравнению с другими, выделенными в составе свиты. Наиболее характерный генетический признак, позволяющий отнести данные отложения к морской группе фаций, – наличие в них фауны пелеципод, фораминифер, белемнитов и др., а также частое присутствие следов жизнедеятельности донных организмов в виде мелких норок и ходов илоедов. Растительный детрит, встречающийся в породах наряду с фаунистическими остатками и следами жизнедеятельности морских животных, содержится в незначительных количествах, тонко перетерт и имеет очень плохую степень сохранности. Неоспоримым свидетелем морского происхождения является также совместное нахождение глауконита и фосфата. Обилие крупных фаунистических остатков свидетельствует о том, что барабинское море было неглубоким, соленость воды в бассейне была нормально-морской или со следами слабого опреснения. Окислительно-восстановительная обстановка менялась от окислительной до восстановительной (сформировался глауконит) и резко восстановительной (повышенное содержание пирита).

Мощность отложений литотипа от 0,4 (Калиновая пл., скв. 15) до 2,6 м (Нижнетабаганская пл, скв. 13).

Литогенетический МГК-2 представлен более мелкозернистыми, алевролитовыми отложениями. Как и в литотипе МГК-1, обломочная часть алевролитов сложена преимущественно кварцем и полевыми шпатами с подчиненным количеством кремнистых, эффузивных и других пород, а минеральный состав глинистой части представлен гидрослюдами, каолинитом, смешанослойными минералами и хлоритом, из аутигенных минералов присутствуют пирит, глауконит, фосфаты. В породах наблюдается частое присутствие двустворчатых раковин,

онихитов белемнит, мелких фораминифер и ихтиодетрита в виде остатков чешуи. Фаунистические остатки частично замещены пиритом, выполнены кальцитом и перламутром, отдельные экземпляры сложены фосфатным материалом. Алевролиты очень часто карбонатизированы, пиритизированы; причем доля карбонатной и пиритовой составляющей бывает очень высокой, вплоть до образования вторичных известняков или пиритовых пород. Возрастное положение этих отложений определяется находками кимериджской фауны.

Таблица
Стратиграфическое положение и особенности пород литогенетических типов георгиевской свиты

ЭРАТЕМА	СИСТЕМА	ОТДЕЛ	ЯРУС	СВИТА	ПЛАСТ, ПАЧКА	ЛИТОТИПЫ	ТЕКСТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ И ХАРАКТЕР КОНТАКТОВ И ПЕРЕХОДОВ МЕЖДУ ПОРОДАМИ	МИКРОСТРУКТУРЫ И ОСОБЕННОСТИ МИНЕРАЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА	ПОРОДЫ
М Е З О З О Й С К А Я	Ю Р С К А Я	В Е Р Х Н И Й	К И М Е Р И Д Ж К И Й	Г Е О Р Г И Е В С К А Я	П Л А С Т Ю ₁ ⁰ БАРАБИНСКАЯ	МГК-1 МГК-2 МГК-3		   	ПЕСЧАНИКИ ПЛОХО ОТСОРТИРОВАННЫЕ С ГЛАУКОНИТОМ И ПИРИТОМ И ФАУНОЙ ПЕЛЛИЦИДИИ И ПЕЛЛАЦИТОВ АЛЕВРОЛИТЫ ГЛИНИСТЫЕ ПОРОДЫ, С ПИРИТОМ И ГЛАУКОНИТОМ, М, ФАУНОЙ И ФОРАМИНИФЕРАМИ ИХТИОДЕТРИТ

Литотип МГК-2 в отличие от литотипа МГК-1, развивается не локальными участками, а по всей территории. На начальных этапах своего существования отложения литотипа МГК-2 накапливались синхронно песчаникам литотипа МГК-1, тяготея к склоновым частям подводных поднятий. По мере погружения морского дна и углубления бассейна седиментации они постепенно вытеснили в разрезе и перекрыли площади развития литотипа МГК-1. А появление прослоев с интенсивной кальцитовой и пиритовой минерализацией, по-видимому, связано как с высокой минерализацией первичного осадка, так и с перераспределением вещества при диагенезе. Литотипу МГК-2 свойственны повышенные мощности: от 2,4 (Нижнетабаганская пл., скв. 10) до 12,4 м (Нижнетабаганская пл., скв. 21), в среднем составляя 8–10 м. Литотип МГК-3 представлен темно-серыми, черными и бурыми аргиллитоподобными глинами хлорит-гидрослюдистого с примесью смешанослойных образований типа гидрослюда-монтмориллонит, каолинита, глауконита, фосфатов. Кроме того, глинистые породы содержат разные количества карбонатного материала (кальцита) вплоть до появления мергелей. Отложения распространены по всей территории. Наряду с крупными фаунистическими формами – белемнитами, в них встречаются остатки мелких фораминифер и изредка радиолярий, частично кальцитизированных и пиритизированных. Как фораминиферы, так и радиолярии свидетельствуют о более глубоководных условиях, по сравнению с вышеописанными. По данным разных авторов, глубины не превышали 150–200 м.

Выделенные литогенетические типы и последовательность распространения их в разрезах скважин свидетельствуют о том, что существование постоянного и длительного относительно глубоководного морского режима с нормальной соленостью в кимериджское время связано с углублением и дальнейшим расширением позднеюрской морской трансгрессии на территорию Западно-Сибирской плиты. В это время изученная часть

территории бассейна осадконакопления последовательно заполняется песчаными, песчано-алевритовыми, алевритовыми и глинистыми осадками, в этом же направлении увеличивается однородность осадков. Распространение отложений по площади также носит закономерный характер: с течением времени по мере возрастания глубины бассейна площади отложений, представленных литогенетическим типом МГК-1 сокращаются, а МГК-3 увеличиваются.

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ИЗ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮГО-ВОСТОКА ТАТАРСТАНА

А.М. Миннегалиева, В.М. Поздняк

Научный руководитель ведущий научный сотрудник Г.П. Каюкова
Институт органической и физической химии им.А.Е. Арбузова КНЦ РАН, г. Казань, Россия

В процессе эксплуатации нефтедобывающих скважин при понижении температуры и давления, сопровождающихся разгазированием нефти, происходит выделение из нефти парафинов и асфальто-смолистых веществ. Это приводит к осаждению асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в призабойной зоне пласта, на поверхности насосно-компрессорных труб и другом нефтепромысловом оборудовании, что ухудшает фильтрационные характеристики данных пласта, снижает приток нефти к забою и приводит к резкому повышению гидравлических сопротивлений при прохождении нефти по нефтепромысловому оборудованию (Персиянцев, 2000) и, следовательно, значительному снижению добычи нефти.

В пределах одного нефтедобывающего региона и даже отдельного месторождения компонентный состав АСПО изменяется в широких пределах. Знание особенностей изменения составов этих отложений и их физического состояния от свойств добываемой нефти, а также технологических параметров необходимо для успешной борьбы с этими явлениями, в частности, для выбора химических реагентов. Этот выбор часто осуществляется исходя из типа АСПО.

Таблица 1

Характеристика нефтей и АСПО из нефтедобывающих скважин месторождений Татарстана

Месторождение, № скважины, объект исследования	Плотность при 20°C, г/см ³	T _{заст.} , °C	Компонентный состав, % мас.							T _{пл.} , °C	Отношение $\frac{П}{C+A}$
			Углеводороды (масла)	Смолы			Асфальтены	серы S _{общ}	твердых парафинов		
				бен-зольные	спирто-бен-зольные	Σсмол					
Матросовское, 186:											
- нефть	0.8497	+7	80.5	13.1	4.8	17.9	1.6	1.64	7.00	42	0.36
- АСПО	0.9348	+73	87.9	4.5	5.2	9.7	2.4	1.49	46.50	75	3.84
Сабанчинское, 1981											
- нефть	0.9224	-31	66.7	17.7	8.0	25.7	6.6	2.56	3.93	43	0.12
Сабанчинское, 1888:											
- нефть	0.8759	-24	78.3	12.3	7.3	19.6	2.0	1.88	7.75	50	0.36
- АСПО	0.9725	+56	75.7	11.0	9.9	20.9	3.4	2.37	28.16	62	1.16
Бавлинское, 22687*											
- нефть	0.9422	+21	73.2	16.1	8.1	24.2	2.6	2.40	25.91	52	0.97
Бавлинское, 1069:											
- нефть	0.8834	+5	81.5	10.5	6.5	17.0	1.6	2.04	8.39	47	0.45
- АСПО	0.9285	+68	70.2	3.5	2.0	5.5	24.3	2.41	33.13	70	1.11
Бавлинское, 989д:											
- АСПО	0.9265	-	83.0	6.5	4.6	11.1	5.9	1.96	24.98	66	1.47
- АСПО**	0.9631	-	51.2	10.0	5.7	15.7	33.2	2.30	20.78	63	0.42
- АСПО**	0.9943	-	32.2	4.65	1.62	6.27	61.5	2.69	18.62	58	0.27

* Экстракт из воды, отобранной из нефтепромысловой зоны,

** Отбор произведен после обработки ствола скважины сообществом углеводородокисляющих микроорганизмов (Шестерина Н.В., Гарейшина А.З., ОАО «НИИнефтепромхим»)

Объектами исследования служили образцы нефтей и АСПО, отобранные из нефтепромысловых зон Матросовского, Сабанчинского и Бавлинского месторождений, расположенных на юго-востоке территории Татарстана. На месторождениях получили развитие различные системы заводнения, начиная от законтурного с переходом к комбинированным системам внутриконтурного заводнения. За время длительного заводнения произошло ухудшение структуры запасов. Разработка продуктивных терригенных коллекторов отложений различными темпами с применением заводнения приводит к преждевременному обводнению скважин, утяжелению состава добываемой нефти из-за увеличения доли полярных компонентов (смол и асфальтенов) вследствие потери легких фракций и осаждения парафинов. Составы добываемых нефтей и АСПО из некоторых добывающих скважин нефтегазодобывающего управления (НГДУ) Бавлынефть приведены в табл. 1.

Исследование нефтей показало крайнюю неоднородность их составов: плотность нефтей меняется от 0.8497 до 0.9224 г/см³, содержание серы от 1.64 до 3.7 мас.%. Наблюдаются принципиальные различия во фракционном и компонентном составе, содержании и составе твердых парафинов (7,00–8,39 мас.%), в температурах застывания добываемых нефтей, меняющихся от плюсовых (+7 °С) до отрицательных (–34 °С) значений. Показано, что парафинистые нефти с месторождений, находящихся на первичной стадии разработки (например, Матросовское, скв. 186, плотность 0.8497 г/см³), характеризуются плюсовыми температурами застывания, высоким содержанием масел (до 80 мас.%) и крайне невысоким содержанием асфальтенов и смол. Нефти с месторождений, подвергшихся в течение длительного времени вторичным методам добычи (Сабанчинское, скв. 1981 и 1888) отличаются отрицательными значениями температуры застывания, большей плотностью, более низким содержанием масел (60–70 мас.%), твердых парафинов и повышенным содержанием смол.

По ГОСТу 912-66, в зависимости от содержания парафинов (более 6,0 мас.%), исследованные нефти юго-востока Татарстана классифицируются как высокопарафинистые.

Анализ составов АСПО показал, что по содержанию масел их состав практически не отличается от добываемых нефтей. Основное отличие заключается в высоком содержании в маслах АСПО твердых парафинов состава С₁₆–С₃₆ (до 46.5 % мас.). Содержание асфальтенов в АСПО идентично нефтям из тех же скважин. Содержание в них смол значительно выше, чем в соответствующих нефтях. Смолы обладают высокими сорбционными свойствами и могут адсорбировать как асфальтены, так и кристаллы парафина, что способствует их агрегации и выпадению из нефтяной системы (Тронов, 1970).

В таблице 1 также приведены результаты исследования АСПО, отобранного из скв. 989д Бавлинской площади после обработки ствола скважин сообществом микроорганизмов, способных разрушать АСПО. После такой обработки, извлекаемое из скважины АСПО становится более тяжелым. В его составе снижается содержание масел, смол, но резко увеличивается содержание асфальтенов до 61.5 %. В парафинах снижается содержание твердых n-алканов, что приводит к снижению температуры их плавления.

По показателю, представляющему собой отношение содержания парафинов к сумме смол и асфальтенов (П/(С+А)), исследованные АСПО делятся на 2 типа: парафиновые (П) и асфальтеновые (А). К парафиновому типу относятся АСПО со значением данного соотношения > 1.1 (1.11–3.84). К асфальтеновому типу относятся АСПО с величиной данного соотношения < 0,9 (0.27–0.45). Ко второму типу относятся АСПО из скважины 989д Бавлинского месторождения, где применен микробный метод.

Негативные последствия образования отложений, а также трудности, возникающие при их удалении, связаны со структурно-механическими, химическими и коллоидно-химическими свойствами АСПО. Эти трудности усугубляются широким разнообразием состава и свойств отложений. Согласно литературным данным и нашим исследованиям, АСПО представляет собой сложную углеводородную смесь, состоящую из парафинов (20–70 мас. %), асфальто-смолистых веществ (20–40 мас. %), масел, воды и механических примесей.

Фазовый состав исследованных АСПО до и после микробной обработки приведен в таблице 2.

Наблюдаемое снижение содержания масел, воды и механических примесей в АСПО из скважины 989д Бавлинского месторождения после ее микробной обработки (табл.1), свидетельствует о разрушении ассоциации АСПО, по-видимому, вследствие разрушения центров кристаллизации, которыми являются также частички механических примесей (Шайдаков и др., 2001). Удаление механических примесей приводит к относительному увеличению в фазовом составе АСПО его органической части.

Таблица 2

Состав АСПО до и после обработки сообществом микроорганизмов

Месторождение, площадь, № скважины	Органическая часть, мас. %.	Механические примеси, мас. %	Вода, мас. %.
Бавлинское, 989д	51,22	42,68	6,10
Бавлинское, 989д*	82,71	12,43	4,86
Абдрахмановская, 9116	58,20	38,50	3,3
Абдрахмановская, 9116*	55,66	40,84	3,6
Абдрахмановская, 9116*	52,34	43,56	4,1

Для сравнения в таблице 2 приведен также состав образца АСПО, отобранного из нагнетательной скважины 9116 Абдрахмановской скважины Ромашкинского месторождения, до и после обработки сообществом углеводородоксилирующих бактерий в лабораторных условиях. При близком исходном составе АСПО, в случае Абдрахмановской площади, наблюдаются лишь незначительные изменения в содержании органической части и ее компонентном составе. При этом практически не наблюдается удаление механических примесей и воды. Высокая устойчивость данного АСПО при микробной обработке может быть обусловлена особенностями его состава, а именно, преобладанием более высокомолекулярных n-алканов и церезинов.

Таким образом, результаты исследования показали многообразие условий разработки месторождений и различий характеристик добываемой продукции.

Выводы

1. Анализ АСПО из нефтедобывающих скважин месторождений юго-востока Татарстана показал, что содержание в них асфальтенов и смол соизмеримо с их содержанием в добываемых нефтях. При этом количество твердых парафинов в АСПО в 4–7 раз превышает их содержание в нефти.

2. По отношению содержания парафинов к сумме асфальтенов и смол исследуемые объекты разделены на 2 группы: парафиновые и асфальтеновые. К асфальтеновой группе относятся АСПО из скважин,

подвергшихся микробиальной обработке сообществом микроорганизмов, способных разрушать парафиновые отложения.

3. Показано, что эффективность применения микробиальных методов для разрушения ассоциаций АСПО в нефтяных скважинах зависит от химической и физической природы АСПО и их состава.

Литература

1. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.
2. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1970. – 192 с.
3. Шайдаков В.В., Лаптев А.Б., Никитин Р.В. и др. Результаты применения магнитной обработки на скважинах, имеющих осложнения по АСПО и эмульсии // Проблемы нефти и газа: Тезисы докладов III конгресса нефтегазопромышленников, Секция Н. – Уфа, 2001. – С. 121–122.

СТАТИСТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОВЕДЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ РОСТОВСКОГО СВОДА

С.В. Назаренко

Научный руководитель профессор Э.С. Сианисян

Ростовский государственный университет, г. Ростов на Дону, Россия

Отдельные аспекты распределения коллекторских свойств в породах Ростовского газоносного района рассматривались в работе (Назаренко и др., 2000). Нами продолжены данные исследования. Мезозойско-кайнозойские отложения Ростовского газоносного района относятся к стадии катагенеза ПК. Средняя глубина залегания 0,9 км. При таких термодинамических условиях давление имеет главенствующее значение в преобразовании пластовой системы. Под влиянием литостатического давления в этих условиях происходит выделение углекислоты и воды. В данной зоне формируются кислые газы (Бочкарев, 1984). На эту же зону приходится первая (главная) фаза гидратации глин. Этот процесс должен приводить к растворению карбонатов пород, увеличению содержания кальция в водах, а также улучшению емкостных характеристик коллектора. Проверим это предположение на массиве данных.

Известняки Ростовского газоносного района имеют позднемереловый возраст. Исследованная глубина залегания от 0,4 км (скв.Федоровская, 700) до 2,1 км (Пролетарская, 3). Большая часть образцов отражает интервал глубин от 0,4 до 1,2 км (средняя 0,9 км). Была рассмотрена выборка из 30 объектов.

Известняки светло-серые, крепкие, органогенные. Текстура беспорядочная. Открытая пористость в более 50% образцов изменялась от 22 до 34%. (средняя пористость 23 %). Выявлено снижение пористости с ростом глубины. Высокая корреляционная связь наблюдается между открытой пористостью и глубиной ($r = -0,75$), по сравнению с эффективной пористостью и глубиной ($r = -0,63$). Коэффициент корреляции между открытой и эффективной пористостью составляет 0,79. Между открытой пористостью и проницаемостью корреляционная зависимость отсутствует ($r = -0,26$). Логарифм проницаемости уменьшается с увеличением глубины ($r = -0,48$). Литостатическое давление в известняках оказывает воздействие на уменьшение величин пористости с глубиной. На проницаемость данный фактор влияет слабее. Накопление CaCO_3 в породе приводит к некоторому снижению пористости и проницаемости.

Песчаники Ростовского газоносного района изучались в более широком возрастном диапазоне от палеогена до раннего мела, в интервале глубин 0,4 – 3 км (средняя глубина 1,4 км). Средняя пористость 18 %. Как и в предыдущем случае рассмотрим выборку из 30 объектов. Песчаники имеют тесную корреляционную зависимость ($r = -0,72$) между глубиной и открытой пористостью. Корреляционная зависимость между глубиной и эффективной пористостью ниже ($r = -0,59$). Высокая корреляционная зависимость выявлена между эффективной пористостью и логарифмом проницаемости ($r = 0,76$), а между открытой пористостью и логарифмом проницаемости она ниже ($r = 0,66$). Объясняется данное явление наличием связанной воды в глинистых минералах, содержание которой варьирует в зависимости от литофациальных условий. Наблюдается определенная тенденция уменьшения пористости с ростом содержания CaCO_3 в породе ($r = -0,34$). Аналогичным образом реагирует на рост содержания CaCO_3 и проницаемость. С глубиной проницаемость снижается. Коэффициент корреляции для пары логарифм проницаемости – глубина равен $-0,48$.

Алевролиты Ростовского газоносного района изучались в диапазоне глубин 0,5 - 3 км (средняя глубина 1.1 км). Возраст варьирует от палеогена до раннего мела. Средняя пористость алевролитов 24 %. Рассмотрена выборка из 30 образцов. Корреляционная зависимость между глубиной и открытой пористостью ($r = -0,70$) сопоставима с таковой у известняков ($r = -0,75$) и песчаников $r = -0,72$). Логарифм проницаемости алевролитов тесно коррелирует с эффективной пористостью ($r = 0,64$). Коэффициент корреляции у пары открытая пористость – логарифм проницаемости ниже 0,57. Алевролиты содержат больше глинистого вещества, чем песчаники этим объясняются наблюдаемые корреляционные зависимости. С ростом содержания карбонатов в породе пористость ($r = -0,28$) и проницаемость ($r = -0,30$) снижаются.

Таким образом, в Ростовском газоносном районе под влиянием литостатического давления вне зависимости от литологического состава происходит снижение пористости с глубиной. Пористость увеличивается пропорционально росту логарифма проницаемости в алевролитах ($r = 0,57$) и песчанике ($r = 0,66$) и эти параметры не связаны между собой в известняках ($r = 0,04$). Проницаемость менее тесно связана с глубиной, по сравнению с пористостью, в алевролите ($r = -0,66$), песчанике ($r = -0,48$) и видна лишь тенденция уменьшения

проницаемости с увеличением глубины ($\gamma = -0.29$). Можно констатировать, что независимо от литологического состава пород с глубиной происходит уменьшение пористости и проницаемости. Как видно из корреляционного анализа 60–70 % величины открытой пористости связано с глубиной. Связанная вода при данных термобарических условиях ещё не выделяется, что находит отражение в менее тесной корреляционной зависимости между эффективной пористостью и глубиной по сравнению с открытой пористостью и глубиной.

Литература

1. Бочкарев А.В. Катагенез и газоносность угленосных толщ // Известия АН СССР. Сер. Геологическая. – 1984. – № 4. – С. 108–115.
2. Назаренко В.С., Резников А.Н. Хронобаротермический анализ размещения коллекторов в осадочно-породных бассейнах. – Ростов н/Д: Слово, 2000. – 110 с.

СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ГОРИЗОНТА Ю₂ В ЮГАНСКОМ ПРИОБЬЕ О.Д. Николенко

Научный руководитель ст.научный сотрудник Л.Г. Вакуленко
Институт геологии нефти и газа СО РАН, г. Новосибирск, Россия

На территории Широкого Приобья в последнее время одним из наиболее перспективных объектов для поиска нефти и газа является горизонт Ю₂ верхнебатского возраста, приуроченный к верхнетюменской подсвете. Для него характерна сильная фациальная изменчивость и сложно построенный коллектор. Литология и условия формирования отложений, а также особенности размещения залежей углеводородов в них изучались многими исследователями. Г.П. Мясникова и Г.С. Ясевич (Мясникова и др., 1980) делают вывод о том, что на значительной площади Западной Сибири пласт Ю₂ накапливался в пределах низменной озёрно-аллювиальной равнины, занимавшей всю территорию Среднего Приобья. По мнению О.М. Мкртчяна и С.И. Филиной (Мкртчян и др., 1985) формирование его происходило в переходном комплексе в обстановке смены континентальных условий морскими. Они выделяют на территории исследования три типа разреза: бассейновый, русловый и водораздельный. Ф.Г. Гурари с соавторами (Гурари и др., 1992) считают, что к концу бата исследуемая территория представляла собой плоскую озерно-болотистую равнину, которая периодически затоплялась морем с севера. А.Г. Мухер и А.В. Тугарева (Мухер и др., 2002) считают, что на территории ХМАО формирование пласта Ю₂ происходило в зоне прибрежного мелководья и в относительно глубоководных частях обширного солоновато-водного бассейна, связанного с морем.

Многие исследователи отмечают, что в настоящее время существует несоответствие между высокой прогнозной оценкой среднеюрских отложений и выявленными в этом комплексе запасами. Изучение литологии и условий формирования горизонта Ю₂ дает материал по закономерностям распространения песчаных пластов и качеству пород-коллекторов, что позволит сделать более обоснованный прогноз зон улучшенных коллекторов.

Объект исследования – горизонт Ю₂ в Юганском Приобье. На схеме нефтегазгеологического районирования район исследования охватывает центральную часть Фроловской и западную часть Среднеобской нефтегазоносных областей. В тектоническом плане в него входят части структур первого порядка: Сургутский свод, Юганская и Тундринская мегавпадины (Конторович и др., 2001). В лаборатории седиментологии ИГНиГ изучался керн 25 скважин, вскрывших объект исследования. Для части скважин стратиграфами ИГНиГ СО РАН было сделано палеонтологическое обоснование верхнебатского возраста отложений.

Седиментологическое изучение исследуемых отложений происходило в несколько этапов. Детальное полевое описание керна было первым этапом работ. Во время второго этапа проводилось определение петрографического и гранулометрического состава алеврито-песчаных пород, минералогического состава глинистого вещества алеврито-глинистых пород. На третьем этапе на основе полученных результатов, а также материалов ГИС строились литологические колонки и седиментационные разрезы горизонта Ю₂. На заключительном этапе проводилось выделение и интерпретация литофаций и литофациальных ассоциаций. Литофации представляют собой структурно однородные осадочные единицы, характеризующиеся определенным составом, текстурными и палеонтологическими признаками, а также морфоструктурой (формой, размерами и характером ограничивающих поверхностей), отличными от вмещающих их отложений. Литофациальные ассоциации включают в себя группу парагенетически связанных литофаций и отвечают осадочным обстановкам или их частям, устойчивое существование условий седиментации в пределах которых приводило к накоплению характерной последовательности отложений. Для реконструкции условий образования литофациальных ассоциаций применялся литолого-фациальный анализ, основы которого изложены в ряде крупных обобщающих монографий (Ботвинкина, 1962; Рейник и др., 1981; Обстановки ..., 1990) и др. При этом ведущим являлся текстурный анализ отложений, использовался также ряд минералогических, палеонтологических и палинологических показателей обстановок осадконакопления, привлекались ихнофациальный анализ – исследование следов жизнедеятельности донных организмов (Вакуленко и др., 2001), электрометрический анализ (Муромцев, 1984; Белозеров и др., 1984) и генетическая интерпретация гранулометрических данных.

В результате проведенных исследований в изученных разрезах было выделено и описано 27 субобстановок осадконакопления в составе 5 генетических комплексов: континентальном, дельтовом, прибрежно-континентальном, прибрежно-морском и мелководно-морском. Установлено, что формирование

горизонта Ю₂ в Юганском Приобье происходило на фоне общей начинающейся трансгрессии. Пологий, но достаточно расчлененный рельеф, предопределил многообразие седиментационных обстановок и крайнюю неоднородность литологического состава горизонта. Континентальные обстановки на протяжении позднего бата сохранялись лишь в самых приподнятых частях. В наиболее низменных участках исследуемой территории, начиная с середины позднего бата, преобладал морской режим седиментации. Нами были выделены 6 типов разреза горизонта Ю₂, отражающих различные последовательности смены генетических комплексов (рисунки).

Первый тип (наиболее представительный разрез вскрыт Энтельской скв. № 2) отражает переход от континентального комплекса обстановок седиментации к обстановкам прибрежно-континентального комплекса.

Во втором типе (Лульяхская скв. № 5) указанный ряд дополняется в верхней части разреза прибрежно-морским комплексом.

Третий тип (Северо-Правдинская скв. № 521) отражает смену континентального комплекса дельтовым и прибрежно-континентальным. В **четвертом типе** (Западно-Угутская скв. № 3063) указанный ряд дополняется в верхней части разреза прибрежно-морским комплексом. **Пятый тип** (Горшковская скв. № 1017) формировался преимущественно в дельтовых обстановках. **Шестой тип** образовался в наиболее мористых условиях (Лартельская скв. № 1), и в кровле разреза вскрыты отложения мелководно-морского комплекса.



Формирование нижней и средней частей разреза горизонта Ю₂ **Энтельской скв. № 2** происходило в *континентальном* комплексе, в субобстановках: меандровой отмели, русловой отмели, прируслового вала, трещинного конуса выноса, пойменной и заболачивающейся пойменной равнины и центральной части пойменного озера. Верхняя часть разреза формировалась в *прибрежно-континентальном* комплексе; здесь выделены субобстановки центральной части лагуны и берегового барьерного бара. Нижняя часть разреза скважины **Лульяхская № 5** формировалась в *континентальном* комплексе, в субобстановках меандровой отмели, трещинного конуса выноса, пойменной и заболачивающейся пойменной равнины, центральной части пойменного озера. Средняя – в *прибрежно-континентальном* комплексе, в субобстановках шеньера (берегового вала) и иловых отмелей (межрядовых ложбин).

Верхняя – в *прибрежно-морском* комплексе, в субобстановке подводного вала. Нижняя часть разреза скважины **Северо-Правдинская № 521** формировалась в *континентальном* комплексе, в субобстановках меандровой отмели, русловой отмели, пойменной и заболачивающейся пойменной равнины и прибрежной части пойменного озера. Средняя – в *дельтовом* комплексе, в субобстановках приустьевых бара дельтового рукава, песчано-алевролитовых и иристо-алевролитовых отмелей внутридельтового залива и маршей. Верхняя – в *прибрежно-континентальном* комплексе в субобстановках центральной и прибрежной частей лагуны, берегового барьерного бара и шеньера. Формирование разреза скважины **Западно-Угутская № 3063** происходило в четырех последовательно сменяющих друг друга комплексах: *континентальном* (субобстановки заболачивающейся пойменной равнины, прибрежной и центральной частей пойменного озера), *дельтовом* (субобстановки флювиального дельтового рукава и иристо-алевролитовых отмелей внутридельтового залива), *прибрежно-континентальном* (субобстановки шеньера и иловых отмелей) и *прибрежно-морском*, (субобстановка нижнего пляжа). Вскрытый скважиной **Горшковская № 1017** разрез в нижней части, по материалам ГИС, формировался в *континентальном* комплексе. Формирование средней и верхней частей происходило в *дельтовом* комплексе в субобстановках намывного вала, песчано-алевролитовых и иристо-алевролитовых отмелей внутридельтового залива, маршей, фронта дельты, продельты. Разрез скв. **Лартельская № 1** kernом охарактеризован только в верхней части, сформированной в *прибрежно-морском* (в субобстановках шеньера и иловых отмелей) и *мелководно-морском* (в субобстановке переходной зоны пляжа) комплексах.

Петрографическое изучение пород показало, что наиболее грубозернистые терригенные породы, слагающие проницаемую часть разреза, представлены крупнозернистыми алевролитами, алевропесчаниками и мелкозернистыми песчаниками. Многие исследователи отмечают, что коллекторы пласта Ю₂ в пределах Широкого Приобья относятся к V или IV классу. По результатам исследований для формирования хороших коллекторов в горизонте Ю₂ благоприятными седиментационными факторами являлись: преобладание в обломочной части каркасных компонентов; наиболее грубообломочный состав обломков, и невысокое содержание (менее 10–15 %) цементирующей части. В фаціальном плане отложения с улучшенными коллекторскими свойствами формировались в пределах подводных валов в предфронтальной зоне пляжа, флювиальных дельтовых рукавах, прирусловых валах, русловых отмелях, меандровых косах.

1. Белозёров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Фациальная диагностика по материалам ГИС континентальных и прибрежно-морских отложений юры юго-востока Западной Сибири // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири: Труды СНИИГГиМС, 1984. – С. 11–23.
2. Ботвинкина Л.Н. Слоистость осадочных пород // Труды Геологического Института. – М.: Изд-во Академии Наук СССР, 1962. – Вып. 59. – 542 с.
3. Вакуленко Л.Г., Ян П.А. Юрские ихнофашии Западно-Сибирской плиты и их значение для реконструкции обстановок осадконакопления // Новости палеонтологии и стратиграфии, 2001. – Вып. 4. – Т. 42. – С. 83–93.
4. Гурари Ф.Г., Девятов В.П., Казаков Е.М. и др. Прослой морских отложений в «континентальной» тюменской серии Западной Сибири // Советская геология, 1992. – № 8. – С. 81–85.
5. Конторович В. А., Беляев С. Ю., Конторович А. Э. и др. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – Новосибирск, 2001. – Т. 42. – № 11. – С. 1832–1845.
6. Мкртчян О.М., Филина С.И. Особенности строения пласта Ю₂ Западной Сибири и размещения в нём залежей нефти и газа // Геология нефти и газа. ,1985. – № 3. – С. 48–53.
7. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 258 с.
8. Мухер А.Г., Тугарева А.В. Перспективы нефтегазоносности среднеюрских отложений центральной части Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Пятая науч.-практич. конф. – Ханты-Мансийск, 2002. – Т. 1. – С. 98–108.
9. Мясникова Г.П., Ясович Г.С. Условия формирования пласта Ю₂ центральной части Западной Сибири в связи с поисками неантиклинальных залежей углеводородов // Труды ЗапСибНИГНИ, 1980. – Вып. 156. – С. 32–39.
10. Обстановки осадконакопления и фации / Под реакцией Рединга. – М.: Мир, 1990. – Т. 1. – 352 с.
11. Рейник Г.Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления. – М.: Недра, 1981. – 440 с.

АНАЛИЗ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАЗАХСТАНА ПО ДАННЫМ ГДИС

С. Г. Перминов, М. Г. Собослаи, К.Г Нургалиев

Научный руководитель профессор, Н. А. Сваровская
Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Коллекторы нефтяных месторождений имеют сложную и неоднородную структуру. Месторождения Каспийского региона Казахстана: Кисимбай, Восточный Молдабек, Северный Котырмас, Береген Жоламанов, Сагидулла Нуржанов, Западная Прорва, Узень и др. не являются исключением (Глумов и др., 2004). Они приурочены к активной тектонической зоне (разломы, взбросы, сбросы) и сильно отличаются от коллекторов Западной Сибири. Продуктивные пласты очень неоднородны даже в пределах одного горизонта.

В данной работе представлено исследование с использованием ГДИС неоднородности коллекторов и изменчивости величин их проницаемости в процессе эксплуатации на месторождении Узень, наиболее типично характеризующем Каспийский регион месторождений Казахстана.

Неоднородность коллекторских свойств определяется генезисом их происхождения. Месторождение Узень расположено на полуострове Мангышлак в южной части, известной под названием Южно-Мангышлакский прогиб, является многопластовым, имеет исключительно сложное строение. В разрезе меловых и юрских отложений выделено 25 продуктивных горизонтов (I–XXV). Из них с I по XII горизонты в нижнемеловых отложениях относятся к пластам газоносности, а горизонты XIII–XVIII являются нефтенасыщенными.

Нефтенасыщенные горизонты юрского возраста, относятся к верхнему этажу нефтегазоносного разреза и залегают на глубине 1080–1370 м, залежи по типу сводовые. В них сосредоточены основные запасы уникальной по составу и свойствам нефти. На основе изучения отобранного ядра установили в разрезе нижнеюрские и триасовые отложения. В разрезе юрской системы выделяются 3 отдела: нижнеюрский, среднеюрский и верхняя юра.

Нижнеюрские отложения представлены песчаниками, алевролитами, глинами и аргеллитами. Песчаники мелкозернистые, а также алевролитоглинистые. Песчаники серые и светло-серые. Иногда песчаники переходят в светло-серые алевролиты или глинистые песчаники. Песчаники и алевролиты плотно сцементированы кварцем и полевым шпатом. Глины и аргеллиты представлены аналогично песчаникам. Глины имеют серую и тёмную, реже буроватую окраску. Они обычно аргиллитоподобные и обогащены углистым веществом. Толщина нижнеюрских отложений составляет 120–130 м. В разрезе нижней юры выделены два продуктивных горизонта XXIV–XXV.

Отложения средней юры относятся к границе между байосским и батским ярусами, ааленским ярусом. К отложениям ааленского яруса (XII горизонт) относятся мощная песчано-гравилитовая толща, в которой в виде маломощных прослоев отмечаются пропластки глин и алевролитов. Байосский ярус представлен толщей терригенных пород, песчано-алевролитового и глинистого состава. В нижнебайосских отложениях месторождения Узень выделены XXII, XXI, XX, XIX, XVIII и XXVII продуктивные горизонты. Мощность этого яруса составляет 515–520 метров. Отложения верхних байос-батских ярусов сложены сравнительно мощными пластами песчаников и алевролитов с прослоями глин. Песчаники серые, буровато-серые, слабо и среднецементированные. Алевролиты глинистые, песчаные, крупнозернистые с неясно слоистой текстурой. Глины тёмно и буровато-серые. Граница между байосскими и батскими отложениями проводится с большой долей условности по подошве XV продуктивного горизонта. В верхнем байос-батском комплексе выделены

продуктивные горизонты XVI, XV и большая нижняя часть XIV продуктивного горизонта. Толщина верхнего байос-батского отложения составляет 100–150 м. Отложения представлены песчано-алевролитовыми породами, разделенными глинистыми прослоями и пачками.

Верхнеюрские отложения в пределах Узеньской площади подразделяются на 2 яруса: келловейский и оксфордский. Келловейский ярус представлен преимущественно глинистой толщей пород мощностью 110 метров. В нижней части имеется чередование песчаников, алевролитов и глин. Глины келловейского яруса имеют серую, тёмно-серую, пепельно-серую окраску, иногда с зеленоватыми и буроватыми оттенками. Песчаники и алевролиты окрашены в серые, зеленовато-серые, реже тёмно-серые и буроватые тона. Среди песчаников преобладают мелкозернистые разности. Породы обогащены растительной органикой, пропитаны нефтью. К этому ярусу приурочены XIII и верхняя часть XIV горизонтов. Оксфордский ярус сложен глинами, мергелями, мощностью до 150 метров. Имеются включения растительной органики.

Узеньская структура расположена в северной приподнятой части Жетыбай–Узеньской тектонической ступени. На севере граничит с южно-восточной переклинальностью, от соседнего Тенгизского поднятия. Структура Узень относится к типу брахиантиклинальной. Направленность структуры с востока и юго-востока на запад и северо-запад. Ось складки изогнута. Одной из характерных особенностей Узеньской складки является ее слабая дислоцированность разрывных нарушений.

На структурных картах, построенных по XIII горизонтам выделяется пять тектонических нарушений. Территориально два достоверных нарушения зафиксированы в районе скв. 517, 668 (III – разрезающий ряд), в районе скв. 51, 62 (VI-A разрезающий ряд) и три предполагаемых в районе скв. 82, 87 (между рядами IV-A и IV).

В скв. 517 выпадение части продуктивного разреза составляет около 35 м. В разрезе скв. 517 отсутствует нижняя часть XIII горизонта высотой 9 м. На северном крыле складки, в районе скв. 270–265, и на юге от района скв. 1198–309, нарушение пока ее выявлены, возможно потому, что на севере и на юге от района скв. 517 и 668 амплитуда нарушения уменьшается и оно затухает.

Сопоставление структурных карт составленных по меловым отложениям, кровле XIII горизонта и нижележащих продуктивных горизонтов, показывает полную идентичность форм и ориентированность структур по различным горизонтам средней, верхней юры, нижнего и верхнего мела. Это обстоятельство показывает, что основные черты строения складки с глубиной полностью сохраняются. Наряду с этим сопоставление указанных структурных карт указывает на закономерность увеличения со стратиграфической глубиной углов падения пластов и амплитуды складки.

На основании исследований с использованием керна материала было установлено наличие достаточно тесных коррелятивных связей между коэффициентами проницаемости пластов и их геофизическими параметрами. Оцененные средние величины проницаемости исследованных горизонтов приведены в таблице. Средние значения проницаемости по блокам колеблются от 0,72 мкм² (блок Ia XVI горизонта) до 0,384 мкм² (блок Ia XVII горизонта). Колебания средних значений проницаемости характерны и для каждого горизонта. В XIII горизонте более распространены пропластки проницаемостью 0,1–0,050 мкм², но эти пласты имеют небольшую мощность и наоборот, высокопроницаемые пласты (более 0,1 мкм²) при небольшом распространении имеют большую мощность.

Таблица

Результаты расчётов проницаемости по горизонтам

Горизонт	Количество скважин	Средняя величина коэффициента проницаемости по керну или ГИС, мкм ²	Средняя величина коэффициента проницаемости по ГДИС, мкм ²	Средние величины скин-фактора
1	3	4	5	6
XIII	458	0,206	0,050	2,6
XIV	349	0,290	0,046	4,5
XV	373	0,167	0,057	10,9
XVI	311	0,207	0,101	16,8
XVII	96	0,276	0,095	22,0
XVIII	63	0,178	0,095	7,0

По нашим исследованиям блоков 3, 3А, 4 этих же горизонтов с помощью ГДИС в 2004–2005 годах величины средних значений проницаемости получились значительно ниже (таблица).

Скорее всего это связано с качеством подготовки закачиваемых вод в пласт. Для поддержания системы ППД используются два типа вод: пластовая вода с плотностью порядка 1,02 кг/м³ и морская с плотностью порядка 1,042 кг/м³, которые не проходят необходимую технологическую подготовку очистки. Судя по результатам средних значений скин-фактора (таблица) происходит разбухание коллекторов в окрестности

скважин. Особенно это проявляется по XVI горизонту где среднее значение скин-фактора достигает величины 16,8. Что приводит к закономерному снижению проницаемости по пласту со временем.

Поскольку в строении каждого из горизонтов отмечается определённая геологическая закономерность: наряду с чётким ритмичным строением, представленным чередованием мелкозернистых песчаников, геология алевролитов, глин, тонких пропластков известняков и мергелей, выделяются участки наиболее отсортированных средне и крупнозернистых песчаников, достигающих больших толщин в 10–47,3 м. Эти песчаные тела прослеживаются в виде узких полос шириной 200–700 м. Для монолитных песчаников характерны высокие значения проницаемости (0,2–0,9 мкм²) и слабая гидродинамическая связь с основной частью горизонта, обусловленная резким уменьшением толщин пластов коллекторов с 10–51 м до 0,6–1,5 м и проницаемостью до 0,02 мкм². По причине разного типа закачиваемых вод наблюдается со временем в местах с наименьшей толщиной значительное снижение проницаемости до 0,008 мкм², а с наибольшей до 0,270 мкм².

Хотелось отметить, что для более детального анализа необходимо провести полный комплекс ГДИС с целью пополнения базы данных характеристик пласта. Только это позволит корректно проводить дальнейшую разработку месторождения Узень.

Литература

1. Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2004. – 342 с.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НАДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Т.С. Полухина

Научный руководитель профессор О.И. Серебряков
Астраханский государственный университет, г. Астрахань, Россия

Юго-западная часть Прикаспийской впадины является областью устойчивого длительного прогибания земной коры и накопления большой мощности осадочных пород палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста. Формирование в разрезе мощной толщи сульфатно-галогенных образований кунгурского яруса нижней перми в виде куполов различной мощности обусловило разделение осадочного чехла на два крупных, генетически различающихся структурно-тектонических комплекса: нижний охватывает подсолевые палеозойские отложения, верхний – соленосные отложения кунгурского яруса и перекрывающие их верхнепермско-четвертичные отложения. Наибольшее количество ресурсов углеводородного сырья, согласно современным оценкам, содержит подсолевой комплекс отложений. Примером этому является крупнейшее в мире Астраханское газоконденсатное месторождение, расположенное на глубине около четырех тысяч метров. (Нефтегазоносность ..., 1966)

В перекрывающих соль осадочных толщах также существуют условия, благоприятные для образования залежей углеводородов.

В составе надсолевого комплекса можно выделить три структурных этажа: пермо-триасовый, юрско-палеогеновый и покровный неоген-четвертичный. Границами этажей являются крупные региональные перерывы в осадконакоплении с ярко выраженным стратиграфическим и угловым несогласием.

Нижнепермские отложения кунгурского яруса сложены в основном каменной солью с прослоями ангидритов, каменных солей, карбонатных и терригенных пород. Характер разреза изменяется как в горизонтальном, так и в вертикальном направлениях. В разрезе комплекса выделяются снизу вверх три пачки: карбонатно-терригенно-сульфатная филипповского горизонта, преимущественно галогенная иренского горизонта и перекрывающий её терригенно-сульфатный кепрок. В кровле кунгурских отложений отмечены признаки нефтегазоносности в виде примазок нефти и нефтенасыщенного керна. На Маячном куполе признаки нефти в виде пятен отмечены в ангидритах, а на Царынском поднятии нефтегазонасыщенный керн (ангидрит) извлечен из скважины № 1 в интервале 2770–2776 м.

Верхнепермские образования на большей части территории сложены глинами пестрой окраски с отдельными прослоями песчаников и алевролитов, часто выклинивающимися и фациально замещающимися глинами. Промышленные притоки газа из верхнепермских отложений получены на Бугринской и Заволжской

Нефтегазоносность юры в основном связана со среднеюрскими отложениями, которые представлены байосским ярусом. В нем площадях.

Триасовые отложения в пределах юго-западной части Прикаспийской впадины имеют почти повсеместное распространение, отсутствуя лишь на крайнем юге исследуемого региона и над сводами наиболее высоких соляных структур.

Основным продуктивным горизонтом пермо-триасового комплекса на изучаемой территории являются нижнетриасовые отложения, характеризующиеся наибольшей выдержанностью коллекторов и покрышек на значительной территории. Продуктивные пласты представлены пористыми разностями песчаников и алевролитов пористостью 3–23 %, проницаемостью до 0,15 мкм², приуроченных к ветлужской и баскунчакской сериям. Отложения баскунчакской серии имеют большую площадь распространения по сравнению с породами ветлужской серии.

По своей структуре залежи этого комплекса пластовые, сводовые, тектонически экранированные, небольшие по размерам и запасам. Покрышкой для залежей служит толща баскунчакских глин.

С конца 60-х годов прошлого века из триасовых отложений были получены фонтаны газа на куполах Пустынный, Совхозный, Чапаевский, Бугринский, Шаджинский. К настоящему времени в нижнетриасовых отложениях установлено 3 газоносных горизонта.

Первый приурочен к кровле ветлужской серии, сложенной песчаниками, алевролитами с прослоями глин. При его испытании получены промышленные притоки газа на Бугринском, Шаджинском, Пустынном, Совхозном куполах. Состав газа в основном представлен следующими компонентами: CH_4 – 96,88 %, N_2 – 2,25 %, CO_2 – 0,06 %.

Второй газоносный горизонт залегают в основании баскунчакской серии. Промышленные фонтаны газа получены на Шаджинской, Пустынной и Совхозной площадях.

Третий газоносный горизонт приурочен также к нижней части разреза баскунчакской серии, представлен песчаниками разнородными, сильно сцементированными, карбонатными. Пористость коллекторов составляет 20,5 %, проницаемость — 100–511 мд. Максимальная продуктивность этого горизонта установлена на Чапаевском куполе. Газ характеризуется более сложным составом: CH_4 – 92,6 %, C_2H_6 – 2,61 %, C_3H_8 – 0,94 %, C_4H_{10} – 0,037 %, C_5H_{12} – 0,12 %, N_2 – 3,18 %, CO_2 – 1,8 %.

На большей части территории среднетриасовые отложения исследователями рассматриваются в целом как покрывка, хотя на некоторых участках в нижней части карбонатной толщи развиты коллекторы трещинного или порово-трещинного типов. Они распространены в полосе Сарпинской, Садовой, Шар-Царынской, Бугринской площадей.

Продуктивность надсолевого комплекса установлена открытием большого количества месторождений нефти и газа на всей территории Прикаспийской впадины, особенно в её южной части. выделяются две литологические пачки: нижняя – песчано-глинистая и верхняя – глинистая (Васильева, 1966). В зоне Астраханских поднятий среднеюрские отложения содержат небольшие залежи нефти, например Бешкульское месторождение. Нефть Бешкульского месторождения легкая, малосмолистая, парафинистая, малосернистая. Растворенный в нефти газ преимущественно метановый – до 90,9 % CH_4 . На Кирикилинской, Тинакской и Разночиновской площадях из этих отложений получены притоки сильно обводненной нефти, дебитом от 300 до 500 л/сут, (скважины 5, 6 и 8 Кирикилинские). Притоки пластовых вод с обильными пленками нефти дебитом до 700 л/сек получены на Тинакской площади, приток воды с пленками нефтяной эмульсии дебитом до 278 м³/сут – на Разночиновской площади.

Перспектива нижнемеловых отложений на нефть в Прикаспийской впадине, прежде всего, связана с отложениями неокомского и аптского ярусов. Из аптских отложений были получены непромышленные притоки нефти на Разночиновской площади.

Газоносность нижнемеловых отложений установлена на Халганском соляном куполе, где в нижнеальбских песчаниках обнаружены две небольшие газовые залежи. Залежи являются пластовыми, сводовыми, экранированными тектоническим нарушением. В газе содержится 87 % метана и 11 % этана. Породы-коллекторы юрско-мелового нефтегазоносного комплекса представлены в основном песчаниками и алевролитами. Открытая пористость достигает 30–35 %, проницаемость до 1,3 мкм². Покрывками для залежей являются хорошо выдержанные по площади глинистые толщи верхней части байосского яруса средней юры и верхней части альбского яруса нижнего мела (Горбунова и др., 1969).

Палеогеновые отложения представлены тремя отделами. Литологический разрез нижнего отдела (палеоцена) сложен переслаиванием песчаников, алевролитов, с подчиненными прослоями глин. Средний (эоцен) – переслаиванием глин, песчаников и алевролитов, верхний (олигоцен) – монотонной толщей глин. При бурении скважин на Царыньском солянокупольном поднятии в палеогеновых отложениях наблюдались газопроявления в интервале 545–563 м. В скважине 1, в интервале 560–563 м получен фонтан газа из палеоценовых пород, дебит которого составил 60 тыс. м³/сут. Газ состоит из метана – 90,5 %, этана – 6,2 %, тяжелых углеводородов – 2,2 %, азота – 0,8 %, углекислого газа – 0,4 %.

На Западном склоне Сарпинского прогиба, в районе самого прогиба мощности палеогена резко возрастают. В разрезе появляются пласты песчаников. В этой зоне отмечены признаки газоносности на Царыньской и Чапаевской площадях, которые связываются с существованием газовой залежи.

На Чапаевской площади нефтенасыщенный керн поднят из палеогеновых отложений при бурении структурных скважин № 309 и № 315 в интервалах 958–966 м и 957–963 м.

Неоген-четвертичные песчано-глинистые отложения газоносны по всей Прикаспийской впадине. Газопроявления в виде газовых выбросов и газовых фонтанов были получены при бурении на площадях Астраханского выступа. Скопления газа неогеновых отложений приурочены к песчано-алевролитовым пачкам ачкагельского и апшеронского ярусов. Отмечаются они на глубине до 600 м. На Азаусском куполе в структурной скважине № 24-с из апшеронских отложений получен фонтан газа дебитом 6000 м³/сут. При бурении структурных скважин № 15-с и 23-с на Красноярском куполе с глубин 180–185 м получены газовые выбросы. Песчаные породы неогеновых отложений имеют низкую плотность (1,6–1,9 г/см³) и высокую абсолютную пористость (25–33 %). Наиболее интенсивные газопроявления четвертичных отложений связаны с песчано-галечным горизонтом бакинского яруса и мощной песчаной пачкой в подошве хазарского яруса.

Скопления углеводородов в надсолевом комплексе связаны с крупными региональными разломами. Так, Чапаевское и Полевое месторождения связаны разломами северо-западного простирания; Касатгинское, Пустынное, Халганское – с разломом северо-восточного простирания, ограничивающим Баскунчакский блок; Совхозное, Шаджинское, Верблюжье – с разломами субволевого простирания.

Ловушки в надсолевых горизонтах связаны с выклиниванием пород коллекторов, со структурами облекания погребенных соляных куполов, с дизъюнктивными нарушениями.

Главным фактором, позволяющим оценить нефтегазоносность надсолевого комплекса юго-западной части Прикаспийской впадины следует считать массовое распространение в её пределах солянокупольных

структур, которые служат ловушками-резервуарами, благоприятными для аккумуляции нефти и газа, а также сравнительно небольшие глубины залегания, низкое содержание кислых компонентов, отсутствие сложных термобарических условий. Все эти условия делают надсолевые отложения привлекательными для исследования и освоения.

Все выявленные месторождения надсолевого комплекса относятся к категории мелких, контролируются солеными куполами и характеризуются развитием дизъюнктивных нарушений. Тем не менее, разведка таких небольших месторождений экономически оправдана, так как они являются дополнительной базой для расширения топливно-энергетических ресурсов Астраханской области.

Литература

1. Нефтегазоносность и основные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ в Волго-Донском регионе / Под ред. В.Г. Васильева. – М.: Недра, 1966. – 221 с.

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И СОХРАНЕНИЯ АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В ОТЛОЖЕНИЯХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА ЗАПАДНОМ СКЛОНЕ СУРГУТСКОГО СВОДА

В.С. Прокопьев, А.В. Палкин

Научный руководитель доцент В.Н. Устинова
Томский государственный университет, г. Томск, Россия

В отношении поиска нетрадиционных объектов перспективных на нефтегазоносность, особое внимание следует уделять залежам неструктурного типа. Большой интерес в этом отношении представляют битуминозные отложения баженовской свиты, из которых во многих районах получены значительные притоки нефти. И эти притоки получены не из песчаных пород (как во всех других отложениях осадочного чехла Западно-Сибирской плиты), а из глинистых, и притом вне обязательной связи со сводовыми (локальными) структурами.

О причинах возникновения нефтегазосодержащего коллектора в породах баженовской свиты существует несколько точек зрения. Одни авторы (Гурари и др., 1994) объясняют образование его расслоением пород под действием anomalно высоких пластовых давлений (АВПД) в процессе нефтеобразования, другие – преобразованием линз органического вещества в емкости, заполненные нефтью (Никонов и др., 2000). Ряд исследователей считает, что образование трещинного коллектора произошло под влиянием тектонического фактора в приразломной зоне (Клубова и др., 1979). Некоторые авторы (Корж и др., 1980) придерживаются другой точки зрения – трещинный коллектор образовался в результате разрыва замкнутой системы пород с АВПД, вновь образованными жидкими углеводородами. Вероятно, все эти факторы повлияли в комплексе, при преобладании одних над другими. А также в зависимости от определяющих характеристик района распространения отложений баженовской свиты, и от процессов, происходивших на стадиях седименто- и диагенеза. В данной статье рассматриваются литолого-генетические условия формирования и возможные причины сохранения АВПД в отложениях баженовской свиты на западном склоне Сургутского свода.

При анализе материалов, предоставленных ОАО «Тюменнефтегеофизика», было установлено, что зоны АВПД в плане имеют неправильную форму, носят островной характер. Они приурочены к повышенным участкам палеоповерхности (по горизонту Б), а также прослеживается явная связь с предполагаемыми тектоническими нарушениями, которые выделены по результатам работ сейсморазведочных партий.

Пространственное размещение полей и точек АВПД (единичных скважин) на западном склоне Сургутского свода носит мозаичный характер. В скважинах, пробуренных на расстоянии 2–4 км, в более благоприятных структурных условиях, от скважин с выявленными аномалиями давлений, часто притоков нефти не получено и соответственно о пластовой энергии флюида судить нет возможности или пластовые давления не восстанавливаются до гидростатического. Другое проявление ограниченности (мозаичности) распространения в плане зон АВПД – разброс абсолютных значений аномальных давлений, достигающий 10–15 МПа, на Ай-Пимской, Камынской, Битгемской разведочных площадях (Ибраев, 1994). Следовательно, можно предположить существование барьеров непроницаемости, или отсутствие гидродинамической связи в отложениях баженовской свиты по латерали.

Более 90% скважин с высокими дебитами нефти приурочены, прежде всего к купольными и прикупольным частям четко выраженных высокоамплитудных структур (по горизонту Б около 20 м и более). На периферии их и на малоамплитудных, хотя и крупных по площади структурах, притоков обычно нет, или они слабые (Никонов и др., 2000). Промышленные притоки нефти имеются и в других геологических условиях. Строго говоря, гравитационный фактор формирования и размещения залежей нефти в баженовской свите не играет главенствующей роли, как это характерно для неокомских залежей антиклинального типа. Получение большинства открытых промышленных притоков нефти из сводовых частей поднятий обусловлено иными причинами.

Баженовская свита западного склона Сургутского свода отлагалась в условиях обширного эпиконтинентального, мелководно-морского бассейна в волжско-раннеберриасское время, при достаточно стабильном режиме осадконакопления и слабой тектонической активности районов обрамления, низкой интенсивности денудационных процессов. На территории Среднего Приобья формировались сильно обогащенные органическим веществом глинистые илы, в той или иной степени кремнистые и карбонатные, преобразованные в битуминозную толщу преимущественно монтмориллонитовых тонкоотмученных и

тонкогоризонтальнослоистых, кремнистых, нередко сильно известковистых глин сравнительно небольшой мощности (24–35 м), для которых характерны:

- низкое содержание крупнозернистой песчано-алевролитовой фракции; высокое содержание свободного кремнезёма, а также пиритного железа и серы;
- высокое содержание радиоактивных и редких элементов;
- обилие остатков микро и макрофауны.

В юрско-меловое время в изучаемом районе прогнозируется конседиментационный рост структурных форм и их унаследованное развитие. Отложения баженовской свиты накапливались в условиях "некомпенсированного" осадконакопления, и можно предположить, что палеорельеф дна моря сохранял общие черты структурного плана, следовательно, валам и положительным структурам соответствовали возвышенные участки морского дна. На этих участках и их склонах формировались колонии бентосных организмов, организовавшие органогенные постройки типа биостромов, под которыми, в условиях залегаания, подразумевается породное тело, сложенное скелетными остатками обитающих здесь же организмов, а также осадками между ними и отложившихся на них, которые во время своего образования не возвышались над окружающими осадками. В создании породного тела биостромов могли участвовать различные организмы – каркасостроители или цементаторы: мшанки, губки, известковые водоросли, сине-зелёные водоросли, а также в некоторых случаях планктонные организмы, такие как фораминиферы, радиолярии, диатомеи. Биостром имеет пластовую форму, по своему внутреннему строению он может быть массивным или состоящим и даже наиболее вероятно из нескольких органогенных построек налегающих, прилегающих и другими вариантами взаимодействующих друг с другом. Размеры биостромов варьируют от нескольких сантиметров до десятков и сотен метров по вертикали и сотен метров и километров по латерали (при длительном существовании) (Журавлева и др., 1990).

Процесс седиментации в биостромных постройках протекал несколько по иному, нежели в прилегающих к ним районах. Во-первых, осадки сразу же имели твердый каркас в отличие от рыхлых, пластичных илов, окружающих биостромы. Во-вторых, процесс осадконакопления был не одноактным, а растянутым во времени, биогенное осаждение сменялось механическим или хемогенным. В дальнейшем диагенетические преобразования происходили внутри твердого пористого каркаса с активным влиянием живых водорослей и бактерий, создающих соответствующую геохимическую обстановку, благоприятную для процесса осаждения кремнисто-карбонатного материала.

Отложения баженовской свиты находятся в главной фазе нефтеобразования, где пластовая температура равна 98–102 С. По данным исследований керна, содержание активной части органического вещества в баженовской свите характеризует её как породу с превосходным нефтематеринским потенциалом (Зубков и др., 2000; Лопатин и др., 2000). В процессе генерации нефти и газа при термокаталитических преобразованиях органического вещества, которые, по-видимому, идут и в настоящее время, происходит избирательное трещинообразование с образованием аномальных пластовых давлений. В органогенных постройках типа биостромов, с жёсткой матрицей, системы новообразованных трещин имеют ограниченное распространение, обусловленное энергией термокаталитического процесса и физическими характеристиками пород. Участие тектонических подвижек, вероятно, носит дополнительный характер, создающих благоприятные условия для трещинообразования. Так как биостромы имеют конечные размеры и достаточно сложную внутреннюю структуру по физико-механическим характеристикам слагающих их литотипов пород, образование трещинных коллекторов происходило спорадически, что отражается данными по результатам испытаний скважин в отложениях баженовской свиты на приток и замерах пластовых давлений.

За пределами массивных органогенных построек, протекают также процессы нефтеобразования, однако поскольку породы не имеют жёсткого скелета и в пластовых условиях, вероятно, достаточно пластичны, создание пустотного пространства и барическая обстановка имеет собственные особенности. Образованная нефть занимает межслоевое пространство с быстрой релаксацией повышенных давлений по глинистой толще. При испытании скважин получены непромышленные притоки, при больших депрессиях на пласт, это работа ближней зоны пласта, в дальнейшем, за счёт снижения давления в дренируемой зоне пласта, происходит схлопывание, закрытие этих межслоевых каналов фильтрации нефти. Такое явление наблюдалось при операции гидроразрыва пласта, проведённой в скважинах № 3063 Алёхинской и № 30 Биттемской площадях, вскрывших породы баженовской свиты, которая не привела к выходу скважин на режим фонтанирования, что характерно и для всех других случаев воздействия на пласт (Ибраев, 1994).

Таким образом, зоны аномально-высоких давлений обусловлены литолого-генетическими и структурно-тектоническими особенностями формирования отложений баженовской свиты:

- приурочены к органогенным постройкам типа биостромов, располагающихся на приподнятых участках палеорельефа дна баженовского бассейна;
- располагаются в зонах сопряжения тектонических нарушений, которые способствовали созданию коллектора трещинного типа.

Литература

1. Гулари Ф.Г., Гулари И.Ф. Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа, 1994. – №5. – С. 36–40.
2. Журавлева И.Т., Космынин В.Н., Кузнецов В.Г., Современные и ископаемые рифы. Термины и определения: Справочник. – М.: Недра, 1990. – 180 с.

3. Зубков М.Ю., Меленовский В.Н., Кос И.М., Медведев Н.Я. Нефтегенерационные свойства различных типов пород, слагающих верхнеюрские отложения Маслиховского месторождения // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск, 2000. – С. 152–161.
4. Ибраев В.И. Разработка технологии прогноза напряженного состояния терригенных отложений на основе комплексной интерпретации данных сейсморазведки и ГИС в условиях Западной Сибири: Дис. ... канд. тех. наук. – Тюмень, ЗапСибНИИГеофизика, 1994 – 176 с.
5. Клубова Т.Т., Климушина Л.П. Коллекторы баженовской свиты Западной Сибири. Условия образования, нефтегазоносность // Геология, стратиграфия и полезные ископаемые Сибири. – Томск, 1979. – С. 146–167.
6. Корж М.В., Филина С.И. Особенности литогенеза аргиллитов баженовской свиты и возможный механизм образования в них залежей // Нефтегазоносность баженовской свиты Западной Сибири. – М.: ИГиРГИ, 1980. – С. 7–18.
7. Лопатин Н.В., Копаев Р.А., Емец Т.П. Нефтегенерационные свойства баженовской свиты на Ватьеганском месторождении // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск, 2000. – С. 144–151.
8. Никонов В.Ф., Ревнивых В.А., Кос И.М., Важенина О.В. Баженовская свита: геологическая история и нефтеносность // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск, 2000. – С. 138–143.

ФАЦИАЛЬНЫЕ ТИПЫ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ВАСЮГАНСКОЙ СВИТЫ УСТЬ-ТЫМСКОЙ ВПАДИНЫ

В.В. Пустыльникова, Н.А. Иванова

Научный руководитель заведующая лабораторией Л.С. Чернова
Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, г. Новосибирск, Россия

Формирование верхнеюрских отложений в районе Усть-Тымской впадины происходило на фоне слаборасчлененного палеорельефа с относительным преобладанием положительных форм над отрицательными до 70 м. Основными источниками сноса терригенного материала были восточные и юго-восточные обрамления Западно-Сибирской плиты и дополнительно – структуры первого порядка: Александровский, Средневасюганский и Парабельский мегавалы.

Васюганская свита в западной части Усть-Тымской впадины сложена преимущественно морскими и прибрежно-морскими песчано-глинистыми отложениями, где она имеет двучленное строение. Нижневасюганская подсвита представлена в основном аргиллитами, верхневасюганская – преимущественно песчаниками и алевролитами. В ней выделен горизонт Ю₁, сложенный неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. По корреляционно-литологическим признакам он включает четыре продуктивных песчаных пласта Ю₁⁴, Ю₁³, Ю₁², Ю₁¹. Породы от светло-серого до темно-серого цвета, слоистые. Слоистость обусловлена сменой гранулометрического состава, присутствием растительного детрита, слюдяного материала и сидерита. В средней части горизонт Ю₁ содержит прослойки и линзы углей мощностью 1–10 см. В восточном направлении васюганская свита переходит в наунакскую, которая является ее возрастным аналогом. Наунакская свита отличается строением в связи с континентальным генезисом, но при этом выделение продуктивных пластов группы Ю₁ сохраняется.

В основу фациального анализа продуктивных пластов Ю₁⁴, Ю₁³, Ю₁², Ю₁¹ были положены исследования кернового материала, пород в шлифах и минералогического состава тяжелой фракции сорока пяти скважин, материалов ГИС и описания керна более семидесяти скважин, находящихся как непосредственно на территории Усть-Тымской впадины, так и в сопредельных районах Средневасюганского, Александровского и Парабельского мегавалов.

В результате палеогеографических реконструкций исследуемой территории было выделено семь фациальных типов. Аллювиального генезиса – палеорусел и прирусловых песков, меандрирующих рек в сочетании с прирусловыми песками, пойменных и пойменно-озерно-болотных отложений; прибрежно-морского генезиса – песков регрессивного типа, устьевых и вдольбереговых баров; мелководно-морского генезиса – мелководно-морских отложений, сформированных в условиях пониженной гидродинамической среды.

По литологическим и фильтрационно-емкостным характеристикам в отношении перспектив нефтегазоносности нами выделены четыре основных типа фаций.

1. *Фации русел и прирусловых песков.* Для отложений этой фации характерно уменьшение зернистости песчаника снизу вверх по разрезу, косо- и горизонтально-слоистые текстуры. Мощности песчаных пластов варьируют в пределах 10–20 м. Вещественный состав пород отражен на классификационной треугольной диаграмме (по В.Д. Шутову, 1967 г.) (рис. 1а). По составу породы мезомиктово-кварцевые, аркозы, граувакковые аркозы, полевошпат-кварцевые граувакки, единично – полевошпат-кварцевые. Разнообразие в составе пород характерно для данной фации, которая широко распространена как по латерали, так и по разрезу. В гранулометрическом составе (рис. 1б) процентное содержание крупнозернистой фракции достигает 4 %, повышено содержание мелко-среднезернистой – до 70 %, а алевроитовой составляющей не более 32 %. В обломочном материале преобладают полуокатанные, полуугловатые зерна. Породы содержат незначительное количество цемента. Фильтрационно-емкостные характеристики пород данного типа характеризуются открытой пористостью до 18 %, проницаемостью 19–41 мД. На Линейной площади в пласте Ю₁² встречены прослои пород с проницаемостью 118–217 мД.

2. *Фаши меандрирующих рек* в сочетании с прирусловыми песками формируют песчаные тела, имеющие небольшие мощности. Литологически песчаники данного типа отложений более мелкозернистые, часто содержат примесь алевритового материала, вверх по разрезу зернистость их также уменьшается. Текстуры косо- и волнистослоистые. В составе пластов рассматриваемого фашиального типа увеличивается примесь растительного детрита и цемента. Вещественный состав (рис. 2а) пород однороден, представлен аркозами и граувакковыми аркозами. В гранулометрическом составе (рис. 2б) отсутствует крупнозернистая фракция, содержание мелко-среднезернистой фракции достигает 80 %, а алевритовая составляющая – 23%. Пористость песчаных пород-коллекторов варьирует в пределах 8–12 %, проницаемость – от 0,2 до 40 мД.

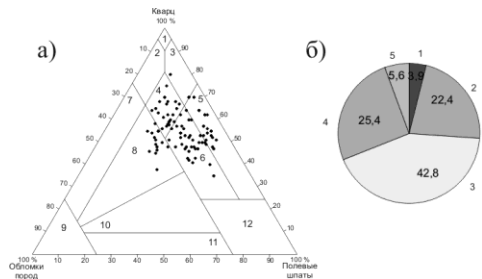


Рис. 1 Вещественный (а) и гранулометрический (б) состав отложений фаши русел и прирусловых песков

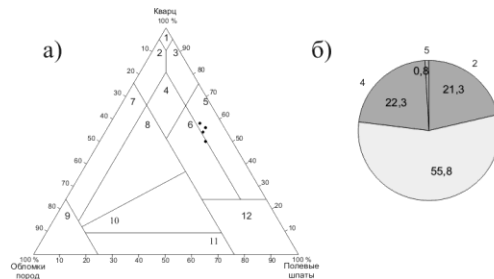


Рис. 2 Вещественный (а) и гранулометрический (б) состав отложений фаши меандрирующих рек в сочетании с прирусловыми песками

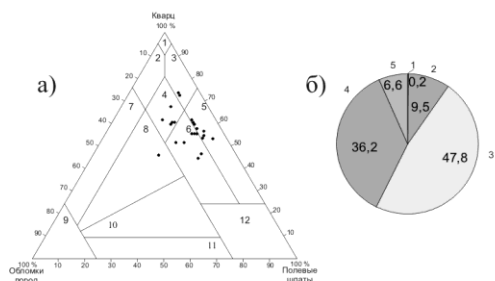


Рис. 3 Вещественный (а) и гранулометрический (б) состав отложений фаши песков регрессивного типа

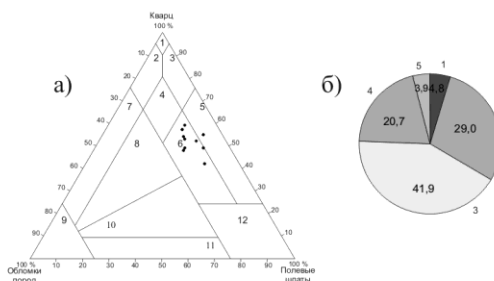


Рис. 4 Вещественный (а) и гранулометрический (б) состав отложений фаши устьевых и вдольбереговых баров

Условные обозначения

а) вещественный состав песчаников и алевролитов на классификационной треугольной диаграмме (по В.Д Шутову, 1967 г.). Наименования классификационных полей: 1 - кварцевые, 2 - кремнекlastово-кварцевые, 3 - полевошпат-кварцевые, 4 - мезомиктово-кварцевые, 5 - аркозы, 6 - граувакковые аркозы, 7 - кварцевые граувакки, 8 - полевошпат-кварцевые граувакки, 9 - граувакки, 10 - кварц-полевошпатовые граувакки, 11 - полевошпатовые граувакки, 12 - полевошпатовые.

б) гранулометрический состав песчаников и алевролитов на круговой диаграмме, по фракциям (%): 1 - 1,00-0,50мм, 2 - 0,50-0,25мм, 3 - 0,25- 0,10мм, 4 - 0,10- 0,05мм, 5 - 0,05- 0,01мм

3. *Фаши песков регрессивного типа* имеют широкое распространение в пределах Усть-Тымской впадины. Разрез данного фашиального типа характеризуется увеличением зернистости песчаных и алевропесчаных пород снизу вверх от мелкозернистых до средне-мелкозернистых при незначительном (2–5 %) содержании полиминерального цемента. Данная закономерность подтверждается формой кривой ПС, отсутствием в ней боковой линии, изрезанной наклонной подошвенной и горизонтальной кровельной линиями, что говорит об усилении с течением времени гидродинамической активности среды осадконакопления. Средние значения гранулометрического состава пород выглядят следующим образом (рис 3б): содержание крупнозернистой фракции незначительно, средне-мелкозернистой – 10–60 %, а алевритовая возрастает до 43 %. В вещественном составе характерно преобладание граувакковых аркоз, аркоз, мезомиктово-кварцевых разновидностей, в меньшей степени присутствуют полевошпат-кварцевые и полевошпат-кварцево-граувакковые разновидности (рис 3а). Значения пористости до 15 %, проницаемости от 0,3 до 10 мД. В пласте Ю₁¹ отмечены повышенная мощность отложений этого фашиального типа и сравнительно повышенные коллекторские характеристики – пористость возрастает до 17 %, проницаемость составляет 4–14 мД, а на Линейной площади – до 110–138 мД.

4. *Фаши приливо-отливных песков* с локальным развитием устьевых и вдольбереговых баров приурочены к зонам сочленения Усть-Тымской впадины с Пыль-Караминским и Парабельским мегавалами. Фашиям устьевых баров присущи повышенные значения мощностей песчаных пластов (до 17 м) с относительным увеличением зернистости в верхней половине разреза.

Гранулометрический анализ пород данных фаши показал, что песчаники в среднем содержат: крупнозернистой фракции – 5 %, средне-мелкозернистой – 70 %, алевритовой – до 30 % (рис. 4б). Вещественный

состав преимущественно представлен граувакковыми аркозами, единично аркозами (рис 4а). Породы данного типа имеют открытую пористость 17 %, проницаемость – 13,8 мД. В пласте Ю₁¹ имеются прослои пород, в которых пористость достигает 15–19 %, а проницаемость – от 17 до 50 мД. Снизу вверх по разрезу наблюдается закономерное улучшение их коллекторских свойств.

Лучшими фильтрационно-емкостными свойствами обладают отложения, генетически связанные с фациями палеорусел, меандрирующих рек, устьевых и вдольбереговых баров и регрессивных песков. Из этих отложений на данной территории получены пригои нефти.

Территорию Усть-Тымской впадины, в частности зоны сочленения со Среднеvasюганским, Александровским и Парабельским мегавалами, можно считать перспективными на поиски литологических ловушек нефти и газа.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ НИЖНЕМЕЛОВЫХ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПУР-ТАЗОВСКОГО РАЙОНА

С.А. Редикульцев

Научный руководитель ст преподаватель М.В. Шалдыбин

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время, с развитием способов электронной обработки информации, появилась возможность работать с каротажными данными в цифровом формате, что делает актуальным применение более сложной переработки каротажной информации. Например, применение методов математической статистики и использование более сложных зависимостей может дать более точные результаты прогноза емкостных параметров в сравнении с методиками вычисления при помощи обычных уравнений регрессии. В данной работе на примере продуктивных пластов Нохо-Яхинского месторождения Пур-Газовского района Западной Сибири был применен метод гидравлических единиц для прогноза проницаемости коллекторов (Magshood Abbaszadeh и др., 1995). Продуктивные горизонты этого месторождения залегают в ачимовских отложениях нижнемелового периода. Литологический разрез по 5 скважинам представлен песчаниками с редкими прослоями аргиллитов и алевролитов.

Для оценки коллекторских свойств продуктивных пород был применен метод гидравлических единиц, сущность которого сводится к следующему: создается база данных из значений лабораторных измерений пористости и проницаемости (в данном случае на основании имеющейся информации по скважинам 843 и 838). Далее полученные зависимости увязывались с каротажными данными и определялись типы коллекторов по емкостным параметрам.

Среди многочисленных формул, связывающих пористость и проницаемость существует формула Козени:

$$k = \frac{m^3}{(1-m)^2} \cdot \frac{1}{F_s \tau^2 \cdot S_{gv}^2} \quad (1)$$

здесь k – проницаемость, м²; m – эффективная пористость; $F_s \tau^2$ – константа Козени, которая для большинства коллекторов имеет значение от 5 до 100. Неопределенность этой константы является главным ограничением для широкого применения этой формулы. В нефтегазопромысловой системе единиц формулу можно представить как:

$$0,0314 \cdot \sqrt{\frac{k}{m}} = \frac{m}{(1-m)} \cdot \frac{1}{\sqrt{F_s \cdot \tau \cdot S_{gv}}} \quad (2)$$

Определим следующие переменные:
индикатор зоны потока –

$$F_{zi} = \frac{1}{\sqrt{F_s \tau \cdot S_{gv}}}, \quad (3)$$

индекс качества резервуара –

$$I_{rq} = 0,0314 \cdot \sqrt{\frac{k}{m}}, \quad (4)$$

преобразованная пористость –

$$\phi_z = \frac{m}{(1-m)}. \quad (5)$$

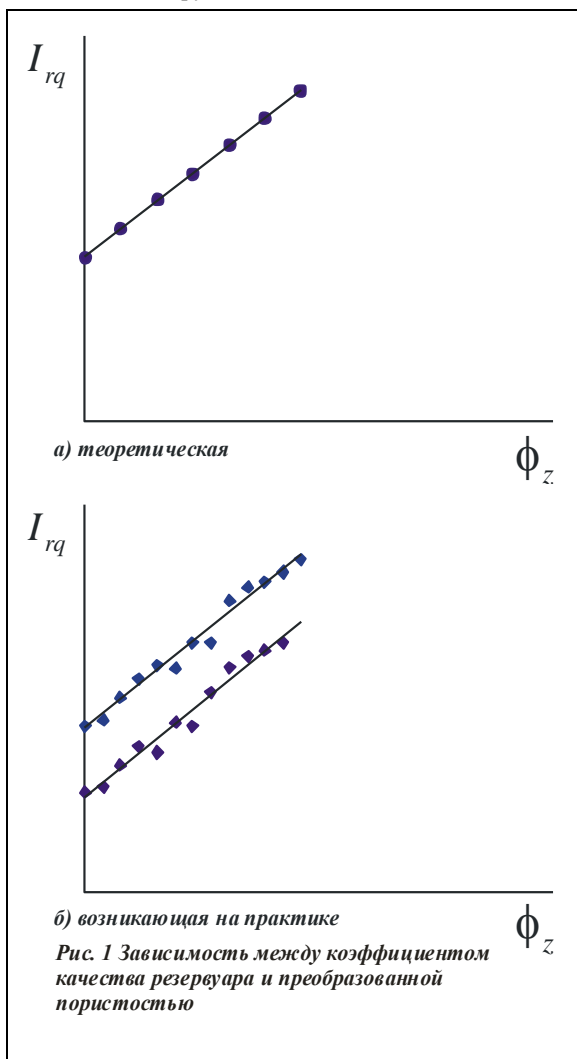
Теперь формулу можно записать в виде:

$$\log(I_{rq}) = \log(\phi_z) + \log(F_{zi}). \quad (6)$$

Если каждый образец зерна с вычисленными значениями пористости и проницаемости в виде точки нанести на график I_{rq} от ϕ_z в логарифмических координатах, то точки с близкими значениями F_{zi} , будут группироваться около прямых, характеризующих их среднее F_{zi} с наклоном 45° к оси абсцисс (рис. 1). Если всем элементам сопоставить их среднее значение F_{zi} , то проницаемость будет выражаться как:

$$k = 1014 \cdot (F_{zi})^2 \cdot \frac{m^3}{(1-m)^2} \quad (7)$$

Такие группы с единым значением F_{zi} назовем гидравлическими единицами (далее ГЕ). Идея метода



состоит в том, чтобы выбрать каротажи функционально связанные с ГЕ, и, найдя вид связи на одной скважине с отобранным керном, иметь возможность найти распределение ГЕ в любой другой скважине, не имеющей керна, но имеющей каротаж.

Применительно к скважине 843 метод был реализован, согласно алгоритму, следующим образом. После увязки керна для каждого образца были вычислены значения I_{rq} и ϕ_z , затем на диаграмме, отражающей связь между ними, были выделены ГЕ, причем для каждого было вычислено среднее F_{zi} . Далее каждому образцу был сопоставлен каротаж, согласно глубине отбора керна. В результате поиска каротажных кривых, наиболее тесно связанных с распределением ГЕ (наиболее коррелирующих), были отобраны кривые каротажа потенциала собственной поляризации (аПС), нейтрон-нейтронный (тепловой) каротаж, акустический каротаж, а также показания микропотенциал зонда и микрокаверномера.

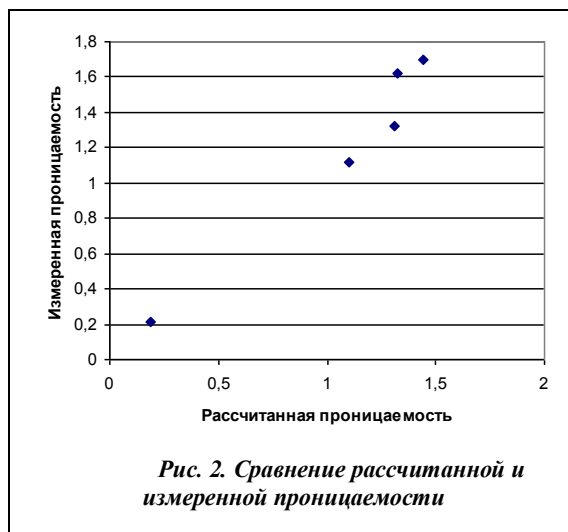
После нахождения коэффициентов связи между значениями по каротажным кривым и номером ГЕ, для проверки полученных результатов была взята скважина 838, которая имела результаты анализа керна. Они использовались не для расчетов, а для сверки полученных значений проницаемости, а также результаты геофизических исследований. Значения каротажа для этой скважины были соответственно линейно масштабированы.

При определенных значениях доверительных коэффициентов (характеризующих уверенность в значениях, даваемых тем или иным типом каротажа), прогнозное распределение проницаемости достаточно точно совпало с измеренным по керну (рис. 2).

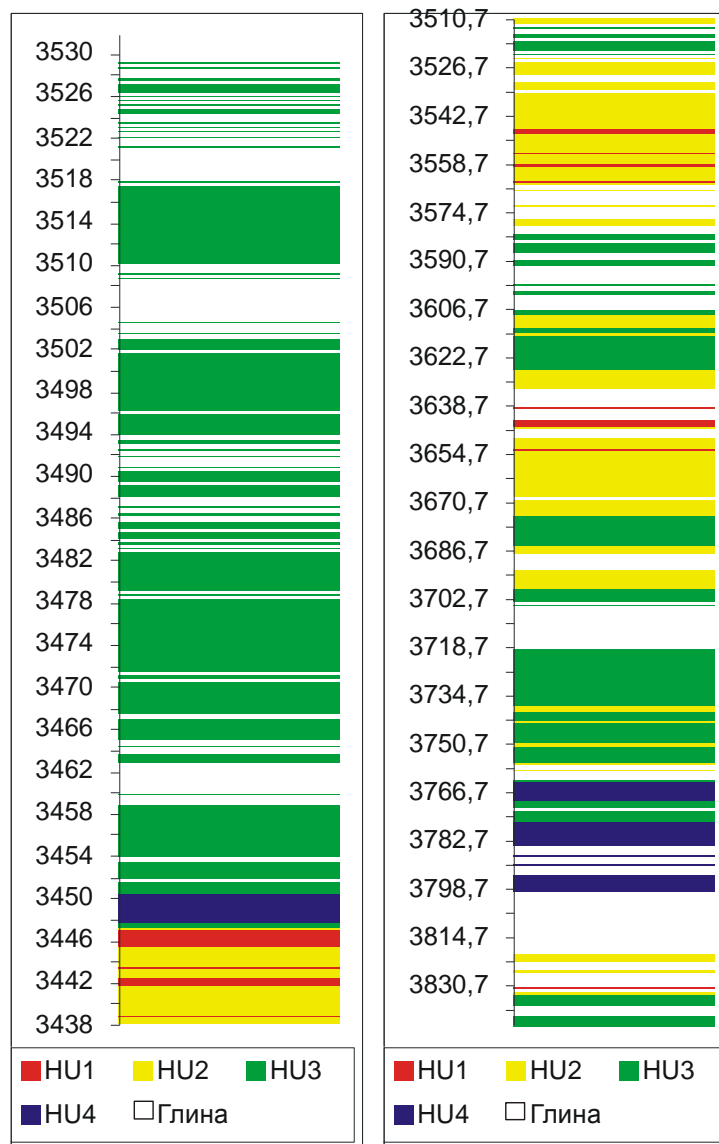
Затем, аналогично, был сделан прогноз проницаемости по скважине 839, который оказался менее точным, что, очевидно, вызвано недостатком керна для нахождения точной связи между значениями каротажа и распределением ГЕ.

В результате работы было построено распределение ГЕ по разрезу скважины 838 (рис. 3), получен прогноз проницаемости (рис. 2) для скважины 838, который тесно коррелирует со значениями, полученными по керну.

Необходимо отметить, что в приведенном методе пористость прогнозируется по каротажу достаточно точно.



Таким образом, появляется возможность вычислять проницаемость на основе геофизических данных методом, дающим более точные результаты и отличным от традиционных регрессионных подходов.



а) скв. 844

б) скв. 838

Рис. 3 Распределение ГЕ по разрезу

Литература

1. Magshood Abbaszadeh, Hikari Fujii, Fujio Fujimoto. Permeability Prediction by Hydraulic Units. – Theory and Applications // SPE, 1995. – №30158, С. 42–57.

РОЛЬ ДИЗЪЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ В ФОРМИРОВАНИИ КОЛЛЕКТОРА В ФУНДАМЕНТЕ ЯРСКОЙ ПЛОЩАДИ

О.Г. Репетун, А.А. Жильцова

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ярская площадь находится на территории Верхнекетского района восточной части Томской области, в юго-восточной части Алипского прогиба, который в региональном структурно-тектоническом плане расположен в пограничной зоне между позднегерцинской Центрально-Западносибирской складчатой системой и Енисейской областью, стабилизация которой произошла на завершении байкальско – салаирского цикла тектогенеза.

Поэтому, рассматривая фундамент Алипской впадины согласно принятой тектонической схеме, затруднительно однозначно отнести Ярскую площадь к той или иной структуре, т.к. даже на счет строения

складчатого фундамента Западно-Сибирской плиты существует свыше десяти гипотез. Большинство исследователей придерживаются гипотезы о том, что территория Западно-Сибирской низменности в палеозойскую эру прошла через геосинклинальную стадию развития. Отмечается также далекое продолжение Сибирской платформы вглубь Западно-Сибирской низменности. Это подтверждается и тем, что черты геологического строения Ярской площади более сходны со структурами Красноярского края, нежели со структурами Западно-Сибирской плиты. Таким образом, Ярскую площадь можно отнести к западной части Сибирской платформы. Область салаирской складчатости, северную часть которой составляют в основном Алипский и Ажарминский наследованно-наложенные прогибы, ограничена с запада и востока Тазовско-Белоярской и Верхнекетской зонами глубинных разломов. Зоны этих разломов подтверждаются по сейсмическим данным. Мощность доюрских осадочных образований, выполняющих Алипский прогиб, оценивается в 2–2,5 км, из которых примерно половину составляет средне-верхнепалеозойская толща (Сурков и др., 1981).

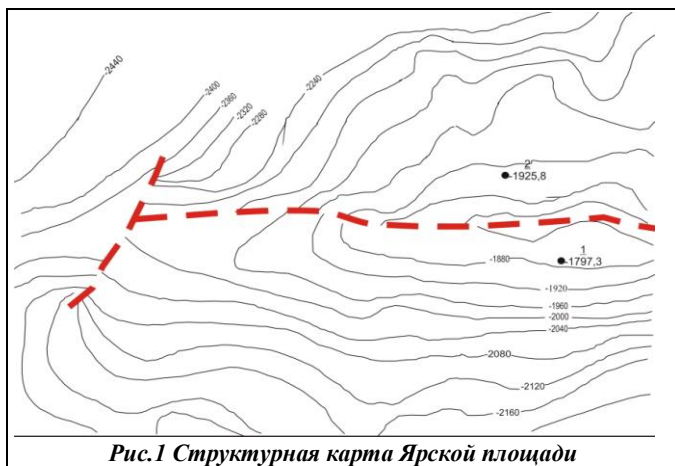


Рис.1 Структурная карта Ярской площади

В ходе сейсмических исследований методом ОГТ было выявлено, что Ярское локальное поднятие нарушено двумя дизъюнктивами широтного и субширотного простираения, которые по осадочному чехлу делят структуру на северный и южный блоки (рис. 1).

По материалам глубокого бурения мы осуществили работу по составлению сводного стратиграфического разреза и литологической колонки пород. По разрезу можно сказать, что южный блок более приподнятый, а северный опущенный. Поэтому по литологическому составу разрезы скважин сильно отличаются. Это говорит о существенном влиянии дизъюнктивной тектоники на эту структуру.

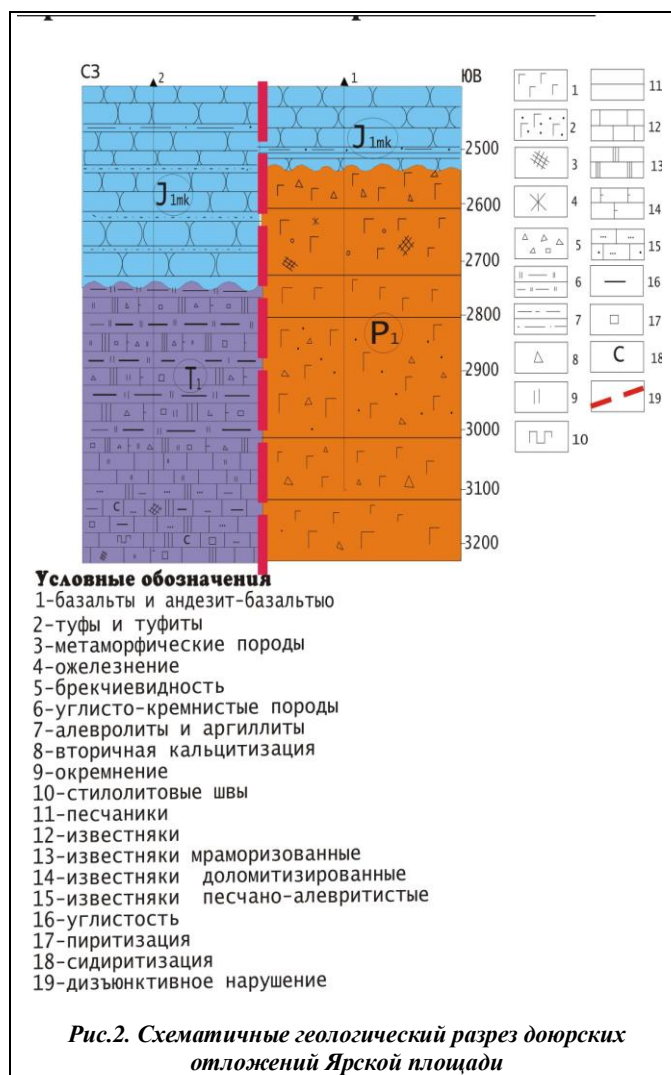
Южный блок вскрыт Ярославской скважиной №1 в интервале глубин 2528–3112 м, где доюрские (палеозойские) отложения представляют собой в основном толщу базальтов и андезит-базальтов, чередующихся с вулканогенно-пирокластическими производными – кристалло-метантрокластическими туфами и туффитами.

Северный блок вскрыт Ярославской поисковой скважиной №2 в интервале глубин 2780–3175 м, где разрез вмещающих осадочных пород представлен одноцветной углисто-карбонатнокремнистой толщей. Кремнисто-песчаные и доломитизированные известняки, а также углисто-глинисто-кремнистые породы, составляющие большую часть разреза толщи, подвергались интенсивным процессам регионального и контактового метаморфизма, в результате которого карбонатные породы были перекристаллизованы и мраморизованы, а углисто-глинистые разности превращены в кремнисто-углистоглинистые сланцы.

Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского платформенного чехла юго-востока Западно-Сибирской плиты, Ярославское локальное поднятие приурочено к юго-западному склону Ярославского вала, который является положительной структурой II-го порядка и имеет северо-восточное, почти широтное простирание. На структурном плане локальное поднятие представляет собой брахиоклиналь широтного простирания. По отражающему горизонту I^б размеры поднятия в пределах оконтуривающей изогипсы –2200 м составляют 27х7–10,5 км, амплитуда – 255 м. Структура ассиметрична, наиболее крутым является северное крыло, непосредственно примыкающее к зоне субширотного Южно–Владимировского разлома сбросового типа; ширина зоны этого нарушения достигает 1,5 км. В северо-западной перекинутой части структуры нарушение сечет отложения юры и нижнего мела с амплитудой соответственно 400 и 100 м. По отражающему горизонту II^а (тяжинская свита) форма структуры не изменяется, но амплитуда уменьшается до 180 м. По низам покурской свиты (отражающий горизонт III) поднятие еще больше выполаживается и амплитуда его не превышает 55 м. Таким образом, снизу вверх по разрезу структурный план поднятия сохраняется, амплитуда уменьшается, и оно становится менее контрастным.

В нефтегазоносном отношении район исследований входит в состав Пайдугинской перспективной нефтегазоносной области юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Согласно карте начальных суммарных геологических ресурсов нефти и газа мезозоя и верхней части палеозоя юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты, Ярославская площадь тяготеет к неocenенным землям, расположенным в крайней восточной Верхнекетской зоне. Здесь в пределах Владимировского и Степановского сводов пока не обнаружено скоплений нефти и газа. При интервальном опробовании скважин на этой территории получены только притоки пластовых вод; нефтегазопроявлений не обнаружено. Территориально наиболее близким структурам I порядка, где открыты промышленные нефтегазовые залежи, являются Усть-Тымская впадина и Парабельский меговал, тяготеющие к перспективным землям III категории западных районов Васюганской нефтегазоносной области (рис. 2).

Во всех разностях эффузивных пород, вскрытых Ярославской параметрической скважиной №1, значения открытой пористости не превышают 2,8 %; по лабораторным данным эффузивы фактически непроницаемые, а при испытании в колонне оказались «сухими». Метаморфизованные глинисто-известковистые и углисто-кремнистые породы, вскрытые поисковой скважиной №2 на Ярославской площади, являются также непроницаемыми, а при испытании в процессе бурения оказались «сухими». В доюрских карбонатно-глинистых отложениях на Ярославской площади содержания органического углерода очень малы и не превышают 0,05–0,07 %. В угленосной формации верхнего палеозоя доминирующим стал гумусовый тип ОБ, обладающий низким нефтегенерационным потенциалом.



При достаточной активности дизъюнктивной тектоники в этой зоне покрышки, роль которых выполняют глины, не могут полностью герметизировать и сохранить нижележащие залежи. Поэтому в Ярской параметрической скважине, а также в поисковых скважинах, пробуренных на соседних площадях, не обнаружены сколько-нибудь существенные нефтегазопоявления.

Основными геологическими факторами, отрицательно повлиявшими на перспективу нефтегазоносности Верхнекетских районов, являются:

1. отсутствие мобильной депрессивной зоны в пределах Алипской впадины;
2. активное проявление дизъюнктивной тектоники на протяжении всего палеозоя до конца верхней юры включительно;
3. большая «зараженность» палеозойского разреза траппами пермо-триасового возраста;
2. преобладание в мезозойско-кайнозойском чехле континентальных отложений;
3. исчезновение надежных региональных покрышек в нижнеюрское время.

Все исследования Ярской площади проводились по аналогии с геологическим строением структур Западно-Сибирской плиты, поэтому бурение Ярских скважин №1, 2 на относительно небольшую глубину оказалось безрезультатным. Если исходить из геологического строения Сибирской платформы, в частности нефтеперспективной Юрубчено-Тохомской зоны, то необходимо уделить наибольшее внимание нижнекембрийским отложениям и продолжить бурение на большие глубины на востоке Томской области.

Литература

1. Сурков В.С., Жеро О. Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 141 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЧУЛЫМСКОЙ ВПАДИНЫ

В.В. Ростовцев, Е.А. Ростовцева

Научные руководители профессор Л.Я. Ерофеев, профессор Л.П. Рихванов,
доцент В.Н. Ростовцев.

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Томская область – один из крупных нефтегазодобывающих районов России. На ее территории открыто более 100 нефтяных и газовых месторождений. Промышленная нефтедобыча была начата в 1964 году, а добыча газа – в 2000 году. За этот период в разработку были введены наиболее крупные по запасам месторождения нефти и газа. Освоение более мелких месторождений началось в конце 90-х годов прошлого века, в начале геологическим предприятием ОАО «Томскнефтегазгеология», а затем, в основном, небольшими нефтяными компаниями. За это время нефтяники и газовики создали хорошо развитую ресурсодобывающую промышленную инфраструктуру. Для развития и поддержания на нужном уровне нефтегазодобывающую отрасль Томской области требуется срочно наращивать на её территории промышленные запасы нефти и газа. Найти такие месторождения в западной части области, которая хорошо изучена традиционными геологическими методами, весьма проблематично.

Поэтому неслучайно администрация Томской области особое внимание обратила на правобережную часть реки Оби Томской области, которая слабо изучена. В последнее время по данным некоторых исследователей ресурсная база востока области сопоставима с западной частью. (В.Н. Ростовцев, С.Н. Резник, 2004 г.). Наряду с правобережной частью реки Оби Томской области крупные по величине запасов месторождения могут быть открыты в левобережной части реки Чулым, в пределах Чулымо-Енисейской впадины, ядром которой на территории региона является Тегульдская впадина.

Её изучение было начато в 1888 году И.Д. Черским. В дальнейшем в истории изучения впадины можно выделить несколько этапов. Наиболее эффективным можно считать этап, связанный с изучением нефтегазоносности этого района, начавшийся в 1948 году и закончившийся в 1963 году. Изучением этой территории занимались И.А. Лопатин (1876г.), И.Д. Черский (1888г.), Д. Клеминец (1889г.), А.М. Зайцев (1893–1896гг.), К.И. Богданович и П.К. Яворовский (1893–1898гг.), А.Н. Криштофович и В.А. Хахлов (1919–1935гг.), М.К. Коровин, А.В. Аксарин, А.В. Русанов, (1931–1934гг.), Л.А. Рагозин, И.В. Лебедев, (1937г.), М.П. Нагорский (1936–1938г.), Л.Н. Жукова, П.П. Калманкин, В.М. Яцука (1939г.), А.С. Мухин, В.П. Казаринов, Ю.И. Гречев, Л.А. Рагозин, Н.И. Парвицкая (1944–1948г.), А.Р. Ананьев (1944–1953гг.) и ряд других исследователей.

Усилиями этих исследователей была разработана стратиграфия осадочного комплекса пород, составлены геологические карты, сформированы представления о тектоническом строении района.

Многие из этих геологов считали, что Чулымо – Енисейская впадина является северным продолжением Минусинской котловины.

Чулымо-Енисейская впадина располагается в самой юго-восточной части Западно-Сибирской низменности. Почти всю её территорию причудливым образом ограничивают русла рек Чулым и Кия, что отчетливо можно наблюдать на обзорной карте района Чулымской опорной скважины.

В соответствии с тектонической картой Евразийского континента с востока Чулымо – Енисейскую впадину ограничивают докембрийские структуры Енисейского кряжа, на юге – хребты Арга и Кузнецкого Алатау, на западе – верхнепалеозойская Кольвань – Томская гряда. Северная граница впадины не ясна.

Согласно тектонической карте мезозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты основой, центром Чулымо – Енисейской впадины является Тегульдская мегавпадина. На западе к ней примыкает Барабинско-Пихтовская моноклинал, на юге – Приаргинская моноклинал, на севере – Киселевский мегапрогиб.

С целью изучения центральной части впадины была заложена Чулымская опорная скважина №1, в задачу которой входило:

- изучить стратиграфию, литологию, фациальные особенности горных пород, провести корреляцию разрезов всех опорных скважин этого района;
- выяснить газонефтеносность пройденных скважиной кайнозойских, мезозойских и палеозойских отложений;
- осуществить поиск других полезных ископаемых.

Результаты бурения и испытания Чулымской опорной скважины №1 были обобщены в сводном отчете сотрудниками ВНИГРИ З.Н. Поярковой, А.А. Розиным, С.А. Шевченко (г. Ленинград, 1957г.) и доложены на Ученом совете этого института. В работе Совета приняли участие В.Д. Наливкин, Н.П.Туаев, М.С.. Месежников и ряд других крупных ученых геологов.

Нефтяная секция Ученого совета ВНИГРИ, в 1957 году, заслушав доклад З.Н. Поярковой о комплексном изучении всех материалов, полученных в результате строительства Чулымской опорной скважины, пришла к следующему выводу: «Секция, однако, считает необходимым отметить нецелесообразность проведения дальнейших разведочных работ, поскольку весь район является малоперспективным или, во всяком случае, второстепенным в отношении возможной нефтегазосности.

Природу рассеянных битумов, обнаруженных во вскрытых скважиной отложениях, секция полагает еще недостаточно выясненной».

Это явилось приговором, в результате которого в пределах Чулымо – Енисейской впадины почти 50 лет системные работы по поиску нефти и газа не проводились.

С современными позиций и представлений о процессах нефтегазообразования и нефтегазонакопления считать этот район малоперспективным для поисков нефти и газа нельзя.

Чулымская опорная скважина, вскрывшая каменноугольные отложения Минусинско-Кузнецкого типа, подтвердила предположения многих геологов о том, что в течение среднего и верхнего палеозоя осуществлялась широкая связь Чулымо – Енисейской впадины с южными районами Кузбасса и Минусинских котловин.

В течение всего мезокайнозоя, за исключением верхнеюрской эпохи и валанжинского века, Чулымо – Енисейская впадина была областью континентального осадконакопления, слабонаклоненной в северо-западном направлении в сторону моря.

В мезозое в изучаемой впадине накопление осадков происходило уже под контролем Западно-Сибирской платформы.

Таким образом, Чулымо – Енисейская впадина дважды была береговой зоной, первоначально северным обрамлением палеозойского морского бассейна, а затем южным обрамлением верхнеюрского нижнемелового морского бассейна. Как правило, такие зоны наиболее благоприятны для формирования дельтовых и аванделтьовых отложений, являющихся базисом для формирования крупных узлов нефтегазонакопления.

История тектонического развития и геологического строения территории Чулымо – Енисейской впадины позволяет выделить в её пределах два самостоятельных перспективных нефтегазосных комплекса и один рассматривать как возможно перспективный для открытия в нем залежей нефти и газа.

Первый, нижний, сформирован осадочно-породным комплексом девонских и каменноугольных отложений, которые являются аналогами одновозрастных отложений Минусинских впадин.

В результате проведенных работ к середине 1963 года в Южно – Минусинской впадине в 20 скважинах на шести антиклинальных поднятиях из 11 разбуренных глубоким бурением были получены различные притоки нефти и газа. При бурении скважины № 1 на Ново-Михайловской площади при вскрытии илеморовской свиты среднего девона на глубине 2500 метров произошел мощный выброс метанового газа и конденсата. Последствия этого выброса, произошедшего 18 июля 1956 года были зафиксированы на фотографии. Через 48 лет от этого мощного выброса остался непогашенным небольшой факел горящего газа, свидетельствующий о наличии газовой залежи в недрах Ново-Михайловской площади.

Многочисленные исследователи отмечали в Северо – Минусинской котловине обильные выделения твердых битумов в эффузивах абаканской свиты, среднего девона, живетского яруса в различных точках, в непосредственной близости от станции Шира.

Интерес к этим проявлениям твердых битумов возник в связи с проявлением подвижной нефти в отложениях нижнего девона, представленного известковистыми алевролитами и аргиллитами с неравномерным распределением черного органического битуминозного материала выявленного доцентом ТПУ Б.Д.Васильевым.

Приведенные данные по нефтегазосности Южно-Минусинской и Северо-Минусинской впадинам убедительно свидетельствуют о широких процессах нефтегазообразования и миграции углеводородов в палеозойских отложениях в пределах этих территорий.

Есть все основания полагать, что не меньшие масштабы этих процессов происходили в этих отложениях и на территории Чулымо – Енисейской впадины, но возможности сохранения месторождений нефти и газа в этой впадине по ряду геологических причин были более благоприятными, чем в районах Минусинских впадин.

Второй перспективный нефтегазосный комплекс Чулымо – Енисейской впадины контролируется породами юрского комплекса.

Нефтегазосность юрских отложений юго-востока Западной Сибири общеизвестна. В верхнеюрских отложениях Томской области открыты около сотни залежей нефти и газа. Многочисленные нефтепроявления, в том числе полупромышленные и промышленные притоки нефти, зафиксированы в отложениях тюменской свиты на многих разбуренных площадях Томской области.

О высоких перспективах нефтегазосности Чулымо – Енисейской впадины можно судить, опираясь не только на указанные выше косвенные признаки, но и исходя из новой, базирующейся на современных

представлениях интерпретации геологических данных, полученных при бурении в 50х годах прошлого столетия Чулымской опорной скважины.

В нижне- среднеюрском разрезе этой скважины интервал 2200–2400м по газовому каротажу характеризуется аномально повышенными значениями суммарных углеводородов и общей газоносностью. В зоне повышенных газопоказаний в колонне было испытано два объекта.

Экспертная оценка результатов испытания этих объектов показала, что они испытаны некачественно. Из-за этого возможно пропущены две нефтяные залежи в среднеюрских отложениях.

Зона повышенных газопоказаний зафиксирована и в меловых отложениях, которые можно рассматривать как возможно перспективные.

Испытание юрских пластов показало, что в этом разрезе имеются породы с высокими фильтрационными свойствами, так как при их испытании получены переливающиеся притоки пластовых вод с растворенным газом. Все это свидетельствует о высоких перспективах нефтегазоносности Чулымо-Енисейской впадины.

Используя материалы опорной Чулымской скважины, удалось экспертно оценить объемы генерации и возможной аккумуляции метанового газа, выделившегося из сконцентрированного органического вещества, представленного в средне- юрском разрезе пластами каменного угля. В соответствии с этими расчетами в недрах Чулымо-Енисейской впадины могли сформироваться месторождения с суммарными запасами как минимум от 1,5 до 2 триллионов кубометров метанового газа.

Другими словами, только метан из углей этой впадины мог бы сформировать 15–20 месторождений газа, сопоставимых по запасам с разрабатываемым Мыльджинским газоконденсатным месторождением.

Все приведенные данные позволяют утверждать о необходимости возобновления широко масштабных геологоразведочных работ на территории Чулымо-Енисейской впадины.

При этом необходимо учесть, что на изучаемой территории находятся два особо охраняемых природных объекта. Это требует от геологов при поисковых работах в первую очередь использования щадящих технологий, разработанных под руководством профессора Л.П. Рихванова, Л.Я. Ерофеева, Заслуженного геолога Российской Федерации В.Н. Ростовцева.

АНАЛИЗ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА СИБИРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ С ЦЕЛЬЮ ВЫЯВЛЕНИЯ МЕТОДИЧЕСКИХ ПРОСЧЕТОВ

О.Ю. Савельев, А.В. Спасибко

Научный руководитель доцент И.В. Ванцева

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

Сибирское месторождение находится на территории Соликамской депрессии – одного из основных и относительно молодых нефтеносных районов Пермского Прикамья.

Сложное геологическое строение месторождений, находящихся в этом районе, обусловлено высокой степенью неоднородности пластов и наличием промышленных залежей калийных солей (Верхнекамское месторождение калийных солей), что требует постоянного совершенствования методик поисково-разведочных работ с целью снижения экономических потерь, сокращения временных затрат на открытие и разведку месторождений.

Поисково-разведочные работы требовали особого подхода к системе размещения и очередности бурения скважин, применения специальных методик геолого-геофизических исследований, методов контроля, обеспечивших бы сохранность калийного месторождения при минимальных потерях руд в охранных целиках и безопасное ведение работ как на соляном, так на нефтяном месторождениях (Бакиров и др., 1991).

Поиск и разведка Сибирского месторождения заняли тринадцать лет, работы велись с 1984 по 1997 год. По результатам сейсморазведочных работ была выявлена и подготовлена к глубокому бурению брахиантиклинальная складка, осложненная двумя куполами: Сибирским и Родыгинским. В первую очередь планировалось бурение скважин на Сибирском поднятии, поскольку оно имеет большие размеры и ресурсы. Стоит отметить, что запасы солей на данной площади на момент ввода структуры в глубокое бурение не были разведаны, в степени, достаточной для их промышленной оценки.

С целью поиска залежи на Сибирской площади проектировалось бурение трех опытных глубоких нефтяных скважин 42-ОГН, 43-ОГН, 44-ОГН, основной задачей которых было открытие залежей нефти в башкирских (пласт Бш), серпуховских (пласт Срп), бобриковских (пласты Бб1, Бб2, Бб3, Бб4), и турнейско-фаменских (пласт Т-Фм) отложениях. Так как основные отражающие горизонты характеризовались совпадением структурных планов, геологической основой для проектирования послужила карта по II отражающему горизонту (кровля тульских терригенных отложений), контролирующему наиболее нефтеперспективные отложения.

Первой планировалось пробурить скважину 42-ОГН в сводовой части Сибирского поднятия. Однако бурение этой скважины было отложено до выяснения размеров охранных целиков и возможных потерь калийных руд. По этой причине первой бурилась скважина 44-ОГН в 1984 году в восточной части площади. Скважина должна была решить задачу установления положения водонефтяного контакта. При опробовании в колонне незначительный приток нефти и пластовой воды получен только из башкирских отложений.

В 1985 г. бурится скважина 42-ОГН, которая дала фонтанный приток нефти (128 т/сут.) из турнейско-фаменских отложений и смесь нефти и бурового раствора из верхнефранских отложений, став, таким образом, скважиной-первооткрывательницей Сибирского месторождения нефти.

В 1986г. пробурена скв.43-ОГН, с целью изучения строения западной части Сибирского поднятия и установления положения ВНК. По проектной карте она находится на той же абсолютной отметке, что и скважина 44-ОГН. По результатам опробования получена пластовая вода из башкирских и яснополянских отложений.

В 1988г. была пробурена скв.43-бис так же в западной части Сибирского поднятия на 500 м юго-восточнее скважины 43-ОГН. Этой скважиной была установлена промышленная нефтеносность башкирских отложений. Получен приток нефти 39,9 т/сут.

Анализируя последовательность поискового бурения, места заложения скважин и результаты исследований в скважинах, можно отметить следующее:

- открыты и околонтурены только турней-фаменская и башкирская залежи. То есть на данном этапе промышленная нефтеносность была установленная только в двух перспективных горизонтах. Это обусловлено сложным геологическим строением месторождения;
- не соблюдена очерёдность бурения скважин;
- местозаложение каждой последующей скважины не корректировалась в соответствии с результатами бурения предыдущих.

Как следствие, скважина 43-ОГН вскрывает перспективные горизонты за пределами ВНК, что, в свою очередь, привело к необходимости бурения скважины 43-ОГН-бис, запроектированной гипсометрически выше с выполнением тех же задач.

В 1991–92 гг. были обобщены материалы бурения всех четырех скважин, а также материалы бурения солеразведочных скважин и сделан вывод об экономической и геолого-технической нецелесообразности отработки калийных солей на площади Сибирского месторождения. В результате был составлен новый проект поисково-разведочного бурения.

По проекту предусматривалось пробурить 6 поисковых и 7 разведочных скважин, как одиночных, так и сгруппированных в кусты по 2–3 скважины. Первоочередная скважина в кусте – вертикальная, вторая и третья – наклонно-направленные.

С целью поисков новых и разведки ранее открытых залежей, уточнения их конфигурации, изучения литологии и коллекторских свойств, уточнения положения ВНК на Сибирском поднятии пробурены 3 куста скважин (145, 150; 144, 148, 149; 146, 153) и одиночная скважина 141, на Родыгинском поднятии – два куста скважин (142, 154 и 143, 156) и одна одиночная скважина 147.

Местоположение кустов скважин 145,150; 144, 148, 149; 146, 153; 142, 154; и 146, 153, а так же одиночных скважин 141 и 147 обусловлено оптимальной сеткой разведочных скважин.

Таким образом, в результате поисково-разведочного бурения на Сибирском месторождении в достаточной мере изучена залежь Бб. Только здесь видимое соотношение запасов категории С1 к категории С2 превышает 80%/20%. Другие продуктивные горизонты не разведаны в степени достаточной для передачи их в разработку. Однако этот факт не следует расценивать как методический просчет при проектировании поисковых и разведочных скважин. Во многом это следствие сложного строения Сибирского месторождения в целом. Продуктивные пласты характеризуются многочисленными литологическими замещениями и высокой степенью микро и макро неоднородности. Поэтому большой процент скважин по тем или иным пластам, попадая в такого рода замещения, не установили промышленного притока.

В ходе анализа поисково-разведочного этапа был выявлен существенный просчет. По причине несоблюдения очередности и методики размещения поисково-оценочных скважин была пробурена дублирующая скважина 43-ОГН-бис. Таким образом, можно было бы избежать экономических потерь, соизмеримых со стоимостью ее строительства. В ценах на 1991г/1997г эта сумма составила 1725890р/7023985р с учетом подготовительных, строительно-монтажных работ, бурения, крепления, испытания, геофизических исследований.

Сибирское месторождение обладает типичным геологическим строением, характерным для Соликамской депрессии. Практическое значение данной работы определяется возможностью избежать просчетов, а, следовательно, и экономических потерь при проведении поисково-разведочных работ на месторождениях подобного строения.

Литература

1. Бакиров Э. А., Ларин В. И. и др. Основы методики геологоразведочных работ на нефть и газ. – М.:Недра, 1991.

ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ ГОРИЗОНТА Ю₂ НА ЮГЕ СУРГУТСКОГО СВОДА

Я. В. Садыкова

Научный руководитель мл.научный сотрудник Е.В. Борисов
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Административно район исследования находится в Нефтеюганском и Сургутском районах ХМАО. По нефтегазогеологическому районированию Западно-Сибирской провинции, территория исследования охватывает Приобский, Салымский НГР Фроловской НГО и Сургутский НГР Среднеобской НГО.

В тектоническом плане территория исследования приурочена к положительной надпорядковой структуре – Хантейской гемисинеклизе, которую осложняет положительная структура первого порядка – Сургутский свод и к надпорядковой отрицательной структуре – Мансийской синеклизе, осложненной рядом структур более низкого порядка.

На территории исследования пробурено свыше 600 глубоких скважин, примерно 40%, по имеющимся у ИГНГ СО РАН данным, из имеющегося числа скважин вскрыли горизонт Ю₂. Дебиты нефти, полученные в результате испытания горизонта Ю₂, изменяются от 0,3 м³/сут. до 53 м³/сут. Нефтегазоносность горизонта Ю₂ установлена на Южно-Балыкской, Салымской, Мамонтовской, Омбинской, Западно-Сургутской и других площадях. В настоящее время залежь в горизонте Ю₂ разрабатывается на Омбинском месторождении.

Проведенные за прошедшие годы геологические, геофизические работы и результаты испытания скважин прошлых лет не дают полного представления о нефтегазоносности горизонта Ю₂, вследствие того, что геологические модели из-за сложного строения объекта не были достаточно точными, а полученные дебиты были нестабильными, и следовательно, оценка нефтегазоносности горизонта Ю₂ не была в полной мере объективной.

Вследствие этого, а также по причине низких коллекторских свойств, горизонт Ю₂ не рассматривался в числе объектов, перспективных для промышленной добычи углеводородов. Основным объектом поисковых и эксплуатационных работ были вышележащие горизонты нижнего мела и верхней юры, но на данный момент они уже в значительной мере выработаны, поэтому к настоящему времени встал вопрос о более детальном исследовании горизонта Ю₂ с целью прироста запасов.

Горизонт Ю₂ залегает в кровле тюменской свиты (верхи бата). На территории юга Сургутского свода горизонт Ю₂ распространен повсеместно, а его толщины изменяются от 16 (скв.Энгельская 5) до 43 м (скв. Восточно-Сургутская 71). Кровля горизонта Ю₂ на данной территории совпадает со стратиграфической кровлей тюменской свиты, а подошва горизонта проводится по подстилающему ее пласту угля У₂. Горизонт Ю₂ сложен песчаниками серыми до темно-серых, чередующимися с глинистыми песчаниками и алевролитами.

Горизонт Ю₂ накапливался в сложных полифациальных условиях, для которых характерно наступление морского бассейна на слаборасчлененный континент, представляющий собой аллювиально-озерную равнину, что предопределило сложное, «мозаичное» строение горизонта.

На основе изучения методик палеореконовструкций по ГИС В.С. Муромцева и В.Б. Белозерова в ИГНГ СО РАН В.А. Топешко и Л.С. Саенко была выработана методика выделения фаций для горизонта Ю₂, применительно к Юганскому Приобью.

Параллельно фациальный анализ проводился по керну скважин группой исследователей под руководством Л.Г.Вакуленко. В результате проведения детальных литологических исследований были восстановлены условия осадконакопления и определена фациальная принадлежность в 25 скважинах, находящихся на территории Юганского Приобья.

В процессе выполнения данного исследования автором применялись методы фациальной диагностики по материалам ГИС континентальных и прибрежно-морских отложений юры Западной Сибири В.С. Муромцева, В.Б. Белозерова, данные литологического исследования керна, а также методы фациальной диагностики, выработанные В.А. Топешко и Л.С. Саенко, на основе которых были определены палеофации горизонта Ю₂ по материалам ГИС в 185 скважинах.

В результате горизонт Ю₂ был условно расчленен на 3 уровня. Нижний уровень был приурочен к подошве горизонта Ю₂, т.е. к началу его формирования, средний уровень – приблизительно на середину времени формирования горизонта Ю₂, а верхний— приурочен к кровле тюменской свиты, т.е. к концу формирования продуктивного горизонта. В результате были построены палеогеографические схемы по 3 уровням горизонта Ю₂.

Начало образования горизонта Ю₂ характеризуется накоплением осадков озерно-аллювиальной и озерно-болотной равнины. Речные системы формировались по пониженным участкам рельефа, а на возвышенных – озера и болота, где палеогеографические условия осадконакопления были менее благоприятными для аккумуляции углеводородов, чем в межструктурных понижениях.

По мере накопления горизонта Ю₂ проявляются некоторые унаследованные черты палеоландшафта: направление течений рек практически не изменяется, русла проходят все также по пониженным участкам рельефа, немного лишь изменяя местоположение. Появляются старицы, которые впоследствии заболачиваются, либо на их месте образуются озера. Наблюдается постепенная трансгрессия моря с востока в юго-юго-восточном направлении, и с северо-запада в южном направлении, которое затопливает наиболее погруженные части рельефа, приуроченные к крайним частям Сургутского свода, продвигаясь вглубь континента по руслам рек. В районе устьев реки образуются дельты. Вдоль берегов накапливаются аккумулятивные песчаные тела (снос с континента и приливно-отливная деятельность).

На следующем этапе формирования горизонта Ю₂ наблюдается дальнейшее наступление моря, которое достигла максимума для батского времени к концу накопления горизонта Ю₂. Наиболее приподнятые участки продолжает занимать аккумулятивная озерно-аллювиальная равнина, в некоторых случаях возвышаясь в виде островов (Правдинская площадь).

Проведенная статистическая выборка коллекторских свойств, приуроченных к той или иной фации, определенных в результате литологического исследования керна показала, что наиболее благоприятные для формирования коллекторов являлись русловые фации, со средней пористостью 14,31% и средней проницаемостью 4,39 мД, фации русел, промоин, приустьевых баров (дельтовый комплекс) со средней пористостью 13,81% и средней проницаемостью 6,6 мД, и мелководно-морские фации со средней пористостью 13,5% и средней проницаемостью 2,13 мД.

Палеогеографические построения и данные по коллекторским свойствам горизонта Ю₂ позволили выделить 4 типа участков, перспективных на поиски залежей УВ в пределах территории исследования.

Зоны распространения русловых фаций были оценены как высоко перспективные участки, зоны распространения отложений русел, промоин и приустьевых баров, как средне перспективные, зоны распространения мелководно-морских фаций, как перспективные, а участки, на которых распространены остальные фации как малоперспективные.

ОСОБЕННОСТИ СТРУКТУРООБРАЗОВАНИЯ НЕФТЕЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.В. Сараев

Научные руководители: ведущий научный сотрудник Т.Н. Юсупова¹,
доцент Ю.А. Гусев²

¹Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова КазНЦ РАН, г. Казань, Россия

²Казанский государственный университет им. В.И. Ленина, г. Казань, Россия

Характеристики нефти как дисперсной системы во многом определяются образованием надмолекулярных структур и их свойствами (геометрия, устойчивость и др.) (Туманян, 2000). Эти свойства сказываются на параметрах процессов, протекающих при добыче нефти, в частности, фильтрации нефти в пористой среде (продуктивном нефтяном пласте). В настоящее время для многих месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции характерна высокая степень выработанности активных запасов нефти, сопровождающаяся значительными изменениями термодинамических условий в продуктивных пластах. Длительная закачка воды приводит к заметному изменению состава нефти в направлении увеличения содержания высокомолекулярных и окисленных соединений, а пластовая температура достигает критических значений для возможных фазовых переходов. При этом практически неизученным остается вопрос о структуре и эволюции возникающих агрегатов.

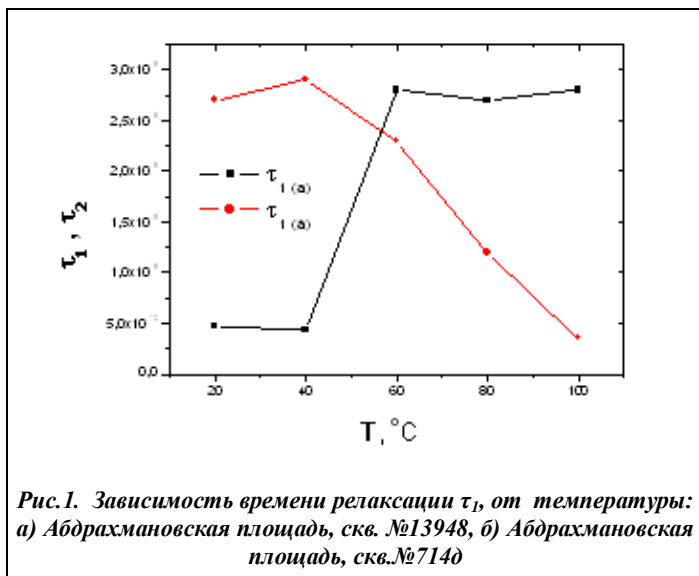
Процессы ассоциации молекул компонентов нефти ограничивают ее подвижность не только в пристенном слое (связанном состоянии), но и в свободном объеме. В этом случае активную роль играют компоненты дисперсной фазы, представленные ассоциатами смолисто-асфальтеновых компонентов, где ядром выступают асфальтены, а состав сольватной оболочки, в соответствии с полярностью, представлен различными фракциями смол (Сафиева, 1998). Однако даже в том случае, когда содержание этих компонентов не так велико, они способны образовывать дисперсные системы. Характер дисперсности таких нефтей во многом определяется структурными особенностями как самих компонентов дисперсной фазы, так и составом дисперсионной среды нефтяных дисперсных систем, степень воздействия которой на систему в целом имеет неоднозначный характер и обуславливает ряд аномальностей в процессах формирования нефтей под воздействием внешних факторов.

Таким образом, целью данной работы является исследование особенностей структуры парафинсодержащих нефтей различного состава и рассмотрение динамики ее переформирования под воздействием температуры.

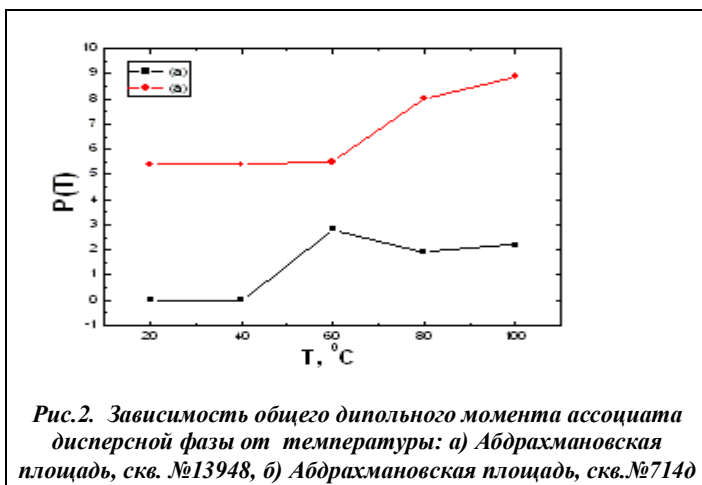
Изучение дисперсной структуры нефтяных систем проводилось методом временной диэлектрической спектроскопии (ВДС) на базе стандартного измерителя неоднородностей линии рефлектометра Р5-11. Частотный диапазон установки составляет 10^4 – 10^9 Гц. Измерения проводились в широком температурном диапазоне от 20^oС до 105^oС. Установка была откалибрована при помощи метода эталонных жидкостей, в качестве эталонной жидкости был использован *бутанол-1* C_4H_9OH ч.д.а. (Ахадов, 1999). В качестве исследуемых образцов были отобраны нефти из девонских отложений Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения, в состав которых входят твердые парафины (1–4%) и смолисто-асфальтеновые вещества (18–33%).

Анализ диэлектрических спектров нефтей Абдрахмановской площади при изменении температуры позволил выявить отличительные особенности в динамике релаксационных процессов. На кривых мнимой диэлектрической проницаемости $\epsilon''(\omega)$, имеют место ярко выраженные максимумы характеризующие диэлектрические потери в веществе, отвечающие различным типам молекулярных релаксационных процессов в нефтях. Появление низкочастотного максимума при $f = (107\text{--}108)\text{Гц}$ свидетельствует о наличии в системе крупных ассоциатов частиц и комплексов, с большим временем релаксации τ_1 . Такому типу ассоциатов можно отнести образования смолисто-асфальтеновых компонентов, структура которых в разных нефтях имеет существенные отличия.

Спад времени релаксации τ_1 (рис.1б) при уменьшении статической диэлектрической проницаемости, которая несет информацию о полярности нефтяной системы, обуславливается распадом ассоциата дисперсной фазы нефти из скважины 714д. Результатом такого распада является фазовый переход с преобразованием системы в свободно дисперсное состояние.



частности плавлением парафина. Вероятно парафин, равномерно распределенный в дисперсионной среде участвовал в процессе «сцепки» макромолекул в ассоциаты при более низких температурах. В районе 700С, характеризующейся температурой плавления парафинов, происходит разрушение таких ассоциатов, с переориентацией собственных дипольных моментов смолистоасфальтеновых макромолекул при этом общий дипольный момент увеличивается.



расположение дипольных моментов смолистоасфальтеновых макромолекул увеличивают суммарный общий дипольный момент ассоциата. При 40⁰С дипольный момент ассоциата имел значение $P \approx 0Д$, которое при 60⁰С увеличилось до 2,8Д. Такой характер ассоциативности может иметь агломерат преимущественно эллипсоидной геометрии.

Различное изменение диэлектрических параметров для исследуемых образцов можно объяснить следующим образом. Длительная закачка холодной воды привела к охлаждению продуктивных девонских пластов до критических температур (ниже 40⁰С) кристаллизации твердых парафинов. При этом образование надмолекулярных структур формирующих дисперсную фазу нефтей происходило различными этапами. Анализ нефти 13948 свидетельствует о первоначальном этапе кристаллизации парафинов, которые при формировании сложной структурной единицы (ССЕ) представляют центр ядра, наружная часть которого состоит из асфальтеновых молекул. Рост температуры способствует разрушению сольватной оболочки смол окружающей ядро ССЕ при этом освобождая полярные группы для образования дополнительных межмолекулярных взаимодействий. Для нефти 714д этапы формирования структурных единиц имеют другой характер. Охлаждение пласта также как и для нефти скв. 13948 способствовало протеканию процессов кристаллизации фаз, но при этом образование кристаллов парафинов произошло после организации надмолекулярных структур смолистоасфальтеновых компонентов. В результате образовался ассоциат, представленный макромолекулами асфальтенов и смол, и микрокристаллами парафинов, в данном случае представляющие связующую

Увеличение значений дипольных моментов (рис.2) при росте температуры для данной нефти показывает, что начиная от температуры 40⁰С происходит разрушение макроструктуры ассоциатов дисперсной фазы на более мелкие макромолекулы, распределенные в дисперсионной среде, оставаясь при этом взаимосвязанными силами слабых взаимодействий. Такая структура агломерата макромолекул не имеет полноценной единой вращательной степени свободы, а ослаблена собственными вращениями смолистоасфальтеновых компонентов. Величина дипольных моментов при этом до 600С изменяется незначительно (5,5Д). Быстрый рост величины дипольного момента до 8Д в интервале температур от 600С до 800С может быть обусловлен изменениями, происходящими в дисперсионной среде таких нефтей, в

Динамика поведения времени релаксации τ_1 и диэлектрической проницаемости для нефти скв. №13948 (рис.1а), при повышении температуры, имеет обратный характер, что характеризуется смещением спектра в более низкочастотную область ($\tau_1(60^0С) = 2,8 \times 10^{-7}с$). Такое поведение показывает наличие дополнительных связей образующихся за счет диполь-дипольных взаимодействий. При этом происходит укрупнение ассоциатов дисперсной фазы и приведением системы в грубо дисперсное состояние. Анализ изменения дипольного момента при увеличении температуры от 40 до 60⁰С для нефти Абдрахмановской площади, скв. 13948 показывает что увеличение дипольных моментов смолистоасфальтеновых макромолекул увеличивают суммарный общий

макромолекулы организацию. Рост температуры приводит к плавлению парафинов начиная с 40⁰С, что приводит к последствиям разрушения сетчатой структуры ассоциата.

Для оценки динамических характеристик стабильности ассоциатов НДС были рассчитаны энергетические характеристики исследуемых нефтей, представленные в таблице.

Таблица

Энергетические характеристики нефтей из отложений девона

МЕСТОРОЖДЕНИЕ	ТЕМПЕРАТУРА (Т), °С				
	20	40	60	80	100
БАВЛИНСКОЕ					
МАТРОССОВСКОЕ					
АБДРАХМАНОВСКАЯ ПЛ. СКВ.№13948					
АБДРАХМАНОВСКАЯ ПЛ. СКВ.№714Д					
АБДРАХМАНОВСКАЯ ПЛ. СКВ.№18916					
АБДРАХМАНОВСКАЯ ПЛ. СКВ.№3421					

Энергия активация представленных в таблице нефтей отвечает за переориентацию дипольных моментов ассоциатов. При этом импульсные переходы диэлектрических параметров таких как (время релаксации τ , дипольный момент P , диэлектрическая проницаемость ϵ_s и др.) при расчете энергетических характеристик могут быть представлены как преодоление энергетического барьера с характерным изменением агрегатного состояния (фазовые переходы). Таким образом нами были определены энергии затраченные на образование ассоциатов дисперсной фазы $E_{обр.}$ и энергии разрушения связано-дисперсной структуры НДС $E_{раз.}$

Таким образом, на основе комплексного исследования химического состава и диэлектрических характеристик нефтей из отложений девона, отобранных на поздней стадии разработки Ромашкинского месторождения показано, что при температурах выше 40⁰С наблюдаются фазовые переходы, в результате которых происходит изменение их дисперсного строения с изменением состава и размеров дисперсной фазы.

Такое поведение обуславливается участием высокомолекулярных парафинов либо в виде связующих ассоциат «посредников», плавление которых способствует разрушению агрегативных комбинаций или в виде кристаллической фазы, представляющей собой ядро ассоциата, где рост температуры способствует дальнейшему ассоциированию соответствующего агрегированного комплекса.

Литература

1. Ахадов Я.Ю. Диэлектрические параметры чистых жидкостей. Справочник. – М.: Изд-во МАИ, 1999. – 387 с.
2. Сафиева Р.З. Физико-химия нефти. – М.: Химия, 1998. – 448 с.
3. Туманян Б.П. Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем. – М.: Техника, 2000. – 336 с.

**ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА НЕФТЕЙ, ИЗ КОТОРЫХ ПРОИЗОШЛО
ВЫПАДЕНИЕ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФМНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
Д.А. Халикова¹, Е.Е. Барская²**

Научный руководитель научный сотрудник Ю.М. Ганеева

¹Казанский государственный технологический университет, г. Казань, Россия

²Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова КНЦ РАН, г. Казань, Россия

Выпадение АСПО часто наблюдается на поверхности или в скважинном оборудовании. Однако есть основания полагать, что аналогичные процессы могут происходить и в залежи при создании в ней необходимых для этого условий в ходе разработки месторождения. Причиной выпадения АСПО является снижение растворяющей способности нефти, которая зависит от давления (Thomas и др., 1992; Zhou и др., 1996), температуры, состава нефти, скорости отбора и др. факторов. В ряде работ отмечается существование двух типов отложений: парафиновое (wax deposit), которое в основном состоит из парафинов (>C₂₆) и других молекул, содержащих длинноцепочечные алкильные группы C₁₈-C₆₀ (Carbognani и др., 1995), и асфальтеновое отложение (asphaltenic deposit), состоящее из смол и, большей частью, из асфальтенов.

С целью выявления характерных особенностей состава нефтей, из которых произошло выпадение АСПО, проведен сравнительный анализ этих нефтей и нефтей, в которых подобные процессы не зафиксированы.

Исследовались нефти пашийского горизонта Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения, длительное время разрабатываемого методом заводнения. Нефти сильно измененные, значительно различаются по значениям плотности и вязкости. В скв. 18947, 14102 и 9095 зафиксировано выпадение АСПО, в составе которых преобладают высокомолекулярные парафины с температурой плавления 77–85⁰С (содержание смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) ≈10%).

По данным термического анализа, ИК спектроскопии, газожидкостной хроматографии (ГЖХ) и компонентного анализа определены структурно-групповой, углеводородный и компонентный составы исследуемых нефтей (табл.1–3). По данным термического анализа рассчитаны показатели F, отражающий массовое отношение легких и средних фракций нефти к тяжелым фракциям, и P, характеризующий массовую долю периферийных заместителей в тяжелых конденсированных структурах (Юсупова и др., 1999). Содержание структурных групп по данным ИК спектроскопии определялось по методике (Петрова и др., 1994); рассчитывались содержание алифатических структур CH_2+CH_3 , окисленных структур $\text{CO}+\text{SO}$ и показатель CH_3/CH_2 , характеризующий строение парафиновых структур.

Таблица 1

Данные термического анализа и ИК спектроскопии

№ П/П	№ СКВ.	ТЕРМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ*		ИК СПЕКТРОСКОПИЯ*		
		F	P	CH_3+CH_2	$\text{CO}+\text{SO}$	CH_3/CH_2
1	18947	2.40	0.90	7.90	1.10	3.40
2	14102	2.50	1.00	7.90	0.80	3.70
3	9095	2.70	1.00	7.80	0.90	3.60
4	14240	1.89	1.10	6.27	0.85	3.94
5	18919	2.20	1.03	6.57	1.72	3.26
6	18916	2.38	0.85	7.06	1.72	3.56
7	3290	2.40	0.88	6.23	1.75	3.21
8	13835	2.15	1.03	5.88	1.70	3.62
9	14272	1.94	0.98	5.68	1.73	3.62
10	14273	2.30	0.95	6.86	1.75	3.36
11	3421	1.88	0.80	5.82	1.69	3.31

Таблица 2

Компонентный состав исследуемых нефтей

№ П/П	ДО 200°С, ВЕС%	МАСЛА, ВЕС%	ПАРАФИНЫ, ВЕС%	САВ, ВЕС%
1	28.4	47.6	4.90	19.1
2	29.7	46.1	3.30	21.5
3	29.9	46.1	3.30	20.7
4	17.0	49.7	3.45	33.3
5	24.7	45.5	3.73	29.9
6	27.2	50.5	3.85	22.3
7	26.9	47.3	4.06	25.8
8	16.8	55.5	3.75	27.7
9	21.2	46.5	3.59	32.3
10	25.1	48.7	5.10	26.3
11	22.0	49.8	3.62	28.2

Таблица 3

Показатели углеводородного состава нефтей

№ П/П	ПР/Ф	K_1	B	D	Σ_i/Σ_n	N_Φ
1	0.87	0.65	1.81	2.59	0.20	3.50
2	0.86	0.65	1.72	3.02	0.21	4.20
3	0.60	0.80	1.49	2.55	0.22	4.00
4	0.70	0.70	1.80	2.10	0.20	3.20
5	0.70	0.60	1.90	2.50	0.20	3.20
6	0.80	0.60	2.00	2.60	0.30	3.70
7	0.74	0.59	2.00	2.46	0.22	3.54
8	0.70	0.60	1.90	2.40	0.20	3.40
9	0.90	0.60	2.00	3.00	0.30	2.40
10	0.74	0.62	1.92	2.49	0.24	3.40
11	1.00	0.50	1.90	2.90	0.20	7.70

$$\text{ПР/Ф} = i\text{C}_{19}/i\text{C}_{20}$$

$$K_1 = i(\text{C}_{19}-\text{C}_{20})/n(\text{C}_{17}-\text{C}_{18})$$

$$B = i(\text{C}_{14}-\text{C}_{18})/(\text{C}_{19}-\text{C}_{20})$$

$$D = n(\text{C}_{12}-\text{C}_{20})/n(\text{C}_{21}-\text{C}_{35})$$

Σ_i/Σ_n = соотношение суммарного содержания изопреноидных углеводородов и суммарного содержания нормальных углеводородов.

n_Φ = нафтенный фон.

Сравнительный анализ параметров состава нефтей показывает, что нефти, из которых выпали АСПО, характеризуются более высоким содержанием неразветвленных алифатических структур, низким содержанием

окисленных групп, более низким содержанием САВ. Для этих нефтей характерно высокое содержание бензиновых фракций, низкое содержание масляных фракций. Геохимический состав выделяется перераспределением изопреноидных углеводородов в сторону преобладания более высокомолекулярных. По молекулярно-массовому распределению алкановых углеводородов исследуемые нефти отличаются мало, однако, можно отметить несколько более высокое содержание легких углеводородов ($C_{12}-C_{15}$) и отсутствие углеводородов выше C_{34} в нефтях, из которых выпало АСПО

Известно (Гербер, 1957), что фильтрация нефти через пласт при выпадении в нем твердых парафинов приводит к направленным изменениям компонентного состава извлекаемых нефтей, а именно к уменьшению количества масляных компонентов, так как твердые парафины, являясь их составной частью, остаются в пористой среде пласта. Действительно, нефти, из которых выпало АСПО, содержат меньше масляных фракций, однако при этом в них отмечается более высокое содержание бензиновых фракций и низкое содержание САВ. Таким образом, можно предположить, что одновременное высокое содержание бензиновых фракций и низкое содержание масляных фракций и САВ является характерной особенностью нефтей, из которых произошло выпадение АСПО.

Таким образом, системное исследование нефтей месторождений на поздней стадии разработки позволяет вести контроль за состоянием нефтей в залежи и предсказывать появление возможных проблем в ходе разработки.

Литература

1. Гербер М.И. Адсорбция глинами асфальто-смолистых компонентов нефти // Геохимический сборник. – М. Л.: Гостоптехиздат, 1957. – № 4. – С. 131–138.
2. Петрова Л.М., Романов Г.В., Лифанова Е.В. // Нефтехимия, 1994. – Т. 34. – № 2. – С. 145.
3. Юсупова Т.Н., Петрова Л.М., Ганеева Ю.М., Лифанова Е.В., Романов Г.В. Идентификация нефти по по данным термического анализа // Нефтехимия, 1999. – № 4. – С. 254–259.
4. Carbognani L., Espidel Y. A comparison study of SARA fraction from conventional and heavy crude oils in relation to their deposition tendency in production pipelines // Proceed. 6 UNITAR Intern.Conf. on Heavy Crude and Tar Sands.– Houston, Texas, 1995.– P. 551–560.
5. Thomas F.B., Bennion D.B., Bennion D.W. Experimental and theoretical studies of solids precipitation from reservoir fluid // J.of Canadian Petroleum Technology, 1992. – Vol. 31.– №6.– P. 22–31.
6. Zhou X., Thomas F.B., Moore R.G. Modelling of solid precipitation from reservoir fluid // J.of Canadian Petroleum Technology, 1996. – Vol. 35. – № 10.– P. 37–45.

ТЕРМОБАРОГЕОХИМИЧЕСКИЙ МЕТОД РЕКОНСТРУКЦИИ ПАЛЕОГИДРОТЕОТЕРМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАЗВИТИЯ ОСАДОЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

В.В. Харчук, С.Э. Сианисян

Научный руководитель профессор Э.С. Сианисян

Ростовский государственный университет, г. Ростов-на-Дону, Россия

В настоящей работе представлены основные направления термобарогеохимии (ТРХ) осадочных отложений, рассмотрены некоторые вопросы методического характера, приведены отдельные результаты достаточно широкого круга исследований, проведенных авторами на основе изучения флюидных включений в минералах пород осадочных бассейнов. ТРХ исследования, многие годы успешно используемые в рудной геологии и минералогии, в последние годы все шире стали применяться при изучении литологических, гидрогеологических, нефтегазовых проблем осадочных бассейнов. Преимущество использования метода заключается в том, что по одному образцу, т.е. в одной и той же точке разреза представляется возможным получить информацию о максимальном прогреве, давлении, химическом, газовом составе "законсервированного" флюида, а также об условиях кристаллизации и перекристаллизации минералов осадочных пород.

Используемые методы термобарогеохимии являются достаточно совершенными и универсальными, поэтому нами приводятся результаты исследований как по нефтегазоносным территориям, так и по площадям, в которых продуктивность отложений не установлена.

Перечисленные виды исследований выполнены по Терско-Каспийскому и Западно-Кубанскому прогибам Белореченского массива Большого Кавказа.

Палеогеотермобарическое направление.

Наиболее важными параметрами, определяющими протекание различных геологических процессов, в том числе нефтегазообразование, являются температура и давление. Максимальные палеотемпературы (ПТ) определялись вакуумно-декриптометрическим методом, контролировались методами гомогенизации, расчетными методами, сопоставлялись с результатами оценки температур по данным отражательной способности витринита. По сравнению с расчетными температурами ПТ, температуры, определенные ТРХ методом, отражают более контрастную картину, особенно в наиболее дислоцированных областях, осложненных разрывными нарушениями, где разница в определении температур достигает нескольких десятков градусов. Анализ ПТ Восточной части Терско-Каспийского прогиба позволил установить, что на разных гипсометрических отметках формировались складки, заполненные в настоящее время нефтью. ПТ Малгобек-Али-Юртской и Северо-Малгобекской структур достигали $146-180^{\circ}\text{C}$ и 193°C соответственно, что позволило рассчитать палеоамплитуду между этими блоками – 1–1,5 км. Установлены также резкие палеотемпературные аномалии,

приуроченные к областям пересечения разломов, где зафиксированы максимальные палеотемпературы, достигающие 270–290° С.

Палеодавления, реконструированные на определенный период развития бассейна и в определенной точке осадочного комплекса, определялись на основе установления давлений во включениях по разработанной нами методике с использованием вакуумного декриптометра с хроматографической приставкой и анализа содержащихся в вакуолях газов при температуре образования включений. Состояние газовой флюиды во включении таково, что плотность газа сравнима с плотностью насыщенного пара, а во многих случаях приближается к критическому и, таким образом, может быть описано уравнением Ван-дер-Ваальса. Качественный и количественный состав газов при декриптации ГЖВ определяется на основе хроматографического анализа газовой смеси во включениях. Для каждой составляющей газовой смеси во включении:

$$(P_i + M_i^2 / \mu_i^2 \times a_i / V^2) \times (V - M_i / \mu_i \times b_i) = M_i / \mu_i R_i T,$$

где V – объем включений, м

P_i – парциальное давление, Па

T – температура, °К

R – универсальная газовая постоянная, Дж/К × моль

μ_i – молярная масса, кг/моль

M_i – масса газа, кг

a_i, b_i – постоянные Ван-дер-Ваальса, определяются по критическим параметрам для одного моля определенного газа

Получаем уравнение состояния для i -го компонента, определяем неизвестный параметр P_i (парциальным давлением во включении), которое определяется следующим образом:

$$P_i = (M_i / \mu_i R T / V - M_i / \mu_i b_i) - M_i^2 / \mu_i^2 a_i / V^2,$$

причем объем V и температура T одинаковы для всех компонентов газовой смеси, так как принадлежат одной и той же системе включений.

Давление газовой смеси во включении по закону Дальтона определяется как сумма парциальных давлений всех обнаруженных газов.

Полученное максимальное давление в период образования включений, как правило, соответствует наиболее напряженным условиям кристаллизации и перекристаллизации минералов осадочных комплексов. Отмечено увеличение палеодавления с глубиной и возрастом мезозойских пород в локальных участках Терско-Каспийского прогиба. На ряде площадей выявлены инверсионные палеогидродинамические разрезы, охватывающие толщу палеогеновых отложений, что позволило сделать заключение о выделении дегидрационных вод и эмиграции углеводородов из вышележащих майкопских нефтематеринских отложений в верхнемеловые коллектора прогиба.

Палеогазогидрогеологическое направление

Практически все явления, протекающие в недрах осадочных бассейнов, происходят при участии воды, в той или иной степени насыщенной солями, газами, органическими веществами. Изучение газового состава включений производилось с использованием хроматографа НРОМ-5, совмещённого с декриптометром ВД-6. Такая конструкция позволяет сначала производить декриптометрический анализ, т.е. изучать динамику газовой смеси, а затем определять газовый состав включений из одной навески образца, что имеет большие преимущества перед отдельным декриптометрическим и хроматографическим анализами.

Хроматографический анализ газовой смеси при декриптации позволил выявить общие черты и различия в газовом составе палеовод. В абсолютном большинстве образцов обнаружены углеводородные газы, диоксид углерода, в подчиненных количествах кислород, водород, пропилен+высш. В некоторых нефтегазовых районах Терско-Каспийского и Западно-Кубанского прогибов отмечается незначительное содержание или даже отсутствие углеводородных газов, что связывается нами с формированием включений до активизации процессов нефтегазообразования и накопления УВ.

Аналогичные исследования были проведены и для мезозойских пород Белореченского массива и прилегающих территорий. Отбор образцов осуществлялся во время летних практик и экспедиций. Исследовались образцы из естественных обнажений, а также минералы-заполнители литогенетических и гидротермальных трещин.

В пределах Лабино-Малкинской структурно-формационной зоны наряду с газовой флюидой (водными) включениями обнаружены углеводородные микровакуоли, присутствующие в породах триаса. Они имеют неправильную форму, буровато-коричневого цвета, размером десятки-сотни микрон. Условия их образования имеют теоретический и практический интерес в связи с возможной нефтегазоносностью региона.

Основными газовыми компонентами флюидных включений, определёнными в ходе проведенных исследований, были H_2 , N_2+O_2 , CO_2 , NH_3 , H_2S и H_2O . Выделение газов происходило в той последовательности, в которой они указаны. Также были установлены следы CH_4 и C_2H_2 .

Анализ палеотемператур и хронотектонических диаграмм позволил установить палеогеотермические градиенты для различных подразделений триасового комплекса. Приведённые результаты декриптометрических исследований позволили частично восстановить геотермическую обстановку, воздействию которой подвергались изучаемые породы, выделить температурные интервалы, в которых происходила “консервация” первичных, вторичных и первично-вторичных включений. На основе изучения жильных образований удалось выявить динамику гидротермального процесса, установить температурные интервалы кристаллизации раствора, что даёт возможность изучения обстановки минералообразования и состава гидротермальных растворов, которые были присущи моменту кристаллизации.

Выполненная работа показала широкие возможности использования данных изучения газовой флюиды включений для решения различных вопросов гидрогеохимии, геотермии и палеогидрогеологии. Проведённые в

широких масштабах данные исследования позволят по-новому подойти к решению проблем формирования гидрогеологической обстановки, восстановления геохимических особенностей формирования, развития и преобразования вод, минералов и пород, определить важные физико-химические параметры нефте- и минералообразования.

РЕКОНСТРУКЦИЯ УСЛОВИЙ НАКОПЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ И ПРОГНОЗ РАСПРОСТРАНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ГОРИЗОНТА Ю2 НА ЗАПАДЕ МАНСИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ ПО ДАННЫМ ГИС.

Д.П. Хацкевич

Научный руководитель мл.научный сотрудник В.А. Миткарев
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Планомерное изучение геологического строения Юганского Приобья начато с 1947 г. (Соколовский, 2003). В настоящее время в западной части Мансийской синеклизы пробурено 591 скважина, 69 из которых вскрыли горизонт Ю₂.

В тектоническом плане район исследования приурочен к западной части надпорядковой структуры – Мансийской синеклизы. С запада синеклиза ограничена Красноленинской мегамоноклизой, а с востока – положительной надпорядковой структурой – Хантейской гемиантиклизой.

Таблица

Обстановки осадконакопления горизонта Ю₂

Комплекс	Обстановки	Индекс	Примеры каротажных характеристик фациальных обстановок.	Характеристика по ГИС	Литологическая характеристика по керну.
Аллювиальный	Русла	1		Значительная отрицательная амплитуда ПС, которая снижается вверх по разрезу или остается на обычном уровне. Значения КС - высокие.	
	Поймы, болота	2		Высокие значения ПС и высокие сильно дифференцированные значения КС.	
	Озера, лагуны	3		Для ПС характерны незначительные отклонения от линии глин влево, а кривая КС менее дифференцированная, чем для пойменных обстановок.	
Дельтовый	Русла, промоины, приустьевые бары	4а		Низкие значения КС, а для ПС характерны незначительные отклонения от линии глин влево.	Переслаивание алевролита бурого неравномерно нефтенасыщенного, участками с прослоями глины толщиной от 1 до 5 мм и мелко-слоистого материала, и глины серой араллитоподобной алевролитистой с линзочками серого алевролита.
	Озера, заливы, марши	4б		В целом, на кривых КС и НГК этой обстановке соответствуют низкие значения, а на ПС и ГК - более высокие значения.	
Мелководно-морской	Мелководное море	5		Низкие значения КС и высокие - ПС.	Глина серая, буровато-желтая араллитоподобная алевролитистая. Участками с тонкими до 1 мм линзочками серого алевролита и редкими прослоями глины тонкоотмученной. Текстура массивная, линзовидная, горизонтальная.

Согласно решениям шестого стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири 2004 г. кровля горизонта Ю₂ совпадает с кровлей тюменской свиты. Кровля горизонта Ю₂ в изучаемом районе проводится по подошве абалакской свиты. Горизонт Ю₂ отличается от вышележащих отложений резким повышением значений КС, за исключением тех случаев, когда в верхней части тюменской свиты залегают морские или прибрежно-морские отложения. Нижняя граница горизонта Ю₂ проводится по кровле регионально прослеживаемого пласта угля У₂, который хорошо выделяется по данным радиоактивного каротажа. На территории исследования горизонт Ю₂ сложен песчаниками серыми до темно-серых, с горизонтальной слоистостью, чередующимися с глинистыми песчаниками и алевролитами. Горизонт Ю₂ распространен повсеместно, а его толщины изменяются от 16 до 45 м.

Нефтегазоносность горизонта Ю₂ на территории исследования была доказано еще в 1961 г. Однако из-за сложного строения горизонта Ю₂ и нестабильных, в целом – не высоких, дебитов (от 0,3 м³/сут. до 110,9

м³/сут.) этот горизонт рассматривался как возвратный объект разведки. Основные перспективы были связаны с отложениями мела.

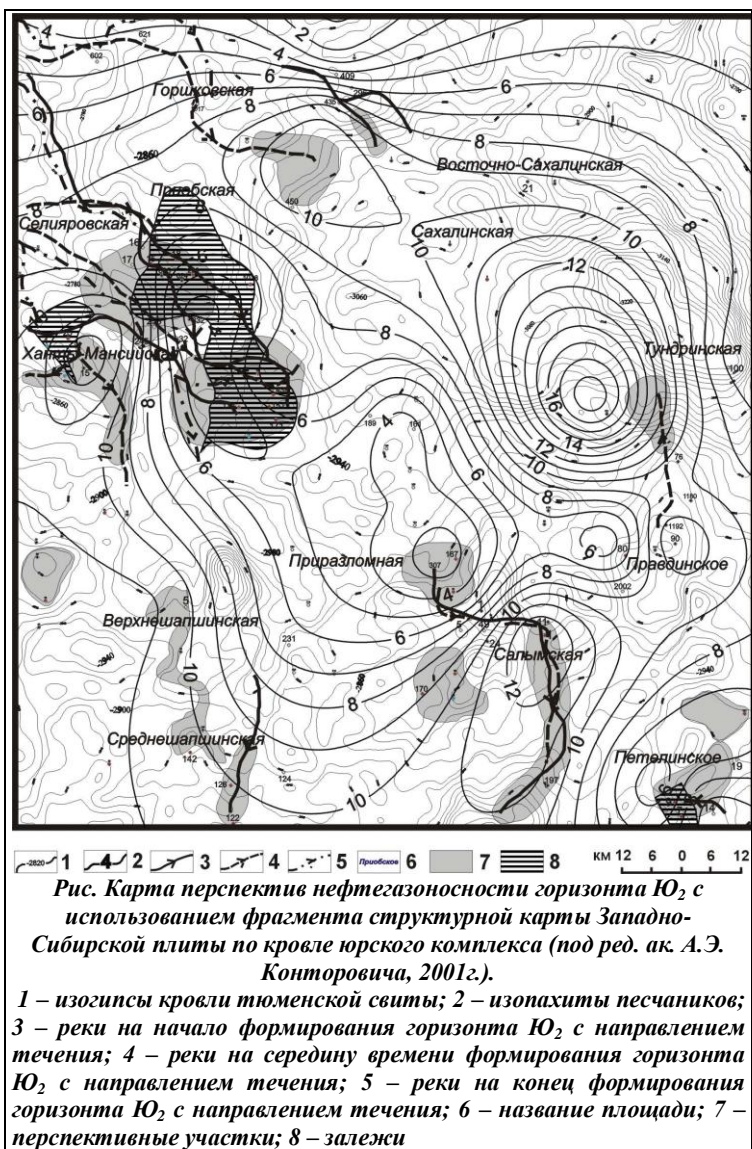


Рис. Карта перспектив нефтегазоносности горизонта Ю₂ с использованием фрагмента структурной карты Западно-Сибирской плиты по кровле юрского комплекса (под ред. ак. А.Э. Конторовича, 2001г.).

1 – изогипсы кровли тюменской свиты; 2 – изопакиты песчаников; 3 – реки на начало формирования горизонта Ю₂ с направлением течения; 4 – реки на середину времени формирования горизонта Ю₂ с направлением течения; 5 – реки на конец формирования горизонта Ю₂ с направлением течения; 6 – название площади; 7 – перспективные участки; 8 – залежи

формирования горизонта Ю₂.

Начало образования горизонта Ю₂ характеризуется накоплением осадков озерно-аллювиальной и озерно-болотной равнины (Абдуллин, 1983). Речные системы формировались в пониженных участках рельефа, а на повышенных – озера и болота. По мере накопления горизонта Ю₂, наблюдается постепенное наступление моря с севера в юго-юго-западном направлении, которое затопляет наиболее пониженные участки суши, продвигаясь вглубь по руслам рек. Появляются старицы, которые впоследствии заболачиваются, либо на их месте образуются озера. На следующем этапе формирования горизонта Ю₂ наблюдается дальнейшее наступление моря. Суша остается лишь в виде небольших по площади островков. За счет переработки морем осадков, накопившихся ранее, вдоль берегов намывались песчаные тела. Преобладают осадки морского происхождения. Но в западной части территории прослеживаются русла палеорек, текущих в юго-западном направлении и впадающих в море. В районе устьев реки “разгружаются” с образованием дельт.

Таким образом, горизонт Ю₂ сформировался во время трансгрессии в позднебятское время. Нижняя его часть представлена континентальными отложениями, средний уровень – континентальными и прибрежно-морскими отложениями, а верхняя – прибрежно-морскими и мелководно-морскими.

Проведенная статистическая выборка коллекторских свойств, приуроченных к той или иной фации, показала, что наиболее благоприятными для формирования песчаных коллекторов являлись русловые и озерно-лагуно-болотные фации, со средней пористостью, соответственно, 15,25 % и 15,58 %, и средней проницаемостью 4,92 мД и 1,02 мД соответственно.

Совместный анализ карты суммарных толщин песчаников со структурным планом территории исследования показал, что максимальные толщины песчаников приурочены к склонам положительных структур. В сводовых частях поднятий песчаные пласты выклиниваются, а на удалении от склонов – замещаются глинистыми породами. Исходя из этого, можно предположить, что на территории исследования, вероятнее всего, будут встречаться ловушки неантиклинального типа. Кроме того, учитывая отсутствие отложений в сводовых

В настоящее время на территории Западной Сибири процесс добычи углеводородного сырья идет интенсивными темпами, в связи с этим возможно быстрое истощение ресурсно-сырьевой базы, поэтому с целью прироста запасов необходимо открывать новые залежи нефти и газа. По этой причине вопрос о более детальном изучении горизонта Ю₂ является актуальным.

На основе методик, разработанных для выделения фациальных обстановок по данным ГИС В.С. Муромцева (Муромцев, 1984) и В.Б. Белозерова (Белозеров и др., 1984), сотрудниками ИГНГ СО РАН

В.А.Топешко, Л.С. Саенко под руководством В.А. Казаненкова была выработана собственная методика выделения фаций непосредственно для территории Юганского Приобья. Автор применил данную методику к территории исследования и выделил собственные примеры фаций по данным ГИС (таблица). Основываясь на этих примерах, был проведен фациальный анализ на территории западной части Мансийской синеклизы по 69 скважинам. Палеофации выделялись в основном по данным каротажа, однако базовыми были скважины, в которых палеофациальные обстановки были определены по керну группой сотрудников ИГНГ СО РАН под руководством Л.Г. Вакуленко.

На основании имеющегося материала были построены палеогеографические карты на начало, середину и конец времени

частях поднятий, на территории исследования также можно предполагать кольцеобразное распространение песчаных тел (рис.).

В результате совмещения палеогеографических карт, карты суммарных толщин песчаников со структурной основой района исследования и с учетом полученных данных анализа коллекторских свойств и нефтегазоносности района, было выделено шесть основных участков, перспективных в нефтегазоносном отношении. Эти площади характеризуются, во-первых, наличием необходимой для аккумуляции углеводородов эффективной мощности песчаников от 6 до 10 м; во-вторых, фациальными условиями, благоприятными для формирования песчаных коллекторов (русовая и озерно-лагунно-болотная фации) со средней пористостью 15 % и со средней проницаемостью около 3 мД.

К перспективным участкам можно отнести следующие площади – Приобская, Ханты-Мансийская, Фроловская, Салымская, Среднешапшинская и Правдинская. На некоторых площадях уже открыты залежи углеводородов, но по полученным результатам контуры залежей могут быть изменены. Так, например, на Приобском месторождении контур залежи может быть увеличен в западном и в юго-восточном направлениях, а на Петелинском – в северо-восточном.

Литература

1. Абдуллин Р.А. Изучение особенностей геологического строения и перспектив нефтеносности юрских отложений Сургутского свода. – Тюмень: ТИИ, 1983. – 144 с.
2. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Фациальная диагностика по материалам ГИС континентальных и прибрежно-морских отложений юры юго-востока Западной Сибири // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири: Науч. тр. СНИИГГиМСа, 1984. – С. 11–23.
3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 258 с.
4. Соколовский А.П. Модель геологического строения и нефтегазоносность горизонта Ю₂ по северной части Среднего Приобья с построением карт масштаба 1:200 000 и выработка рекомендаций для ВМСБ / ЗСФ ИГНГ СО РАН. – Тюмень, 2003. – 68 с.

Подсекция 2 – Разработка нефтяных и газовых месторождений

ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЯ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ КРАСНОЯРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.А. Александров, А.В. Дитц

Научный руководитель старший преподаватель С.В. Воробьёв
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Процессы добычи нефти сопровождаются отложением твёрдых осадков неорганических веществ, накапливающихся на стенках насосно-компрессорных труб, в перекачивающем оборудовании и наземных коммуникациях системы сбора и подготовки нефти. Накопление солей приводит к поломке оборудования, длительным ремонтным работам, а в итоге – к значительному недобору и потерям нефти.

Главный источник выделения солей – вода, добываемая совместно с нефтью. Её химический состав постоянно изменяется по мере выработки запасов нефти, что обуславливает многообразие и изменчивость во времени составов солевых отложений (Маринин и др., 1980). В нашей стране большое количество нефти добывается на месторождениях с применением заводнения. Солеотложение отмечено в основном при разработке нефтяных залежей с внутриконтурным заводнением, а также на естественном водонапорном режиме и при использовании некоторых химических реагентов и углекислого газа.

Полученные в последние годы материалы гидродинамических исследований скважин, изучение керна горных пород в специально пробуренных скважинах, анализ динамики обводнения продукции некоторых месторождений, теоретические и экспериментальные исследования указывают, что процессы отложения солей происходят в пористой среде нефтяных пластов.

В результате гидродинамических исследований скважин на месторождениях с активным солеобразованием отмечено ухудшение проницаемости призабойной зоны, что фиксируется по снижению коэффициентов продуктивности, гидропроводности, увеличению времени восстановления пластового давления (Кашавцев и др., 1985).

Разработка карбонатных коллекторов при внутриконтурном заводнении осуществляется с избирательным выпадением солей, происходящим в наиболее промытых трещинных зонах пласта, что оказывает положительное влияние на динамику обводнения извлекаемой продукции.

Как показывает опыт разработки таких коллекторов нефти, предотвратить прогрессирующее обводнение добывающих скважин, а следовательно, повысить нефтеотдачу неоднородных пластов без проведения соответствующих технологических мероприятий практически невозможно. Известно, что темп роста обводненности зависит от соотношения вязкостей нефти и воды, слоистой и зональной неоднородности пласта, плотности сетки скважин, различных видов воздействия на призабойную зону скважин и при внутриконтурном заводнении – от расстояния до нагнетательного ряда.

Эффективность мер борьбы с солеотложением при добыче нефти зависит от комплексного подхода к решению данной проблемы (Дытнек и др., 1980; Ляпина и др., 1978). Необходимо знание физико-химических процессов и причин, вызывающих образование и отложение солей в различных условиях залегания нефти и разработки нефтеносных пластов, умение заранее прогнозировать, надёжно контролировать, своевременно предотвращать возможное появление солевых осадков в процессе эксплуатации скважин. Особое внимание должно уделяться правильному выбору методов борьбы с отложением солей, позволяющих добиться наибольшей их эффективности в конкретных промысловых условиях с учётом экономической целесообразности.

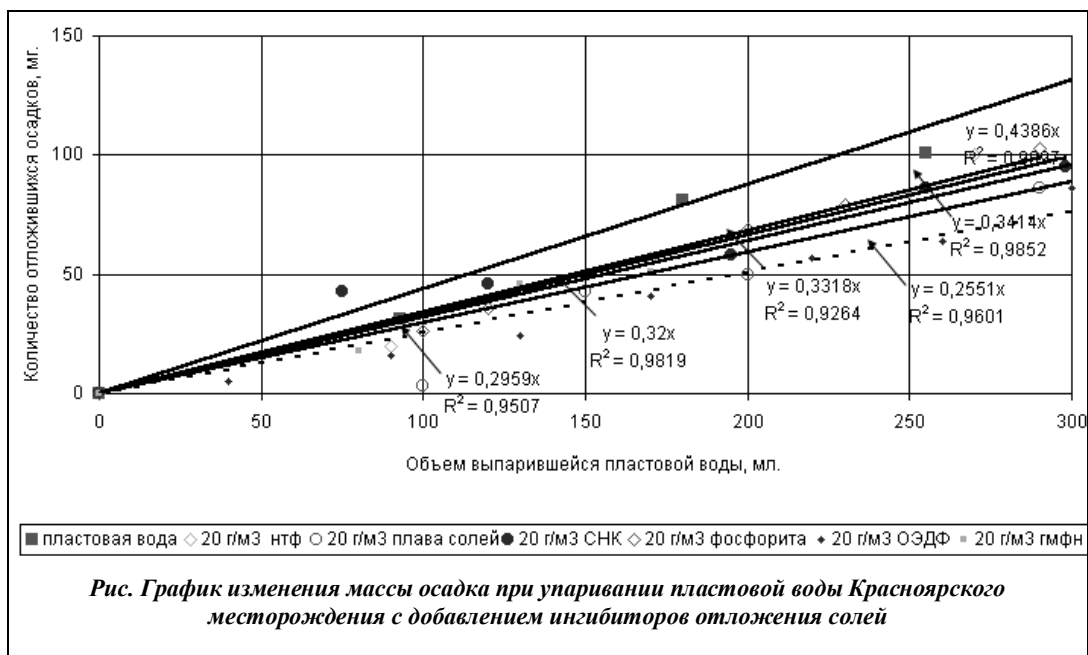
Несмотря на разнообразие средств борьбы с осадками солей основной метод предотвращения отложений – применение специальных химических реагентов – ингибиторов (Панов и др., 1978). Ингибиторы – это химические вещества, при добавлении которых в пластовую воду процесс осадкообразования резко замедляется, а количество осадка уменьшается.

Механизм действия ингибиторов отложений солей связан с процессами диффузии в растворе и последующей адсорбцией на поверхности микрочастичек солей. Процесс сорбции поверхностью частиц молекул ингибитора сопровождается образованием достаточно устойчивых ассоциаций. При этом ингибиторы подавляют дальнейший рост зародышевых кристаллов гипса, кальцита или другой малорастворимой соли (Аширов и др., 1973). Образовавшиеся адсорбционные слои препятствуют не только соединению кристаллов, но и прилипанию к внутренней поверхности. Это обеспечивает унос частиц потоком жидкости.

Данная работа посвящена рассмотрению вопросов ингибирования закачиваемых и добываемых вод.

Методы испытаний ингибиторов основывались на измерении количества выпадающего на поверхность металла осадка при упаривании исследуемых вод (Кашавцев, 2002). В качестве испытываемых растворов выбрана пластовая вода Красноярского месторождения, на котором было обнаружено выпадение солей из добываемой продукции. Выпадение соли из раствора пластовой воды достигалось тем, что в рабочей ёмкости создаётся перенасыщение данного раствора путём упаривания испытываемой воды при постоянной температуре. Испытанию подвергаются несколько реагентов с различной концентрацией и контрольный раствор, не содержащий ингибитора.

В процессе упаривания производилось измерение объёма выпарившейся жидкости, массы и состава образующегося осадка. Результаты упаривания испытываемых растворов представлены на рисунке.



Из графика следует, что в процессе упаривания параметры объема выпарившейся жидкости и образовавшегося осадка можно описать линейной зависимостью. В связи с выше сказанным легко проанализировать эффективность применяемых ингибиторов.

При оценке эффективности действия ингибиторов солеотложения использовалась следующая формула:

$$\mathcal{E} = (1 - P / P_0) \cdot 100,$$

где \mathcal{E} – эффективность действия;

P – масса осадка, отложившегося из раствора с ингибитором солеотложения;

P_0 – масса осадка, отложившегося из контрольного раствора без ингибитора.

Испытания показали, что все исследуемые реагенты имеют ингибирующее воздействие на пластовую воду и снижают количество отложений неорганических солей. Результаты исследований представлены в таблице и на рисунке. Высокая эффективность рассматриваемых ингибиторов обусловлена физико-химическим взаимодействием с микрзародышами кристаллизующейся соли. По результатам исследования подбирается наиболее эффективный и сравнительно дешёвый реагент плава солей. Данный реагент является отходом химических производств и решает проблему утилизации отходов.

Таблица

Эффективность действия исследуемых реагентов

Используемая модель	Используемый ингибитор	Концентрация используемого реагента, г/м ³	Эффективность, %
Пластовая Красноярского месторождения	НТФ	20	27
	Плав солей	20	32
	СНК	20	23
	Фосфорит	20	25
	ОЭДФ	20	24
	ГМФТ	20	26

Литература

1. Аширов К.Б., Данилова Н.И., Кашавцев В.Е. и др. Влияние выпадения гипса в нефтяных пластах на их разработку с внутриконтурным заводнением // Труды Гипростокнефть, 1973. – № 18. – С. 34–39.
2. Дытнек Л.Т., Самакаев Р.Х. Ингибиторы отложений гипса при добыче и подготовке нефти. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980. – 145 с.
3. Кашавцев В. Е., Гаттенбергер Ю. П., Люшин С.Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. – М.: Недра, 1985. – 238 с.
4. Кашавцев И.Е. Компьютерное моделирование прогнозных оценок отложения солей при добыче нефти // Нефтяное хозяйство, 2002. – № 12. – С. 21–25.
5. Ляпина Л.Б., Покровский В. А. Исследование по подбору реагентов для удаления гипсосодержащих осадков. – М.: ВНИИОЭНГ, 1978. – №10. – С. 19–23.
6. Маринин Н.С., Ярышев Г. М. и др. Методы борьбы с отложениями солей. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980. – 186 с.
7. Панов В.А., Ешков А.А., Позднышев Г.Н. и др. Ингибиторы отложений неорганических солей. – М.: ВНИИОЭНГ, 1978. – 175 с.

**РАЗРАБОТКА ВИРТУАЛЬНОГО ЛАБОРАТОРНОГО ПРАКТИКУМА
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН**

Е.В. Алексеев

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

К одной из проблем подготовки специалистов технического профиля на современном этапе относится трудность передачи знаний при постоянном росте объема информации. Особенно это касается специальностей, где наряду с лекционными занятиями имеется необходимость закреплять теоретический материал проведением практических занятий и лабораторных работ. В то же время ограниченность занятий во времени, рабочих мест для проведения лабораторных работ, а также различная работоспособность студентов зачастую не обеспечивают достижения поставленной при обучении цели.

Поэтому особый интерес в современной системе образования представляет создание компьютерных лабораторных практикумов на базе виртуальных (имитационных) экспериментов, обеспечивающих ознакомление с основными установками, приборами и освоение различных методов проведения измерений и обработки результатов (Раинкина, 2003). Кроме того, разработка программ управления учебным процессом и средств автоматизированного сопровождения образовательной деятельности является актуальной задачей для создания системы открытого и дистанционного образования.

Настоящий виртуальный лабораторный практикум предназначен для освоения студентами нефтегазового направления теоретических основ гидродинамических исследований скважин, приобретения навыков проведения измерений, обработки и интерпретации полученных результатов. Практикум содержит все необходимые для выполнения практической и расчетной частей материалы, представленные в концентрированном виде, включая демонстрационную анимацию, видео, табличные данные и графики, а также теоретическую часть и порядок расчета в виде числовых примеров. Имитации лабораторных стендов содержат необходимые элементы, которые присущи современным методам гидродинамических исследований скважин (рис. 1).

Гидродинамические методы исследований занимают ведущее положение среди методов контроля работы скважин и продуктивных пластов в процессе промышленной эксплуатации объекта разработки и при проведении различных геолого-технологических мероприятий (Гидродинамические..., 2000). Сущность этих методов заключается в определении некоторых важных гидродинамических характеристик пластов и скважин по данным измерений дебитов скважин и забойных давлений при установившихся и неустановившихся процессах фильтрации жидкостей и газов в пласте.

Для определения коэффициента продуктивности добывающих скважин или коэффициента приемистости нагнетательных скважин по данным установившихся отборов или закачек (исследований на режимах) используются индикаторные диаграммы.



Рис.1. Окно демонстрации современного оборудования гидродинамических исследований скважин

Обработка кривых восстановления давления (КВД) после закрытия добывающей скважины методом касательной позволяет рассчитать коэффициент гидропроводности удаленной зоны пласта, оценить состояние прискважинной зоны (скин-фактор и коэффициент призабойной закупорки).

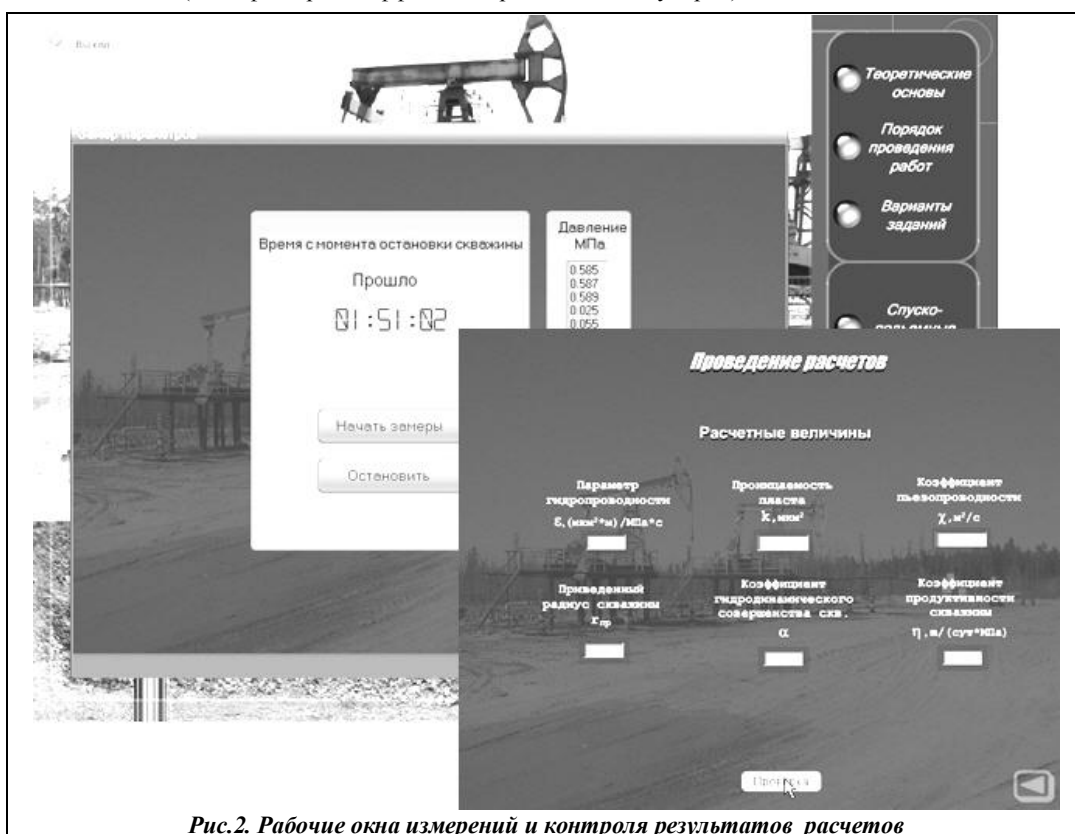


Рис.2. Рабочие окна измерений и контроля результатов расчетов

Метод гидропрослушивания основан на наблюдениях изменения давления в реагирующих простаивающих скважинах или режима работы реагирующих эксплуатационных скважин при изменении режима работы возмущающих скважин. Этим методом определяют среднее значение параметров гидропроводности и пьезопроводности на участке между двумя исследуемыми скважинами.

Процесс обучения с помощью виртуального лабораторного практикума включает следующие этапы.

- Ознакомление с основными задачами и методами измерения.
- Изучение теории рассматриваемой задачи и расчетных зависимостей.

- Ознакомление с основными устройствами, составом и характеристиками измерительных приборов.
- Выполнение практической части работы.
- Ознакомление с порядком расчета по приведенному в руководстве примеру.
- Выполнение расчетов по снятым показаниям приборов.
- Сравнение измеренных и вычисленных данных с правильными значениями.
- Указание на допущенные ошибки и оценка выполнения лабораторной работы.

Представленная модель виртуального лабораторного практикума реализована на платформе Borland Delphi 7.0 с использованием современных мультимедийных программных продуктов Macromedia Flash MX 7.0 и Microsoft Office 2003. Применяемые технологии и комплексные методы программирования позволили разработать действующую модель симулятора с внедрением динамической анимации, звука, векторной графики и возможностей обработки числовых данных с помощью табличного процессора.

Специально разработанные и стандартные макросы Flash MX и Delphi 7.0, используемые при работе симулятора, дают возможность изменять различные параметры и установки при проведении лабораторных работ в реальном времени, а также позволяют контролировать действия пользователя, визуально отображая протекание моделируемых процессов и проверяя корректность ввода измеряемых параметров в процессе расчетов (рис. 2) (Алексеев и др., 2004).

Создание автоматизированных лабораторных практикумов на основе компьютерных технологий обеспечивает их успешную адаптацию к системе открытого образования через удаленный доступ по сети Интернет. Это позволит значительно поднять уровень подготовки студентов-заочников, проводить эффективную переподготовку специалистов-нефтяников и газовиков.

Литература

1. Алексеев Е.В., Росляк А.Т., Смоловик В.А. Разработка компьютеризированных комплексов для проведения виртуальных лабораторных работ // Открытое и дистанционное образование. – Томск, 2004. – № 2. – С. 27–33.
2. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2000. – 228 с.
3. Раинкина Л.Н. Информационные технологии при обучении инженерным дисциплинам // Открытое образование. – Томск, 2003. – № 5. – С. 15–17.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ НА ПЕРВОМАЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В.А. Аранжин

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из основных направлений повышения степени выработки запасов нефти является интенсификация работы скважин. В основном это достигается в результате повышения проницаемости призабойной зоны добывающей или нагнетательной скважины (Бойко, 1990; Желтов, 1986). При применении интенсификационной технологии в условиях обводненной залежи для увеличения проницаемости избирательно нефтенасыщенного прослоя кроме увеличения продуктивности скважины ожидается снижение обводненности добываемой нефти. В настоящее время разработано и применяется большое число интенсификационных технологий, которые применяются на Первомайском месторождении.

В период, начиная с 1993 по 1997 гг., на Первомайском месторождении совместным предприятием «Васюган Сервисиз» по технологии канадской фирмы «Канадиэн фракмастер» на 77 эксплуатационных скважинах выполнен гидравлический разрыв пласта (ГРП), а в 2000–2003 гг. аналогичные операции были проведены в 43 скважинах фирмой «Schlumberger». Всего по месторождению ГРП реализован в 111 скважинах, в том числе в 10 скважинах – повторно.

Мероприятия по воздействию на призабойную зону пласта, используемые при интенсификации притока жидкости условно можно разделить на три группы: дополнительная перфорация, физические и химические методы (Сургучев, 1986, Борисов и др., 1976).

Физические методы, а это в основном воздействие на призабойную зону пласта перепадами давления с помощью порохового генератора давления (ПГД БК), метод глубоких депрессий (МГД); установка освоения скважин (УОС); гидровоздействие (ГДВ), применялись в 128 случаях (25.7 %) на нагнетательных и 34 (12.7 %) – на добывающих скважинах (Ибрагимов и др., 1991).

Химические методы: глино-, соляно-, пенокислотные обработки (ГКО, СКО, ПКО). Наиболее широкое применение на нагнетательных скважинах получили различные кислотные обработки (82.2 %), а на добывающих – ПАВ (93–87.7 %).

Технология проведения обработок призабойной зоны и химический состав использовавшихся реагентов следующие:

– СКО – закачка в пласт 12 % раствора соляной кислоты в объеме 4–6 м³; время реакции до 12 часов; затем воздействие с помощью физических и химических методов; очистка от продуктов реакции – промывка, в зависимости от вида скважины, либо нефтью, либо водой;

- ГКО – нагнетательные скважины: закачка раствора (HCl + HF + техническая вода) в объеме около 6 м³, продавка в пласт, реакция до 48 часов, очистка призабойной зоны от продуктов реакции промывкой;
- добывающие скважины: закачка раствора 12–24 % соляной кислоты (HCl) в объеме около 2–5 м³ + сеноманская вода в объеме около 2–5 м³, продавка в пласт, реакция до 48 часов, очистка ПЗ от продуктов реакции промывкой;
- ПАВ – нагнетательные скважины: глушение и промывка, обработка раствором (превоцел ~ 50 кг + сульфанол ~ 25 кг + тех. вода) в объеме 5 м³, реакция до 48 часов;
- добывающие скважины: глушение и промывка, «ванна» 0,05–5 % раствора сульфанола либо дисолвана объемом 2–3 м³, реакция 4–6 часов.

Нагнетательные скважины

Воздействию на призабойную зону пласта проведено на 290 нагнетательных скважинах, всего 487 скважинно-операций. Оценить эффективность проведенных мероприятий возможно лишь в 45 % случаев. По остальным операциям сделать выводы не удается из-за отсутствия базовых показателей, скважины переводятся под нагнетание из бурения (новые), после обработки на нефть, из бездействующего фонда.

Методом дополнительной перфорации (ДП) проведено 224 скважино-операций, оценить эффективность возможно только в 56 случаях. Положительный эффект проявляется в комбинации ДП с последующим воздействием порохового генератора давления (ДП + ПГД БК) (в 23 из 31 оцененных мероприятий) – рост приемистости в среднем составил 56 м³/сут.

Метод ДП + ПГД БК + СКО показал отрицательный эффект, по всем 6 скважино-операциям наблюдалось снижение приёмистости (в среднем на 7,2 м³/сут.). В целом мероприятия ДП в сочетании с другими видами воздействия показали положительный результат в 59 %, приемистость в указанных скважинах увеличилась в среднем на 54 м³/сут.

Из химических методов воздействия методом глинокислотной обработки (ГКО) выполнено скважинно-операций – 65 (48,1 %). Положительный эффект составил 50,8 %, прирост приемистости составил в среднем 36,5 м³/сут., продолжительность эффекта 3,1 месяца. Снижение приемистости наблюдалось в 21 случае (32,3 %) в среднем на 23,6 м³/сут. В целом химические методы обработки дали положительный результат в 58 % случаев (65 скважин из 112), приемистость скважин возросла в среднем на 8,1 м³/сут. при средней продолжительности эффекта 2,9 мес.

Добывающие скважины

В период 1993–1997 гг. выполнено 77 гидравлических разрывов пласта СП «Васюгансервисиз», в период 2000–2003 гг. выполнен ГРП в 43 скважинах фирмой «Schlumberger».

Из 276 скважино-операций на 157 (58 %) объективно оценить эффективность невозможно по двум основным причинам: после проведения операции изменен способ эксплуатации, хотя, именно применение методов увеличения нефтеотдачи позволяет использовать более мощное добывающее оборудование; во вторых – нет базовых показателей для сравнения до и после проведения мероприятия.

Дополнительная перфорация – проведено 136 скважино-операций на 118 скважинах. Положительный эффект получен по 27 скважино-операциям, прирост дебита по нефти составил 1,9 т/сут., дополнительный отбор на 1 скважино-операцию составил 0,3 тыс. т. нефти, в 75 случаях оценить эффект не удастся (скважины находились в бездействии до или после ДП, в 6 скважинах проведен ГРП). Дополнительная перфорация без проведения других методов интенсификации реализована в 52 скважинах, из них по 28 операциям невозможно определить эффект: по 6 скважинам проведено ГРП, в 8 скважинах после ДП изменен способ эксплуатации. Остальные 91 скважино-операция ДП проведены в комплексе с другими методами. Очистка призабойной зоны методом глубинных депрессий (МГД) применялась в 34 скважинах, по 7 скважинам можно оценить эффективность методов, произошло увеличение дебита нефти в среднем на 7,8 т/сут. Значительный прирост нефти получен по скважинам №№ 550, 678, в которых совмещены химические и физико-химические методы.

На 01.01.2004 г. 16 единиц (20,8 % из скважин с ГРП периода 1993–1997 гг.) эксплуатируются с превышением базового дебита нефти. Общая дополнительная добыча нефти на 1.01.2004 г. за счет ГРП периода 1993–1997 гг. составляет 2104,2 тыс. т., т.е. 13 % от общей накопленной добычи за этот период. Прирост нефти на 1 скважино-операцию составил 27 тыс. т.

Выводы:

Наибольший эффект по нагнетательным скважинам Первомайского месторождения проявляется при проведении дополнительной перфорации с последующим воздействием порохового генератора давления.

По добывающим скважинам наибольший эффект по увеличению дебита скважин по жидкости достигается при проведении ГРП.

Литература

1. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1990. – 457 с.
2. Борисов Ю.П., Рябинина З.К., Воинов В.В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. – М.: Недра, 1976. – 259 с.
3. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986. – 300 с.
4. Ибрагимов Г.З. и др. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. – М.: Недра, 1991. – 432 с.
5. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы повышения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1986. – 308 с.

ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ ПО ГЛУБИНЕ СКВАЖИНЫ

Р.М. Балабин

Научный руководитель профессор Р.З. Сюняев

Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина, г. Москва, Россия

В настоящей работе произведен расчет изменения вязкости Кумкольской нефти по данным, полученным из спектров диэлектрической проницаемости.

В экспериментах использован анализатор частотного отклика с интервалом частот от 10^{-3} до 10^7 Гц, разработанный на физическом факультете университета г. Умеа (Швеция). Конструкция диэлектрической ячейки позволяет проводить измерения диэлектрических параметров в диапазоне давлений до 1 ГПа, в температурном интервале от 250 до 320 К. Установка представляет собой два блока, разбивающие общий диапазон измерений на два поддиапазона (от 10^{-3} до 10^2 Гц и от 10^2 до 10^7 Гц). Для измерения емкости в первом диапазоне применялась специально созданная компьютеризованная установка, программа которой задает необходимый шаг в логарифмической шкале частот, контролирует давление и температуру образца. Измерения начинаются в сторону уменьшения от максимального значения с равным шагом по логарифму частоты. Для второго блока использован анализатор импеданса HP 4192 A, измеряющий непосредственно емкость конденсатора с образцом. Емкость пустой ячейки определяется ее геометрической конфигурацией. Калибровка по известным диэлектрическим жидкостям (гептан, толуол, бензол) дала значение $C_0 = 67,9$ пФ.

Целью обобщенного исследования являлось изучение поведения диэлектрических параметров электрической проводимости нефти в области высоких давлений при различных температурах выше температуры застывания при атмосферном давлении.

Нефть представляет собой сложную систему, содержащую множество углеводородов, значительно отличающихся как своим строением, так и физико-химическими свойствами. При изменении параметров внешних воздействий (давление, температура, электромагнитные поля и т.д.) такая система непрерывно меняется. Это приводит к изменениям в величинах и характере поведения макроскопических, технологически важных параметров, например вязкости.

Смолисто-асфальтеновые вещества нефти определяют способность нефтяных систем к процессам агрегации, поверхностно-активным свойствам и их вязкоупругие свойства. Нефти можно представить как растворы полярных высокомолекулярных асфальтено-смолистых компонентов в смеси "плохих" и "хороших" неполярных или слабополярных растворителей – легких углеводородов. Полярность асфальтено-смолистых веществ обуславливает возможность регистрации диэлектрического отклика.

В качестве объекта исследования была выбрана нефть Кумкольского месторождения.

Предварительно проводилось ее обезвоживание стандартными методами. Измерения диэлектрической проницаемости нефти проводились в частотном диапазоне 10^{-3} – 10^7 Гц в области давлений до 1 ГПа в для температур от 294 до 320 К. Давление в эксперименте менялось с шагом 0,1 ГПа для температур 294 К, 310 К и 320 К.

При воздействии внешнего электрического поля емкость системы может быть представлена в виде

$$C = C_0 \varepsilon^* = C_0 (\varepsilon' + i\varepsilon''),$$

где величина $C' = C_0 \varepsilon'$ показывает уменьшение напряженности электрического поля в среде, а $C'' = C_0 \varepsilon''$ – диэлектрические потери, i – мнимая единица. Деление C на C_0 позволяет найти ε' и ε'' .

В общем случае диэлектрические потери $\varepsilon''(f)$ зависят от частоты внешнего поля f и обусловлены наложением тока сквозной проводимости и собственными диэлектрическими потерями, связанными с переориентацией полярных единиц во внешнем электрическом поле (Поплавко, 1980). В области малых частот собственными диэлектрическими потерями можно пренебречь и считать, что диэлектрический отклик определяется только током проводимости. Тогда по измеренным значениям $C''(f)$ возможно определение собственной проводимости σ по соотношению

$$\frac{C''}{C_0} = \varepsilon'' = \frac{\sigma}{2\pi f \cdot \varepsilon_0},$$

где C'' – мнимая часть комплексной емкости, σ – проводимость, обусловленная носителями зарядов различной природы.

Диэлектрический спектр можно разделить на низкочастотную и высокочастотную области в предположении, что отклик системы обусловлен различными механизмами (Сажин и др., 1970). Диэлектрический отклик, связанный с проводимостью, с ростом частоты уменьшается, а отклик, связанный с релаксацией диполей, для частот меньших частоты максимума диэлектрических потерь – увеличивается. Поэтому спектральный диапазон разделялся далее на низкочастотный (10^{-3} – 10^1 Гц) и высокочастотный (10^2 – 10^6 Гц). Анализ поведения емкости в них проводился независимо. Для данной работы интерес представляет левая (низкочастотная) часть, соответствующая суммарной проводимости.

В общем случае электрическая проводимость материалов определяется движением разных носителей заряда: коллоидных частиц, ионов и одиночных зарядов. Для нефти характерно наличие всех видов проводимости (Нестеров, 1987) однако вклад их не одинаков при различных условиях. В частности, можно утверждать, что форетическая проводимость (связанная с движением заряженных частиц) уменьшается при увеличении давления в системе, а прыжковая проводимость увеличивается.

По величине проводимости исследуемую нефть можно отнести к органическим полупроводникам. В общем случае для возникновения проводимости молекулы органических веществ должны принадлежать следующим классам (Угай, 1975):

- 1) низкомолекулярные соединения с конденсированными ароматическими ядрами;
- 2) соединения, содержащие помимо ароматических колец, открытые участки с гетероатомами;
- 3) полимерные молекулы с участками сопряженных связей;
- 4) молекулярные комплексы с переносом заряда (перескок электрона от молекулы к молекуле).

В состав нефтей входят молекулы всех перечисленных групп.

При температурах выше температуры застывания главным вкладом в проводимость являются фретический и ионный. Для этого типа проводимости известно правило Вальдена, которое применимо и для нефтяных систем:

$$\sigma\eta = const.$$

Это означает, что при увеличении вязкости η электропроводность системы должна уменьшаться, и наоборот. Фретическая и ионная проводимости определяются кинетической подвижностью заряженных дисперсных частиц или ионов. Уменьшение вязкости при увеличении температуры или уменьшении давления должно приводить к росту вклада этих типов проводимости.

Известно, что значительное увеличение проводимости малополярных углеводородных жидкостей определяется наличием примесей. Роль таких примесей в нефти играют смолисто-асфальтеновые вещества. Часть их молекул диссоциирует, и образовавшийся молекулярный ион перемещается под действием поля либо самостоятельно, либо в составе дисперсной частицы. Степень диссоциации невелика, так как диэлектрическая проницаемость нефти мала. В общем случае эти процессы (движение отдельной молекулы или ассоциата) невозможно разделить. Отличие между ними лишь количественное и зависит от размеров ионов и дисперсных частиц.

Энергия активации проводимости должна зависеть от давления. Температурные зависимости проводимости следуют обычному активационному закону:

$$\sigma = A e^{-\frac{U}{kT}},$$

где A – предэкспоненциальный множитель, определяемый природой жидкости. Это соотношение непосредственно следует из кинетической теории жидкостей (Френкель, 1945), предполагающей прыжковое движение ее частиц между соседними положениями равновесия. Данное предположение подтверждается экспериментальными данными.

Энергия активации уменьшается с ростом давления, что объясняется увеличением вклада прыжковой проводимости. Линейная аппроксимация полученных значений энергии активации как функции давления позволяет определить её значение при атмосферном давлении ($P = 0,0001$ ГПа): 18,45 кДж/моль. Это значение с достаточной точностью согласуется с литературными данными и значениями энергии активации, полученными при атмосферном давлении для Кумольской нефти: 14,0–25,0 кДж/моль.

В дальнейшем полученная энергия активации (как функция давления) может быть использована для расчета динамической вязкости. Можно записать:

$$\eta = \eta_0 e^{\frac{U}{kT}}.$$

Значения P и T являются функцией глубины скважины. В итоге имеем:

$$\eta(h) = \eta_0 e^{\frac{U[P(h)]}{kT(h)}}.$$

В докладе представлена итоговая зависимость изменения значения вязкости от глубины для двух скважин (АК-125, АК-300). Сделаны выводы о практическом значении работы и возможности уточнённой оценки на основе данных о газосодержании нефти этих скважин при пластовых давлениях.

Литература

1. Нестеров А.Н. Фазовые равновесия и обратимые переходы в нефтяных остатках: Дис. ... канд. хим. наук. – Москва, 1987. – 174 с.
2. Поплавко Ю. М. Физика диэлектриков. – Киев: Вища школа, 1980. – 400 с.
3. Сажин Б.И., Лобанов А.М и др. Электрические свойства полимеров. – Л.: Химия, 1970. – 376 с.
4. Угай Я.А. Введение в химию полупроводников. – М.: Химия, 1975. – 340 с.
5. Френкель Я.И. Кинетическая теория жидкостей. – М - Л.: Изд-во АН СССР, 1945. – 424 с.

УЧЕТ СВОЙСТВ МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПРОЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ В.В. Васильев

Научный руководитель профессор Н.А. Сваровская
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В условиях промысла транспорт нефти зачастую осуществляется в газонасыщенном состоянии. Режимы течения нефтяного потока при отсутствии пластовой воды могут быть как однофазные, так и двухфазные. Двухфазный поток возникает в случае, когда давление в трубопроводе становится меньше давления насыщения. Это приводит к выделению газа в свободную фазу и образованию двухфазного потока. Газ и жидкость могут по разному распределяться внутри трубы.

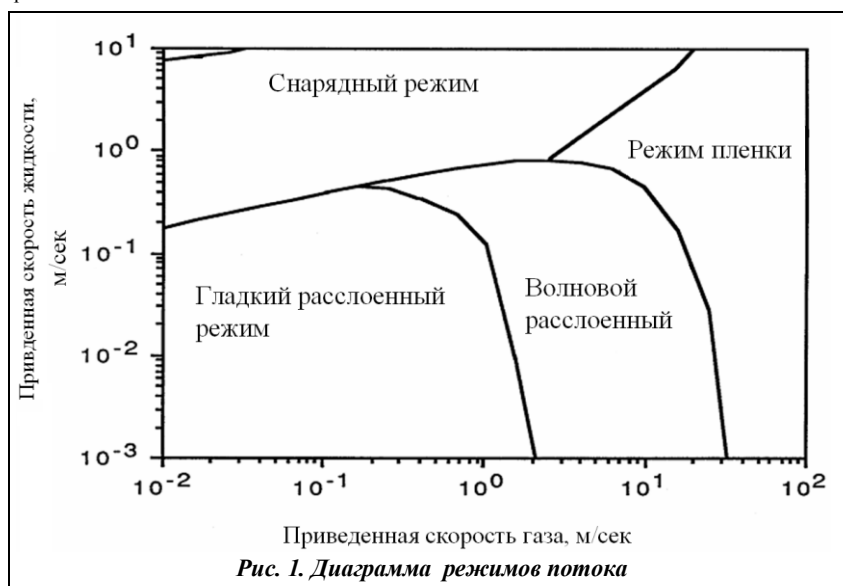
Оценка режимов течения нефтяного потока – задача актуальная при разработке проектов обустройства месторождений. Структура потока влияет на величину потери давления по длине нефтепровода, и учёт её позволит более точно проектировать промысловые трубопроводы, определять положение установок отбора газа и насосных агрегатов. Однако математическое описание оценки режимов течения потока задача весьма сложная, связанная с многокомпонентностью рассматриваемых систем, многофазностью и нестационарностью процессов фазовых переходов.

В литературе выделяют около девяти форм течения двухфазной смеси придерживаясь классификации О. Бейкера или С. И. Костерина (Одишария и др., 1998). Для горизонтальных трубопроводов в инженерных расчётах наиболее распространёнными являются четыре вида многофазных потоков: гладкий расслоённый, волновой расслоённый, снарядный и режим плёнки (Scott, 1987). Структура газожидкостного потока определяется по корреляции Бейкера, построенная на зависимостях между физическими свойствами газонефтяной системы и приведенными скоростями их течения (рис. 1). Под приведенной скоростью принимают скорость потока, с которой бы двигалась одна фаза, если бы она занимала всю площадь поперечного сечения трубопровода:

$$\text{Приведенная скорость жидкости} \Rightarrow v_{SL} = \frac{Q_L}{A_p}, \text{ приведенная скорость газа} \Rightarrow v_{SG} = \frac{Q_G}{A_p},$$

где Q_L и Q_G – расход жидкости и расход газа соответственно;

A_p – площадь сечения трубы.



Наибольший интерес вызывает пробковый режим течения, так как данный режим является доминирующим режимом потока горизонтального нефтепровода. При пробковом режиме течения жидкости существует множество трудностей связанных с эксплуатацией трубопровода. Из-за чередование пробок жидкости и пузырьков газа происходит вибрация труб. Пробковый поток негативно влияет на технологии процесса сепарации. От объёма жидкостных пробок зависит и объём сепаратора. Аналитический подход не позволяет точно оценить длины пробок, спрогнозировать их местонахождение. Существует несколько эмпирических методов определения длины пробки.

Корреляция Brill et al. \Rightarrow	$\ln(L_s) = -2.663 + 5.441[\ln(d)]^{0.5} + 0.059(\ln v_m)$
Корреляция Norris \Rightarrow	$\ln(L_s) = -2.10 + 4.86[\ln(d)]^{0.5}$
Корреляция Scott et al. \Rightarrow	$\ln(L_s) = -25.41 + 28.50[\ln(d)]^{0.1}$

где d – диаметр трубопровода, дюйм;

L_s – длина пробки, фут;

v_m – скорость смеси, фут/с.

Скорости пробки с учетом того, что флюид внутри пробки движется в среднем со скоростью смеси оценивается по выражению: $v_s = v_m = v_{sl} + v_{sg}$.

Фронт пробки движется с переносной скоростью большей, чем скорость флюида в пробке из-за "ускорения" флюида относительно медленно движущейся плёнки жидкости впереди пробки.

Фронт пузырьков движется с переносной скоростью большей, чем скорость флюида в пробке:

$$v_{BF} = 1.2 \cdot v_m + v_D,$$

где $1.2 \cdot v_m$ – это скорость флюида в центре трубопровода:

$$v_D – \text{ скорость дрейфа, которая определяется по формуле: } v_D = 0.54 \sqrt{gd}.$$

Проблемы, с которыми сталкивается проектировщик при пробковом режиме течения, заключаются в уносе капельной нефти в узлах сепарации, пульсации потока, образовании пены, механических вибрациях и перегрузках сепараторов первой ступени разгазирования. Для решения этих проблем нами используются несколько подходов. В приведенных корреляциях длина пробки пропорциональна логарифму диаметра трубопровода. Варьируя диаметром трубопровода, за счёт его увеличения, мы можем добиваться снижения скорости потока.

Второй вариант – ставить перед узлами сепарации устройство предварительного отбора газа, где происходит стабилизация потока и значительный отбор газа. В условиях промысла продукция скважин часто поступает на сепарационные узлы в виде газожидкостных пробок. В результате этого сепараторы работают с большими перегрузками. Пульсация потока благоприятствует образованию пены, порождает механическую вибрацию подводящих трубопроводов и запорной арматуры, ухудшает качество сепарации. Кроме того, при большом числе параллельно работающих аппаратов, при пробковом или раздельном течении нефти и газа, в подводящем трубопроводе осуществить равномерное распределение нагрузки между сепараторами не удастся, в результате чего одни сепараторы оказываются перегруженными, а другие недогруженными. Решение этой проблемы можно реализовать с помощью отбора газа из нефти перед сепаратором первой ступени, из устройства предварительного отбора газа (УПОГ). УПОГ состоит из трёх участков трубопровода: восходящего, горизонтального и нисходящего (рис. 2). Горизонтальный и нисходящий участки имеют одинаковый диаметр и длину, равную 15 диаметрам, но не менее 15 метров. Угол наклона восходящего участка к горизонту около 45° , нисходящего не менее 8° . В нисходящем участке устанавливаются специальные насадки, над которыми через патрубок осуществляется отбор газа. Газ отобранный из УПОГ соединяется единым коллектором с газом из сепаратора первой ступени, тем самым нормализует давление внутри сепаратора.

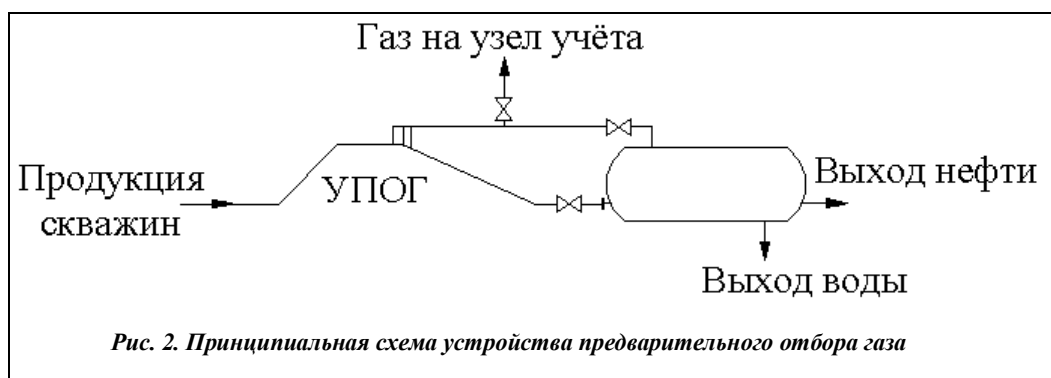


Рис. 2. Принципиальная схема устройства предварительного отбора газа

Оценка структуры потока промысловых трубопроводов и применение УПОГ на месторождениях уменьшает пульсацию потока входящей газожидкостной смеси и обеспечивает равномерное распределение нагрузки по каждому сепаратору.

Литература

1. Одишария Г.Э., Точигин А.А. Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей. – М.: ВНИИПГ и ГТ, 1998. – 397 с.
2. Scott S.L. Modeling Slug Growth in Pipelines. Ph. D. Dissertation. – The University of Tulsa, 1987.
3. Andritsos N. and T.J. Hanratty: Influence of Interfacial Waves in Stratified Gas-Liquid Flows // AIChE J., 1997. – №33. – P. 444–454.
4. Bendiksen K.H. An Experimental Investigation of the Motion of Long Bubbles in Inclined Tubes // Int. J. Multiphase Flow, 1994. – № 10. – P. 467–483
5. Scott S.L., Shoham O.J., Brill P.S. Prediction of slug Length in Horizontal Large Diameter Pipes // SPE Production Engineering, 1989. – № 4. – P. 335–340.

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ВЕРЕЙСКОГО ГОРИЗОНТА ПОКРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ)

Р.Ф. Вафин

Научный руководитель доцент Н.Г. Нургалиева
Казанский государственный университет, г. Казань, Россия

В старых нефтедобывающих регионах России, таких как республика Татарстан, Башкортостан, Самарская и Оренбургская области и др., весьма актуальными вопросами являются проблемы прироста запасов, поддержания основных технологических показателей разработки на приемлемом уровне ввиду истощения запасов основных месторождений и введением в эксплуатацию объектов с трудно извлекаемыми запасами.

В статье рассмотрены вопросы, которые необходимо решать при выборе путей повышения эффективности разработки нефтяных месторождений, на примере залежей нефти верейского горизонта Покровского нефтяного месторождения Оренбургской области.

Покровское месторождение является многопластовым, промышленные скопления нефти выявлены в карбонатных и терригенных отложениях каменноугольной и пермской систем. Наиболее крупными по запасам являются залежи бобриковского и верейского горизонтов каменноугольной системы.

Верейский горизонт на подавляющей территории месторождения сложен переслаиванием алевролитов, глин и песчаников, выделяются три песчано-алевролитовых пласта (снизу вверх) – А3, А2, А1, разделенные между собой прослоями непроницаемых пород и разрабатываемые единой сеткой скважин.

Поступающие данные при разбуривании горизонта и его эксплуатации показали, что нижняя пачка песчаников (пласт А3), значительно отличается от верхней пачки – она более выдержана по простиранию и менее расчлененная.

В разрезе верейского горизонта (рисунок наблюдается следующее. В нижней части разрез более песчанистый (пласт А3), проницаемые прослои характеризуются выдержанностью, как по площади, так и по толщине. Вверх по разрезу происходит его глинизация (пласты А2 и А1). Коллекторы здесь

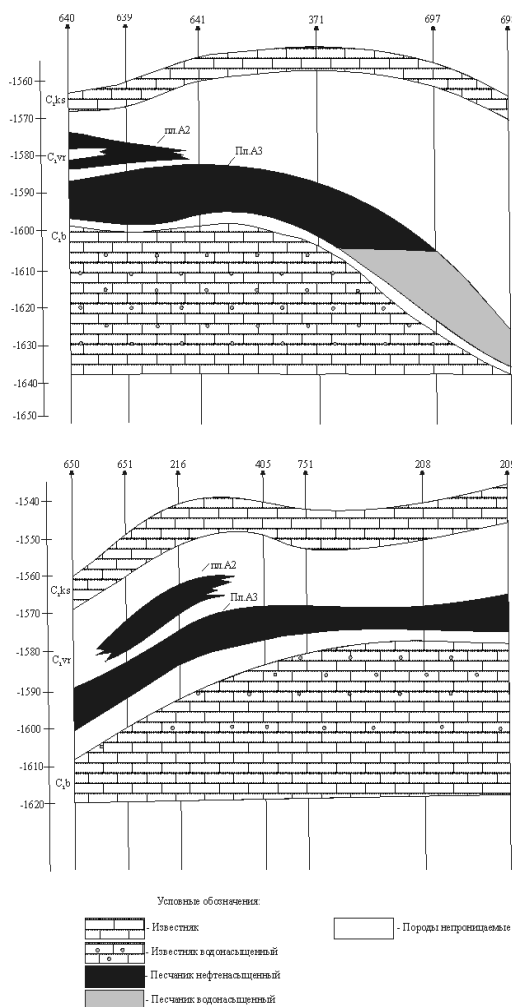


Рис. Покровское месторождение. Геологический профиль по продуктивной толще среднего карбона

залегают отдельными линзами.

В отложениях верейского горизонта выделяются две крупные, основные залежи нефти – Северная и Южная, между которыми зафиксирован литологический экран, наличие последнего подтверждается различным положением водо-нефтяного контакта (ВНК). Залежи структурно-литологического типа, тип коллектора поровый, цемент глинистый с монтмориллонитовой составляющей. Средняя пористость изменяется в пределах 21–22%, проницаемость составляет 0,136–0,152 мкм², песчаность 0,65–0,76 доли ед., расчлененность 3,86 доли ед.

Средняя общая толщина продуктивной части отложений верейского горизонта составляет 30,8 м, эффективная толщина в пределах залежей изменяется от 1 до 36 м и в среднем составляет 15,4 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,8 до 36 м, в среднем равна 13,5 м.

В промышленную эксплуатацию залежи верейского горизонта введены в 1964 г. Запасы нефти составляют: балансовые – 35688 тыс.т, извлекаемые – 17800 тыс.т. На сегодняшний день эксплуатационный объект (ЭО) находится на 3 стадии разработки (1 стадия – 1964–1970 гг., 2 стадия – 1971–1975 гг., 3 стадия – с 1976 г.), отобрано 68,7 % от НИЗ (12235,2 тыс.т.), обводненность составляет 37,6 %

Анализируя стадии разработки, необходимо выделить ряд особенностей:

1. Скважины, работающие на ЭО, характеризуются по сравнению с другими ЭО месторождения, самыми высокими дебитами и самыми низкими показателями обводненности, что объясняется целенаправленным выводом ряда добывающих скважин в бездействующий фонд из-за высокой обводненности и низких дебитов, а также отсутствием закачки воды с целью поддержания пластового давления.

2. Необходимо отметить неправильность отказа от бурения скважин на растворе, приготовленном на углеводородной основе, что хорошо демонстрируется на примере стабилизации и роста добычи после ввода скважин, пробуренных на этом растворе.

3. На 3 стадии разработки ЭО при постоянном снижении уровня добычи продукции, начиная с 2001 г., на объекте стали интенсивно применять методы обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ) и методы увеличения нефтеотдачи (МУН), в результате чего произошел рост уровня годовой добычи, что, безусловно, является положительным моментом.

4. Пластовое давление на сегодняшний день остается стабильным. С самого начала разработки закачивалась пресная вода, что для коллекторов с глинистым цементом, в состав которого входит монтмориллонит, имело негативное влияние – произошло разбухание глинистых частиц и забивание порового пространства, что в свою очередь ухудшило фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов.

5. Начиная с 1994 г. обе залежи верейского горизонта разрабатываются без поддержания пластового давления. Основной причиной является отсутствие приемистости нагнетательных скважин.

6. Из сравнения фактических показателей разработки с проектными видно существенное опережение последних, начиная с 2000 г. – средний дебит выше проектного в 4,5 раза, обводненность ниже в 1,6 раза.

В период, когда разрабатываемый объект вступает в стадию разработки, характеризующуюся снижением уровня добычи, ростом процента обводненности, актуальность приобретает проблема поддержания добычи на приемлемом уровне путем применения (Муслимов, 1999) давно известных надежных и рентабельных, а также перспективных технологий интенсификации добычи нефти и увеличения коэффициента нефтеизвлечения.

Необходимо отметить, что за все годы разработки залежей мероприятий по интенсификации добычи нефти проводилось мало. Начиная же с 2001 г. проводятся следующие геолого-технические мероприятия (ГТМ) с целью повышения нефтеотдачи: гидроразрыв пласта (ГРП), ОПЗ, перестрел + ОПЗ, ограничение водопритока (данный метод оказался не эффективным).

По результатам проведенных ГТМ оказалось, что, несмотря на относительно низкую энергетику залежей и отсутствие закачки, проводимые ГТМ эффективны и с лихвой окупают затраты. Наиболее эффективными оказались механические методы воздействия на пласт, такие как ГРП и реперфорация глубоко проникающими зарядами "DN". Эти методы, благодаря глубокому проникновению в пласт, позволяют разрушить закольматированную глинистыми частицами зону, кроме того, именно эти методы быстрее всего окупаются.

Итогом работы могут служить следующие рекомендации по повышению эффективности разработки, по оптимизации системы разработки:

1. Одним из путей повышения эффективности разработки, а значит и улучшения выработки запасов нефтяных залежей, является решение принципиального вопроса о разделении верейского горизонта на три самостоятельных объекта разработки. Для этого необходимо охарактеризовать степень влияния верхних пластов А2 и А1, обладающих худшими коллекторскими свойствами на промысловые возможности пласта А3.

2. Бурение скважин на растворе на углеводородной основе. Этот раствор позволяет более щадящим образом вскрывать продуктивные отложения в зависимости от их состава, не ухудшая значительно ФЕС пород-коллекторов.

3. Если в процессе дальнейшей разработки появится необходимость осуществлять закачку воды для поддержания пластового давления, то рекомендуется производить закачку соленой воды для того, чтобы избежать разбухания глинистых частиц, что положительно скажется на ФЕС коллекторов.

4. Также рекомендуется в дальнейшем целенаправленно проводить работу по регулированию разработки путем вывода скважин с низкими дебитами и высокой обводненностью в бездействующий фонд, что позволит сохранить величину дебита и обводненности на относительно высоких (дебит) и низких (обводненность) уровнях.

5. Необходимо в дальнейшем проводить ГТМ по повышению нефтеизвлечения из продуктивных отложений, таких, как ГРП, ОПЗ, ОПЗ + перестрел. Однако, ввиду того, что эффект после проведения ГРП начинает снижаться уже через 2–3 месяца, а скважины, расположенные в приконтурной зоне резко обводняются, будет более рационально проводить ГРП на нагнетательных скважинах, к тому же большая часть нагнетательных скважин находится в бездействии. А на добывающих скважинах наиболее приемлемым является реперфорация (перестрел) пласта глубоко проникающими зарядами. При этом улучшится проницаемость ПЗП и можно избежать прорыва воды из нижележащих отложений башкирского яруса.

Анализ и изучение геологического строения, истории и текущего состояния разработки залежей позволяет сделать вывод о том, что, несмотря на относительно низкую энергетику залежей, возможности ЭО еще достаточно высоки. Поэтому, для залежей и месторождений, расположенных в старых нефтедобывающих районах России, крайне необходимым является на поздних стадиях разработки изучение всей динамики разработки, проведение комплекса мероприятий по поддержанию основных показателей на приемлемом уровне. Повышение эффективности разработки возможно лишь при детальном изучении и учете геолого-физических и промысловых параметров ЭО.

Литература

1. Муслимов Р.Х. Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. – Казань: Изд-во КГУ, 1999. – 398 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДОВ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ СТАТИСТИКИ ДЛЯ ПРОГНОЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКОЛОСКВАЖИННУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

С.В. Воробьев, Д.С. Луцев

Научный руководитель профессор В.М. Люстрицкий
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Одной из актуальных задач нефтедобычи остается задача по повышению эффективности мероприятий по увеличению производительности скважин. Промысловый опыт показывает, что эффективность проводимых мероприятий остается на весьма низком уровне. Сложность данной задачи состоит в том, что данный параметр проводимых геолого-технических мероприятий (ГТМ) зависит от многих геологических, физико-химических, технических, технологических факторов.

С целью определения влияния различных факторов работы скважины и технологии проведения обработки на эффективность ГТМ был проведен анализ мероприятий по кислотному воздействию на месторождения республики Татарстан. Анализу были подвержены 70 скважино-операций, проводимых за последние три года на Ромашкинском, Бавлинском, Ново-Елховском, Ямашкинском, Архангельском, Ерсубайкинском, Бахчисарайском, Бондюжском месторождениях.

В качестве параметров повышения эффективности пав-глино-кислотной обработки были приняты следующие технологические характеристики: средний прирост дебита скважины по нефти, продолжительность эффекта, дополнительная добыча нефти за счет проведения мероприятий.

В качестве факторов, характеризующих объект и технологию воздействия, были выбраны:

1. геологические параметры пласта и флюида: пористость, проницаемость, коэффициент песчаности, коэффициент расчлененности, температура пласта, плотность и вязкость нефти, глубина пласта, нефтенасыщенность;

2. технологические параметры работы скважины: дебиты скважины по нефти и жидкости до обработки, обводненность продукции, перфорированная мощность;

3. технологические параметры проведения обработки (удельный объем закачки, давление нагнетания, изменение давления в процессе проведения технологии, время выдержки кислотного состава).

Для определения корреляционной зависимости между параметрами был применен метод ранговой корреляции (Шахвердиев и др., 1988; Мизаджанзаде и др., 1977). Данная процедура предназначена для проверки гипотезы о некоррелируемости двух парных переменных, извлеченных из непрерывной двумерной совокупности. Для определения степени влияния того или иного фактора на результат обработки подсчитывается коэффициент ранговой корреляции Спирмена r , коэффициент конкордации Кендела t . Эти коэффициенты выражают собой меру зависимости двух случайных величин (признаков) X и Y , основанную на ранжировании независимых результатов наблюдений $(X_1, Y_1), \dots, (X_n, Y_n)$. Отметим, что метод Кендела, в отличие от метода Спирмена, хотя и более детально анализирует тенденцию связи переменных, но принимает во внимание только собственные факты близости или различия пар наблюдений, без количественного учета степени различий.

Если ранги значений X расположены в естественном порядке, $i = 1, 2, \dots, n$, а R_i – ранг Y , соответствующий той паре (X, Y) , для которой ранг X равен i , то коэффициент ранговой корреляции Спирмена определяется формулой:

$$r_s = 1 - \frac{6 \cdot \sum_{i=1}^n d_i^2}{n(n^2 - 1)}, \quad (1)$$

где d_i – разность между рангами X_i и Y_i .

Коэффициент Кендела определяется формулой:

$$t = \frac{\sum_{i,j} \text{sign}((R_{xi} - R_{xj}) - (R_{yi} - R_{yj}))}{n \cdot (n - 1)}. \quad (2)$$

Значение коэффициентов меняется от -1 до $+1$, причем при положительном значении коэффициента, равного единице, последовательности рангов полностью совпадают, то есть $i = R_i$, и при коэффициентах, равных отрицательному значению единицы, последовательности рангов противоположны, то есть $i = (n+1) - R_i$, при $i = 1, 2, \dots, n$. По величине отклонения коэффициентов от нуля можно сделать вывод о зависимости и независимости признаков. В табл. 1. приведены факторы, характеризующие объект воздействия на параметр эффективности.

Для обозначенных выше параметров необходимо выбрать наиболее влияющие и получить математические выражения, связывающие эти факторы с основными показателями эффективности кислотных обработок (средний прирост, продолжительность эффекта, дополнительная добыча нефти). Для определения степени влияния факторов на эффективность воспользуемся множественным регрессионным анализом. Он проводился с использованием пакета статистических программ STADIA (Кулаичев, 1999).

Таблица 1

Влияния геолого-технологических параметров на эффективность кислотных обработок с помощью методов ранговой статистики

№	Анализируемые параметры	Параметры ранговой статистики					
		коэф. Кендала	значимость	корреляция	коэф. Спирмена	значимость	корреляция
Прирост дебита скважины по нефти за счет проведения кислотной обработки							
1	Qн до	-0.4381	0	есть	-0.6164	0	есть
2	Qж до	-0.3942	0	есть	-0.5375	0	есть
3	глубина пласта	-0.2063	0.0064	есть	-0.3011	0.0064	есть
4	нефтенасыщенность	0.1602	0.0266	есть	0.4135	0.0002	есть
5	плотность нефти	0.003512	0.4831	нет	0.2884	0.0086	есть
дополнительная добыча нефти за счет проведения СКО							
1	Qн до	-0.3692	0	есть	-0.5118	0	есть
2	Qж до	-0.3613	0	есть	-0.4904	0	есть
3	глубина пласта	-0.1874	0.0119	нет	-0.2533	0.0187	есть
4	нефтенасыщенность	0.1133	0.086	есть	0.3678	0.001	есть
5	пористость	0.1181	0.0772	нет	0.2075	0.0447	есть
6	плотность нефти	0.03512	0.3359	нет	0.3564	0.0015	есть
7	вязкость нефти	0.08051	0.1677	нет	0.2095	0.0444	есть
Продолжительность эффекта							
1	Qн до	-0.3327	0	есть	-0.4669	0	есть
2	Qж до	-0.3709	0	есть	-0.4967	0	есть
3	глубина пласта	-0.176	0.0169	есть	-0.2414	0.0237	есть
4	уд. объем закачки	0.1251	0.0656	нет	0.2127	0.0407	есть
5	нефтенасыщенность	0.08385	0.1559	нет	0.325	0.0035	есть
6	пористость	0.1062	0.1	нет	0.2116	0.0416	есть
7	температура	0.09181	0.0345	нет	0.2236	0.0345	есть
8	плотность нефти	0.05048	0.2713	нет	0.3811	0.0007	есть

При выборе скважин для воздействия необходимо оценить их эффективность, как на качественном, так и на количественном уровне, определяя характер и степень влияния каждого из факторов проводимой технологии воздействия на ПЗП. Для определения зависимостей было проведено статистическое моделирование с использованием многомерного регрессионного анализа.

Были приняты Y_i – показатели эффективности, X_i – факторы, характеризующие параметры объекта воздействия и технологии (табл. 1).

Взаимосвязь между выходными параметрами и независимыми переменными может быть описана уравнением множественной регрессии:

$$Y_i = b_0 + b_1X_1 + b_2X_2 + \dots + b_nX_n, \tag{3}$$

b_i – оценки коэффициентов уравнения множественной линейной регрессии.

Таблица 2

Статистические модели, описывающие изменения показателей эффективности добывающих скважин

Статистическая модель	Параметры достоверности				
	R	F	P(x)		решение
			расчетное	табличное	
$\Delta Q = -2.405 - 0.8019Q_{\text{ндо}} + 0.1142Q_{\text{ждо}} - 0.000505 N_{\text{пл}} + 3.825S + 2.058\rho_{\text{нефти}}$	0.747	4.617	0.0015	0,48	значимо

Расчеты по данным моделям будут надежны, если параметры работы скважины и проведения технологии находятся в пределах изменения рассматриваемых факторов. Оценка в отдельных случаях может иметь существенные погрешности, что указывает на необходимость увеличения факторов, характеризующих состояние объекта и технологических параметров воздействия, а также учет физико-химических процессов.

Таким образом, для основных объектов разработки месторождений республики Татарстан установлена степень влияния параметров состояния объекта и технологии воздействия. Пользуясь полученными статистическими моделями можно решать задачи по выбору объекта и планированию технологической эффективности.

Литература

- Кулаичев А.П. Методы и средства анализа данных в среде Windows STADIA.– М: Информатика и компьютеры, 1999. – 341 с.
- Мизаджанзаде А.Х, Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента.– М.: Недра, 1977. – 118 с.
- Шахвердиев А.Х, Каимуллин А.Ф. Ранговые методы прогноза эффективности воздействия на призабойную зону скважин (ПЗС) // Повышение эффективности технологических процессов добычи нефти: Сб. науч. тр. ВНИИ – М., 1988. – Вып. 104. – С. 73.

ДИНАМИКА ДАВЛЕНИЙ ЗАКАЧКИ ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИЦИЙ В ПЛАСТ

А.А. Гусев, А.Ж. Закирова, А.В. Филин

Научные руководители доцент В.В. Филин, С.В. Кучеров

Филиал Тюменского государственного нефтегазового университета, г. Нефтеюганск, Россия

В промышленных условиях процесс закачки композиции или состава в пласт может продолжаться от 2,5 – 3,5 десятков часов до нескольких суток. При этом если происходит увеличение рабочего давления сверх допустимой величины, процесс закачки композиции (состава) прекращается и осуществляется продавливание этой композиции вглубь пласта водой. После снижения давления нагнетания до допустимой величины процесс закачки композиции или состава возобновляют.

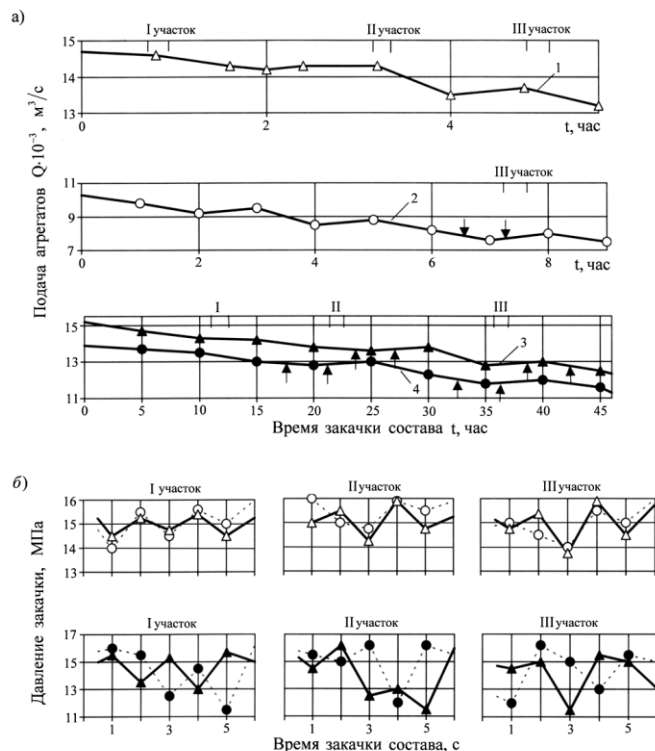


Рис. Зависимость подачи ГОК (1, 2) и шитых БГС (3, 4) от времени закачки t (а) и амплитудная характеристика давлений закачки (б): 1 – непрерывная закачка; 2–4 – закачка оторочками

композиции (состава), но не превышающей пределов прочности промышленных трубопроводов, конструкции скважин и скважинного оборудования. При этом можно заметить, что чем более длителен процесс закачки композиций или состава в пористую среду, тем интенсивнее приходится снижать Q (рисунок – а). Последующая обработка данных технологических работ заключалась в том, что на общих диаграммах процесса (рисунок – а) выбирались участки с интервалами времени 5–15 секунд, на которых колебания Q и плотности закачиваемых ГОК и БГС не превышали 5%. Результаты этой выборки представлены на рисунке – б). Сопоставление результатов промышленных исследований (рисунок) с результатами лабораторных экспериментов свидетельствует об идентичности макро и микро процессов, проходящих в поровом пространстве пластовых систем и моделях их имитирующих.

Одной из возможных причин, обуславливающих появления возрастающих амплитуд колебания давления, может являться температурное воздействие на первые закачиваемые объёмы ГОК или БГС, приводящее к началу формирования геля в пористой среде и возрастанию гидродинамических сопротивлений. Если принять, что гелеобразование в экспериментальной установке и в пластовых условиях произошло полностью, то амплитудные колебания давления нагнетания можно объяснить другими возможными причинами: упругими колебаниями создавшегося геля, материала стенок экспериментальных колонок и наполняющей их пористой среды; неравномерностью движения потоков вытесняющей и вытесняемой жидкостей по извилинам поровых каналов, обладающих высокой флуктуационной дисперсностью размеров.

Из данных, приведенных на рисунке следует, что колебания давлений закачки ГОК и БГС во времени имеют не регулярный характер. Степень нерегулярности (хаотичности) можно оценить по размерности Хаусдорфа – Безиковича. Изложенные результаты могут способствовать выработке стратегии управления

При закачке композиций и составов непосредственно через нагнетательные скважины использовались передвижные установки и агрегаты отечественного и зарубежного производства УПР – ГОС, УПХР – 2, DUC – 20 «Турпок», BJ Services 115 и др., имевшие системы мониторинга (анализаторы технологических работ), обеспечивающие запись и считывание технологического процесса. Идентичные системы мониторинга применялись и при закачке композиций и составов в нагнетательные линии трубопроводов. Эти системы мониторинга обеспечивают точность измеряемых величин до 0,05 % и точность построения результатов замеров до 0,25 мм. На рисунке приведены данные о закачке ГОК и шитых БГС при давлениях 11,5–16,0 МПа в двух масштабах времени. Вышеназванные аппаратура и системы мониторинга позволяют производить с достаточной точностью замеры протекающих процессов в интервалах времени до 0,01 с. Глубины анализируемых скважин и их конструкция, глубинное оборудование и литологическая характеристика продуктивных пластов идентичны.

Общая концепция нормального протекания процесса закачки ГОК и БГС заключается в плавном понижении подачи агрегатов Q во времени. Это понижение обусловлено необходимостью поддержания максимальной величины давления нагнетания

закачкой ГОК и БГС в нефтяные пласты, а также назначению режимов закачки, исключающих возникновение хаотических колебаний или снижению их амплитуды.

Таким образом, в промысловых условиях при закачках композиций (составов) протекают одновременно два процесса. Во-первых, первичное структурообразование, т.е. образование первичных клубков молекул вещества, под воздействием возрастающей температуры ствола скважины при перемещении композиции (состава) от устья к забоям и далее по пласту. И, во-вторых, разрушение первичных клубков молекул вещества под действием продавочной воды с одновременным понижением концентрации компонентов составов в общем объеме, а также под действием динамических составляющих скачков давления закачки (рисунок – б). Понижение же концентрации способствует уменьшению прочности структур, образующихся впоследствии в пласте, снижению как самой эффективности действия композиции или состава, так и длительности этой эффективности.

Проведенное исследование позволяет сказать, что при вводе потокоотклоняющих композиций (составов) предпочтение должно быть отдано закачке их непосредственно через нагнетательные скважины, позволяющих осуществлять процесс при более высоких рабочих давлениях с минимальным количеством остановок для промежуточных продавливаний, т.е. наиболее интенсивно. При этом закачиваемая композиция (состав) должна изначально обладать малой вязкостью и широким диапазоном регулирования времени начала структурообразования. Максимальной продолжительности эффекта ФХ МУН можно достичь при вводе композиций (составов) при повышенных пластовых давлениях, обусловленных работой системы ППД, но при стабилизированных значениях этого давления.

СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ С ПОЗИЦИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ПРИМЕРЕ ЮЖНО- ЯГУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ

Н.П. Девятка

Научный руководитель профессор В.М. Матусевич

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Южно-Ягунское месторождение расположено в Сургутском нефтеносном районе Среднеобской нефтегазоносной области. Оно введено в разработку в 1982 году.

В геологическом строении месторождений Сургутского района участвуют различные комплексы пород: от палеозойских до четвертичных включительно. Промышленная нефтеносность Сургутского свода связана с отложениями мегионской (пласты БС₆₋₂₂ и БС₁₁) и васюганской (пласт Ю₁¹) свит. Большая часть запасов нефти Южно-Ягунского месторождения относится к трудноизвлекаемым.

Одним из способов увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов является система поддержания пластового давления (ППД) путем их заводнения (Карцев, 1963).

При разработке нефтяных месторождений вода необходима для всех основных производственных процессов, однако водопотребление характеризуется рядом специфических особенностей, обусловленных большим количеством производств. Система ППД является наиболее водоемким процессом (Каналин и др., 1985).

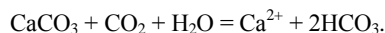
К настоящему времени накоплен богатый опыт разработки нефтяных и газовых месторождений в различных нефтегазоносных бассейнах (НГБ), причем этот опыт является как положительным, так и отрицательным. В частности отрицательные моменты касаются систем поддержания пластового давления (ППД). В работе рассмотрены вопросы водоснабжения систем ППД за счет различных водоисточников, совместимости пластовых и закачиваемых вод, а также вопрос эффективности систем ППД с позиции капиллярных явлений в нефтегазодоносных пластах.

Разработка Южно-Ягунского нефтяного месторождения ведется с применением методов поддержания пластового давления (ППД) путем заводнения нефтяных пластов (Конторович и др., 1975).

В качестве агентов заводнения нефтяных пластов в настоящее время широко применяются поверхностные воды рек и озер, подтоварные воды, подземные воды олигоцен-четвертичного горизонта и аптальб-сеноманского комплекса (т. н. «сеноманские» воды).

Наиболее удовлетворяющим в гидрогеологическом, экологическом и технико-экономическом отношениях для целей ППД является вариант использования попутных вод. В то же время, объем подтоварных вод в системе ППД, судя по опыту эксплуатации нефтяных месторождений, составляет не более 40 % от общего объема закачки, и появляются они через несколько лет после начала разработки месторождения. Поэтому необходим выбор других дополнительных источников водоснабжения.

Оптимальным источником заводнения нефтяных пластов являются подземные воды, так как их применение в системах ППД не требует строительства многокилометровых водоводов и сопутствующих сооружений, обуславливающих ухудшение экологической обстановки в нефтегазодобывающих районах (Гаттенбергер и др., 1987). К тому же при закачке в пласт пресных речных вод происходит непропорциональное увеличение в смешанных водах гидрокарбонат-иона и иона кальция, что обусловлено как процессом сульфатредукции, так и взаимодействием известняковой породы пласта с углекислотой, растворенной в закачиваемых водах по реакции:



А это в дальнейшем может привести к образованию карбонатных осадков на нефтепромысловом оборудовании. Следовательно, оптимальным источником водоснабжения систем ППД являются те воды,

насыщенность которых карбонатом кальция близка к насыщенности им пластовых вод. Таким образом, использование пресных речных вод ухудшает условия эксплуатации месторождения.

Наиболее приемлемыми агентами закачки, безусловно, являются «сеноманские» воды, которые по геохимическому облику и по окислительно-восстановительной обстановке почти не отличаются от подземных вод продуктивных пластов. А воды олигоцен-четвертичного комплекса близки по составу к поверхностным водам, применение которых ухудшает пластовые условия. К тому же они используются для хозяйственно-питьевого водоснабжения многих населенных пунктов Сургутского района.

При разработке нефтяных месторождений с применением методов поддержания пластового давления путем заводнения нефтяных пластов поступление чуждых вод в пласт нарушает сложившуюся в нем физико-химическую обстановку. При этом использование в системах ППД речных вод вызывает увеличение в попутно добываемых водах концентрации ионов кальция и гидрокарбонат-ионов, что является одной из основных причин отложения неорганических солей на нефтепромысловом оборудовании.

При разработке нефтяных месторождений с применением заводнения образуется сложная многокомпонентная система: закачиваемая вода – пластовая вода – нефть с растворенным газом – породы пласта. Необходимость изучения состояния равновесия в этой системе вызвана проблемой солеотложения в эксплуатационных скважинах нефтяных месторождений, вызывающего ухудшение коллекторских свойств продуктивных пластов и тем самым снижение их нефтеотдачи.

Исходя из технологической схемы поддержания пластового давления на месторождении, были рассмотрены следующие смеси: пластовая вода продуктивного горизонта (мегионской свиты) – вода апт-альб-сеноманских отложений (свита). Исследования проводились при атмосферном давлении температуре близкой к пластовой – 700 С. Пластовые воды смешивались с «сеноманскими» водами в пропорции 3:1; 1:1; 1:3.

В процессе опытов определялось содержание солеобразующих ионов в пластовых, закачиваемых водах и их смесях, а также были проведены расчеты коэффициента неравновесности.

Расчеты карбонатных равновесий для исследуемых вод и их смесей по методике Дебая – Гюккеля с использованием лабораторных данных показали перенасыщенность относительно карбоната кальция, при смешении пластовых и закачиваемых вод степень насыщения снижается, стремясь к равновесному состоянию.

Результаты проведенных расчетов и лабораторные исследования показали, что при смешении пластовых и «сеноманских» вод из-за взаимодействия основных солеобразующих ионов возможно выпадение осадка в количестве 0.025–0.027 мг/м³ (норма до 0.05 мг/м³), что удовлетворяет требованиям ОСТ 39–255–88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству».

Следует также учитывать, что методы ППД были предложены в конце 40X годов XX в. для разработки крупных месторождений в Волго-Уральском НГБ и оказались там весьма эффективными. В Западную Сибирь они перенесены и применяются без необходимой корректировки, исходя из предположения об общности поверхностно-молекулярных свойств продуктивных пород Волго-Уральского и Западно-Сибирского НГБ. Но продуктивные песчанки Западной Сибири в отличие от Волго-Уральских являются полимиктовыми, а основной компонент в их составе – полевые шпаты, которые имеют гидрофильность существенно ниже, чем у кварца. Относительно низкая степень гидрофильности коллектора в сочетании с повышенными значениями удельной поверхности способствует адсорбции полярных компонентов нефти на поверхности твердой фазы, что приводит к гидрофобизации пород-коллекторов и снижению проницаемости вследствие сокращения размеров поровых каналов за счет образования адсорбционного слоя. Породы-коллекторы многих месторождений Западной Сибири характеризуются гидрофобными свойствами, поэтому метод заводнения здесь должен был применяться избирательно. Однако этого не произошло, и в результате оказалось, что системы ППД не повысили нефтеотдачу, а, наоборот, привели к обводнению многих залежей за счет неравномерного стягивания контура нефтеносности в процессе эксплуатации месторождений. При этом в недрах остается от 70 до 90% нефти в виде нетронутых «целиков».

По данным Г.В. Рудакова (1971 г.) породы-коллекторы многих нефтяных залежей Западной Сибири характеризуются гидрофобными свойствами. Зачастую эта гидрофобность является вторичной. Согласно изложенному, для условий Западной Сибири при составлении проектов разработки месторождений необходимы исследования смачивающих свойств продуктивных пород каждой залежи. При этом метод заводнения может быть рекомендован только для залежей, приуроченных к гидрофильным коллекторам (Большаков и др., 2002).

Согласно уравнению Юнга – Лапласа величина капиллярного давления (P_k), возникающего в поровой среде на границе двух несмешивающихся фаз, пропорциональна произведению межфазного натяжения (γ) на кривизну межфазной поверхности ($\frac{1}{r}$):

$$P_k \approx \pm \gamma \frac{1}{r}.$$

Гидрофильность и гидрофобность поверхности поровых каналов определяет знаки капиллярных давлений в контактирующих водной и углеводородных фазах. Если порода гидрофильна, то капиллярное давление положительное. В гидрофобной породе оно отрицательное.

Значительная доля исследованных образцов пород пласта показали гидрофильные свойства (положительные значения капиллярных давлений).

Учитывая все вышесказанное можно порекомендовать дальнейшее использование заводнения продуктивных горизонтов для систем ППД, не опасаясь их обводнения.

Отрицательный опыт заводнения диктует включение в комплекс нефтепромысловых гидрогеологических исследований изучение капиллярных явлений (определение капиллярных давлений, оценка гидрофильности / гидрофобности коллекторов и др.). Опыт наших исследований показывает, что в пределах одной залежи можно по величинам капиллярных давлений наметить участки с рекомендуемым заводнением и участки, где заводнение не рекомендуется (Большаков и др., 2002).

Не исключено, что на давно разрабатываемых методом заводнения месторождениях с преимущественно гидрофобными коллекторами, несколько восполнить потери нефти возможно путем перевода добывающих скважин, расположенных на участках минимальных капиллярных давлений, в нагнетательные.

Таким образом, априорные суждения о гидрофильности пород-коллекторов при составлении проектов разработки нефтяных месторождений Западной Сибири недопустимы. Присутствие в реальных условиях недр мегабассейна гидрофобных разностей нефтесодержащих пород обязывает избирательно подходить к применению метода заводнения, особенно это касается районов нового освоения, для месторождений еще не введенных или недавно введенных в разработку. А это значит, что еще имеется возможность избежать обводнения залежей в гидрофобных породах.

Литература

1. Большаков Ю.Я., Матусевич В.М., Семенова Т.В. Использование данных о капиллярных давлениях для повышения нефтеотдачи при заводнении пластов на месторождениях Западной Сибири // Известия вузов, серия «Нефть и газ», 2002. – № 1. – С. 10–14.
2. Гаттенбергер Ю.П., Кулапин А.Я. Использование подземных вод для заводнения нефтяных месторождений. – М.: Наука, 1987. – 219 с.
3. Каналин В.Г., Ованесов М.Г., Шугрин В.П.. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология. – М.: Недра, 1985. – 248 с.
4. Карцев А.А.. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. – М.: ГОСГОПТЕХИЗДАТ, 1963. – 354 с.
5. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – С. 422–424.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ГАЗА НА АСТРАХАНСКОМ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Р.С. Дианов

Научный руководитель заведующий лабораторией информационных технологий В.Н.Рожков

Астраханский научно-исследовательский и проектный институт газа, г.Астрахань, Россия

Продуктивные отложения Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ) представлены карбонатными породами башкирского яруса, которые относятся к коллекторам трещинно-порового типа с низкими значениями пористости и проницаемости. По этой причине освоение скважин и их эксплуатация осуществляются с применением солянокислотных обработок (СКО). Выбор той или иной технологии обработки и её эффективность во многом зависят от коллекторских свойств продуктивного пласта и, в первую очередь, от соотношения величин пористости матрицы породы и трещинной проводимости (Токунов и др., 1996). В этих условиях большое значение приобретает оперативность и достоверность оценки эффективности осуществленной обработки.

Проведённый анализ промысловой информации показал, что дать совершенно корректную количественную оценку эффективности обработок довольно затруднительно. Главная причина этого заключается в отсутствии единого подхода к оценке эффективности. Приводимые в ряде материалов величины дебита до обработки и после нее во время продувки скважины могут дать качественную и лишь приблизительную количественную оценку эффективности, поскольку режим работы скважины в процессе отдувки еще не является установившимся. Зачастую дебиты, измеренные до и после обработки, произведены на разных режимах.

В институте "АстраханьНИПИГаз" разработан программный комплекс для оценки эффективности обработки скважин на АГКМ, основой которого являются база данных по обработкам скважин на АГКМ, база данных результатов газогидродинамических исследований скважин на контрольном сепараторе и база данных геолого-технических отчетов.

Основные функции системы – определение эффективности работы скважин после обработок на основе анализа показателей хранящихся в БД, либо спрогнозированных с помощью методов искусственного интеллекта (нейронные сети). Первая программа, входящая в программный комплекс, производит оценку эффективности на основании коэффициента кратности эффекта. Данная программа предоставляет возможность строить замеренные и прогнозируемые зависимости. Результаты графоаналитического анализа представляются в отчетных формах. Информационная система, в соответствии с разработанным алгоритмом, позволяет рассчитывать кратность эффекта при любом заданном значении давления на устье или депрессии.

При работе в основном окне программы пользователю предоставляется возможность осуществлять стандартные операции по ведению базы данных – добавление, изменение и удаление данных по обработкам и данным контрольного сепаратора. Реализован быстрый синхронный поиск информации и выбор скважины для дальнейших действий по оценке эффективности.

Оценка эффективности обработки скважины проводится на основе анализа зависимостей дебита от давления на устье $Q = f(P_u)$ до и после обработки. Для этого достаточно, вызвав соответствующее окно, указать номер скважины и дату обработки. Для расширения функций информационной системы реализована

возможность наряду с автоматической оценкой эффективности корректировать временные интервалы анализа до и после обработки для более детального исследования эффективности последовательной серии обработок.

В некоторых случаях полученные кривые зависимостей дебита от устьевого давления не имеют общих участков, соответствующих одинаковым значениям устьевого давления. Для наблюдений, не имеющих завершенный набор испытаний, предусмотрена возможность экстраполировать значения. В ряде случаев для получения зависимости за конкретные промежутки времени реализована возможность оценки эффекта обработки по депрессии с установкой периодов времени оператором. Такой подход позволяет обеспечить необходимую гибкость проводимого анализа. Аналогично проводится оценка эффективности обработки по давлению на устье.

Однако, по одному только показателю кратности эффекта невозможно оценить экономическую эффективность обработки и, тем более, сделать вывод о наиболее рациональной технологии СКО, обеспечивающей наибольший технологический эффект при наименьших затратах на проведение обработки. Это может быть достигнуто, если определён второй важный критерий – продолжительность действия достигнутого технологического эффекта, а также экономические показатели эффективности обработки: дополнительная добыча газожидкостной смеси, газа сепарации, конденсата.

Для определения продолжительности эффекта и экономических показателей эффективности была разработана вторая программа, входящая в программный комплекс. При работе с данной программой необходимо ввести номер скважины и дату её обработки в соответствующие поля ввода. В расположенном ниже табличном поле отобразится результат запроса к базе данных контрольного сепаратора по периоду времени от рассматриваемой обработки до следующей. Одновременно произойдет заполнение таблицы распределения дебитов смеси по временным периодам в зависимости от давления на устье. После этого от пользователя требуется выбрать значение давления, при котором будет происходить построение кривой зависимости дебита от даты. Программа строит зависимость дебита от даты после обработки и отображает значение дебита до обработки при выбранном значении давления, при этом в системе реализована возможность масштабирования графиков.

После проведения графоаналитического анализа программа предоставляет возможность вычислить продолжительность эффекта, а также значения дополнительной добычи ГЖС, дополнительной добычи газа сепарации, дополнительной добычи конденсата, полученных в результате повышения эффективности эксплуатации скважины.

В процессе разработки программного комплекса возникла проблема недостатка информации в базах данных. Характерная особенность процесса разработки газоконденсатного месторождения – ограниченный объем сведений о параметрах и свойствах системы. Это связано как с наличием большого, постоянно возрастающего фонда скважин, так и с ограниченностью имеющихся измерительных приборов и систем. В сочетании со сложностью объектов исследования (пластовая система, скважина) это приводит к необходимости принимать те или иные технологические решения при недостаточности информации.

Нейронные сети как нельзя лучше подходят для прогнозирования параметров и показателей интенсификационных обработок скважин в тех случаях, когда задача их определения не поддается адекватной формализации традиционными математическими методами вследствие дефицита информации. Нейросетевая модель ориентирована на то, чтобы уметь по текущему и нескольким предыдущим векторам состояния объекта (призабойной зоны скважины, участка газоносного пласта) предсказывать его следующие состояния. Нейронная сеть оказывается в состоянии запомнить, а потом воспроизвести динамическое поведение объекта в ситуациях, которые ей известны.

Для решения задачи прогнозирования кратности и продолжительности эффекта после проведения интенсификационных работ был использован трехслойный персептрон на формальных нейронах с одним скрытым слоем. Число нейронов скрытого слоя было принято равным восьми. Активационной функцией нейронов скрытого слоя является гиперболический тангенс (Заенцев, 1999). На входы нейронной сети подаётся входной вектор, состоящий из следующих параметров: средняя пористость пласта в районе скважины, дебит скважины, время прошедшее с момента проведения последнего интенсификационного воздействия на пласт, тип интенсификационного воздействия. На выходе фиксируется значение кратности или продолжительности эффекта проведенной обработки.

В качестве обучающих наборов входных и выходных сигналов использовались реальные данные по скважинам Астраханского газоконденсатного месторождения с 1987 по 2004 год. Сеть обучалась по алгоритму обратного распространения ошибки (Каллан, 2001). Пошаговая схема обучения сети такова: на входы подаётся один из возможных образов и в режиме прямого функционирования сети рассчитываются значения выходов; вычисляется поправка для весов выходного слоя; на основе результатов работы находятся поправки для весов скрытого слоя; корректируются все весовые коэффициенты нейронной сети; находится разница между действительным и желаемым значением выхода; полученное на предыдущем шаге значение сравнивается с пороговой величиной (если её значение меньше порога, то накапливается число совпадений выходов, в противном случае оно обнуляется и осуществляется переход на начало алгоритма); скорость обучения сети увеличивается в несколько раз, после чего она в каждой итерации обучения линейно уменьшается до исходной величины. Раннего насыщения нейронов, следствием чего является «паралич сети», удалось избежать путём подбора скорости обучения, начальных весовых коэффициентов и коэффициентов начального преобразования входных данных.

Для проверки пригодности созданной нейронной сети для прогнозирования показателей эффективности интенсификационного воздействия на пласт был выдан прогноз кратности эффекта для скважин, у которых этот показатель был определён экспериментальным методом. Было проведено сравнение двух выборок из 120 значений, полученных для одного набора скважин. Первую выборку составили фактические значения, вторая

выборка состояла из прогнозных значений величины. Относительное отклонение прогнозного значения от документального составило не более 8 %. По результатам анализа можно сделать вывод о том, что прогноз времени эффективной работы скважины согласуется с документальными значениями этой величины, что свидетельствует о корректности работы предложенной нейронной сети.

Для пространственного анализа динамически меняющихся параметров используется геоинформационная система MapInfo. По мере изменения или дополнения требований к картографической информации, перенастройка системы производится изменением рабочего набора или вида представления информации.

Программный комплекс разработан с помощью Borland Delphi Enterprise 5.0 (Александровский, 2000). Также при его создании использовались Microsoft Help Workshop 1.0 и MapInfo Proviewer 5.5. Информационная система предназначена для использования на ПК под управлением операционных систем Windows 95/98/NT/2000/XP. Программный комплекс внедрен в Газопромысловом управлении ООО «Астраханьгазпром» и в лаборатории повышения эффективности эксплуатации скважин АНИПИГаз. В данный момент с его помощью осуществляется анализ эффективности солянокислотных обработок и на основании полученных результатов принимаются решения по дальнейшему проведению мероприятий интенсификации притока газа.

Литература

1. Александровский А.Д. Delphi 5.0. Разработка корпоративных приложений. – М.: ДМК, 2000. – 512 с.
2. Заенцев И.В. Нейронные сети. Основные модели. – Воронеж: ВГУ, 1999. – 76 с.
3. Каллан Р. Основные концепции нейронных сетей. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2001. – 288 с.
4. Токунов В.И., Поляков Г.А., и др. Интенсификация притока газа на АГКМ // Газовая промышленность, 1996. – № 1–2. – С. 57–59.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ НА ОБЪЕКТАХ ТАТАРСТАНА

В.С. Дудиков

Научный руководитель преподаватель Н.В. Юрченко
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

В настоящее время большинство нефтяных месторождений России вступили в позднюю стадию разработки, что, в условиях заводнения, обуславливает неравномерную их выработку, высокую обводненность продукции и ухудшение структуры запасов нефти в сторону увеличения доли трудноизвлекаемых запасов. Поэтому велика роль регулирования процессов разработки месторождений (Гиматтудинов, 1974; Муравьев, 1979).

Одним из перспективных методов регулирования процесса разработки месторождений является изменение проницаемостной неоднородности продуктивных пластов с использованием технологии закачки гелеобразующих композиций на основе водорастворимых полимеров (Румянцева, 2004).

Внедрение технологии выравнивания проницаемостной неоднородности нефтяных пластов с применением сшитых полимерных систем (СПС) проводилось в различных регионах России (в Западной Сибири, республиках Коми, Удмуртии, Татарстана) и странах СНГ (Белоруссии, Казахстане).

Геолого-физическая характеристика объектов внедрения приводится в таблице 1.

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика объектов Татарстана

Параметры	Татарстан	
	Д ₁ , Д ₀	С _{1б} , С _{1бб}
1	2	3
Средняя глубина залегания, м	1500–1850	1100–1400
Тип залежи	пластово-сводовый	пластово-сводовый
Тип коллектора	терригенный, поровый	терригенный, поровый
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	4,0–27,3	2,0–9,5
Пористость, %	19–22	19–25
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,75–0,89	0,66–0,95
Проницаемость, мкм ²	0,300–1,000	0,100–1,000
Коэффициент песчанности, доли ед.	0,3–0,9	0,3–0,88
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,0–6,0	1,1–3,0
Начальная пластовая температура, °С	35–40	23–28
Начальное пластовое давление, МПа	17,5	10–12

Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,3–6,5	9,5–90,0
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	796–820	844–949

Продолжение таблицы 1

Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,12–1,19	1,01–1,04
Содержание в нефти серы, %	1,4–2,1	2,5–3,5
Содержание парафина в нефти, %	2,7–5,3	2,8–4,8
Содержание смол в нефти, %	20–48	20–60
Содержание асфальтенов в нефти, %	4,8–21,2	5,6–8,2
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,0–9,6	1,3–5,7
Газосодержание нефти, м ³ /т	40–70	5–20
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	1109–1189	1160–1170

Основными объектами реализации технологии СПС на объектах Татарстана являются терригенные отложения девона и нижнего карбона, залегающие на глубинах 1100–1850 метров

Емкотно-фильтрационные свойства коллекторов Татарстана в среднем изменяются в следующих пределах: пористость – 18–24%, проницаемость – 0,009–0,328 мкм². Нефти, насыщающие породы, сильно различаются по газосодержанию (5–70 м³/т), плотности (796–949 кг/м³) и по содержанию различных примесей, таких как смолы, парафин, сера.

Внедрение технологи СПС осуществлялась как на так называемых “открытых” участках, то есть гидродинамически связанных со скважинами, находящимися вне зоны дренирования (Ново-Елховское и Ромашкинское месторождения), так и на самостоятельных, локальных изолированных участках воздействия (1 блок Архангельского месторождения). На всех из них без исключения отмечался высокий уровень компенсации, сложившийся в силу закачки значительных объемов воды. Закачка СПС проводилась в условиях падения добычи нефти и прогрессирующего роста обводнения.

Применение технологии на опытных участках Ново-Елховского и Ромашкинского месторождений обеспечило дополнительную добычу нефти в количестве 13,5 тыс. т и снижение обводненности до 11,0–21,7%. Продолжительность эффекта составила по участкам от 13 до 17 месяцев.

Осуществление циклической закачки СПС на 1 блоке Архангельского месторождения в течение 8 лет обеспечило около 240 тыс. т. дополнительной добычи и снижение обводненности до 16%. Эффективность применения технологии СПС представлена в таблице 2.

Таблица 2

Эффективность применения технологии СПС на объектах Татарстана

Объект внедрения (месторождение, пласт, участок)	Количество скважино-обработок	Дата обработки	Стадия разработки	Максим. снижение обводненности, %	Продолжительность эффекта, мес.	Дополнительная добыча нефти	
						за период эффекта, т	от общей добычи нефти, %
Объекты Татарстана							
Ново-Елховское, пласт Д ₁ , уч. скв. 3907 Д	1	август 2002г.	средняя	21,7	13*	5083	33,1
Ромашкинское, пласт Д ₀ , уч. скв. 20212	1	август 2001г.	средняя	11,1	17*	8393	25,6
Ромашкинское, пласт Д ₀ , уч. скв. 20212	1	август 2001г.	средняя	11,1	17*	8393	25,6
Архангельское, пласт С ₁ tl,1 блок (9 наг. скв.)	57	с 1995г. ежегодно через 10–12 мес.	начало средней	16,0	12	239704	41

Суммарный экономический эффект от внедрения технологии СПС на данных объектах составил 675,2 млн. руб. при удельном экономическом эффекте 11,4 млн. руб. на одну скважино-обработку.

Литература

1. Гиматтудинов Р.М. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1974. – 487 с.
2. Муравьев Е.П. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1979. – 513 с.
3. Румянцева Е.А. Оптимизация параметров потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи пластов с применением гелеобразующих композиций: Дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2004. – 186 с.

МОДЕЛЬ ЛИНИЙ ТОКА: АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Н.А. Жидкова

Научный руководитель начальник отдела заводнения С.В. Костюченко
 ОАО «ТомскНИПИНефть ВНК», г.Томск, Россия

Моделирование нефтяных резервуаров и анализ эффективности реализуемой системы разработки – обязательные элементы проектирования систем разработки нефтяных месторождений. Однако анализ эффективности реальных систем заводнения на основе традиционных конечно-разностных моделей затруднен. Эти модели не дают понимания процессов перемещения нефти вытесняющим агентом и не позволяют оценить их количественно. Вместе с тем, количественные оценки абсолютно необходимы для инженерного анализа, оптимизации и гидродинамического регулирования систем разработки.

Около 25–30 лет назад значительное внимание было привлечено к методу линий (трубок) тока – эффективному методу моделирования процессов заводнения (Борисов и др., 1976; Ковалев и др., 1976). В настоящее время, на новом уровне развития математического и программного обеспечения, мы наблюдаем новый всплеск интереса к этому методу (Thiele, 2001; Baker и др., 2002).

Анализ эффективности был проведен на основе анализа величин потоков флюидов между нагнетательными и добывающими скважинами, а также объемов порового пространства, дренируемого каждой из добывающих скважин. Величины потоков и дренируемые объемы были получены расчетным путем на гидродинамической модели линий тока.

Выбор такой методологии обусловлен тем, что именно модели линий тока, в отличие от традиционных сеточных моделей, являются источниками количественной информации о направлениях и интенсивностях потоков между нагнетательными и нефтяными скважинами, о взаимовлиянии скважин по потокам флюидов и о поровых объемах, дренируемых каждой из скважин. Это позволяет удовлетворить требованиям регламентных документов и классифицировать нагнетательные и нефтяные скважины по эффективности, провести анализ равномерности вытеснения нефти водой от нагнетательных к добывающим скважинам, рассчитать текущий коэффициент охвата вытеснением и оценить эффективность системы разработки и заводнения в целом.

Для построения модели линий тока используется программная система – симулятор 3DSL компании Streamsim Technologies (2004 г.). В качестве исходной геолого-геофизической информации для построения этой модели используется информация, подготовленная для построения модели симулятором ECLIPSE.

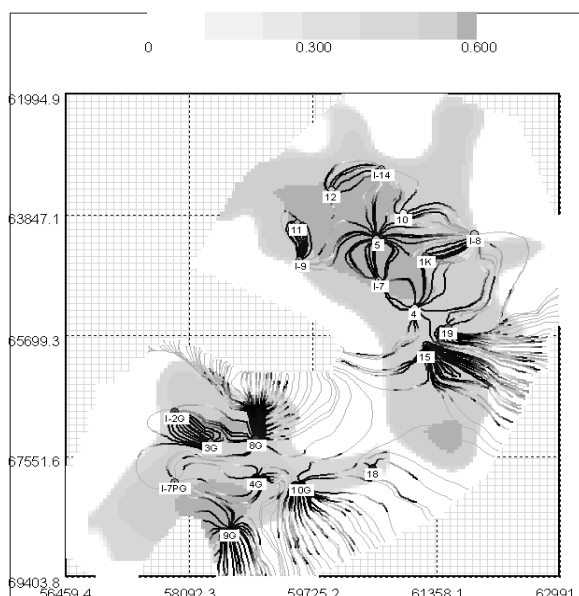


Рис.1. Карта линий тока на 01.01.2005, совмещенная с распределением начальной нефтенасыщенности

1. Эффективность нагнетательных скважин

Метод линий тока позволяет визуализировать структуру потоков флюидов и дает “снимок” всей структуры потока и взаимодействий скважин. На рисунке 1 приведена карта линий тока.

Совмещение линий тока и распределений текущих насыщенных нефтью в процессе развивающегося заводнения позволило по линиям тока проследить перемещение фронта вытеснения от нагнетательных к нефтяным скважинам.

Эффективность влияния i -той нагнетательной скважины на добычу нефти всеми гидродинамически связанными с ней нефтяными скважинами может быть рассчитана с использованием WAF – коэффициентов:

$$I_{eff_i} = \sum_{p=1}^n WAF^{(2)}_{pi} \quad (1)$$

Параметр I_{eff} показывает: сколько нефти добыто n добывающими скважинами в результате закачки единицы объема воды в i -тую нагнетательную скважину.

Расчет эффективности нагнетательных скважин по формуле (1) выполнен по данным, характеризующим распределение потоков жидкости от нагнетательных скважин к добывающим скважинам и распределение потоков нефти к добывающим скважинам.

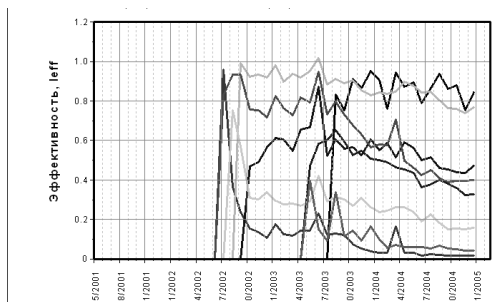


Рис.2. Динамика эффективности нагнетательных скважин

На рисунке 2 приведена динамика эффективности нагнетательных скважин. Видно, что по мере отбора запасов эффективность нагнетательных скважин падает. Классификация нагнетательных скважин по параметру I_{eff} – эффективности влияния на добычу нефти выделяет наиболее эффективные нагнетательные скважины, которые обеспечивают наибольшую добычу нефти на 1 м³ закачанной воды. Наиболее неэффективные скважины при значительном объеме закачки обеспечивают небольшие дебиты нефти.

К числу наиболее эффективных скважин относятся скважины для которых показатель $I_{eff} > 0,7$. Для увеличения дебитов добывающих скважин по нефти целесообразно перераспределить закачку в пользу высокоэффективных скважин, обеспечив необходимые значения их приемистостей.

К числу неэффективных скважин относятся нагнетательные скважины, показатель I_{eff} которых $< 0,25$, закачка в такие скважины может быть прекращена без существенных потерь в добыче нефти.

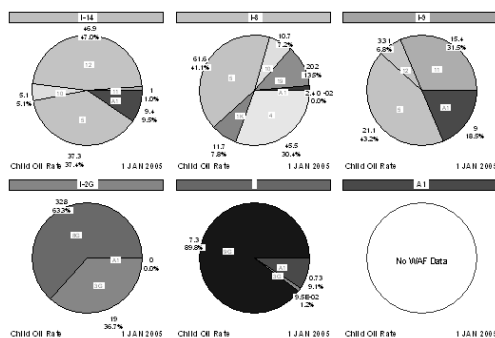


Рис. 3. Структура потоков нефти

Так, например, нагнетательная скважина 7P поддерживает нагнетанием 4 добывающих скважин. Причем большая часть закачиваемой воды (63%) идет на поддержание потоков флюидов к добывающим скважинам 9G и 4G. 94,2 м³/сут. закачиваемой воды обеспечивает приблизительно 79 м³/сут. дебита нефти в гидродинамически связанных добывающих скважинах. Это обеспечивает эффективность работы данной нагнетательной скважины по поддержке добычи нефти около 83 %.

На рисунке 3 приведены примеры структур потоков нефти, притекающих к добывающим скважинам от нагнетательных скважин, гидродинамически связанных с ними нагнетательных скважин.

2. Влияние нагнетательных скважин на обводнение продукции добывающих скважин

Влияние i -той нагнетательной скважины на обводнение продукции конкретной p -той добывающей скважины может быть оценено $WAF^{(1)}_{pi}$ – коэффициентом.

Суммарное влияние i -той нагнетательной скважины на обводнение продукции n гидродинамически связанных добывающих скважин может быть рассчитано по формуле:

$$Iwcut_i = \sum_{p=1}^n WAF^{(1)}_{pi} \cdot (2)$$

Параметр $Iwcut$ показывает: сколько воды отобрано n скважинами в результате закачки единицы объема воды (газа) в i -тую нагнетательную скважину.

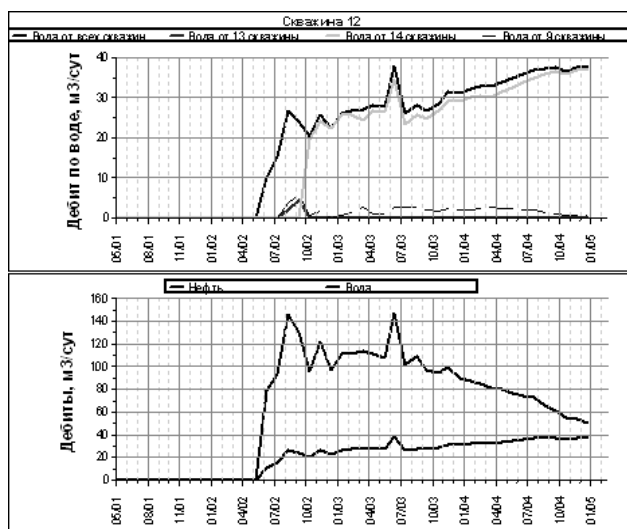


Рис.4. Влияние нагнетательной скважины

добывающих скважин.

3. Эффективность участия нагнетательных скважин в процессах компенсации

Эффективность использования воды, закачиваемой в i -тую нагнетательную скважину для компенсации отбора пластовых флюидов n добывающими скважинами, можно оценить с помощью WAF – коэффициентов:

$$Ioffset_i = \sum_{p=1}^n WAF_{pi} \cdot (3)$$

где n – число добывающих скважин, гидродинамически связанных с i -той нагнетательной скважиной.

В формуле (3) параметр $Ioffset$ показывает долю жидкости, притекающую по линиям тока к n добывающим скважинам от i -той нагнетательной скважины, от общего объема закачиваемого вытесняющего агента в эту скважину. Окончательное суждение о величине компенсации отбора закачкой может быть сделано после решения уравнения материального баланса для зоны дренирования.

Наиболее неэффективно используется вода, закачиваемая в скважины 13 и 5G. Для этих скважин 88% и 98% объемов воды по данным моделирования уходит в сторону контура питания пласта.

Наиболее эффективно по величине параметра $Ioffset$ работают нагнетательные скважины 7P, 2G, 7 и 8.

4. Оценка сбалансированности системы заводнения

Модель линий тока так же позволяет произвести оценку сбалансированности заводнения. Сбалансированной системой заводнения будем называть систему с одновременным продвижением фронта вытеснения водой со стороны ближайших нагнетательных скважин (Крейг, 1983). Для сбалансированной системы заводнения коэффициент охвата вытеснением и КИН будут максимальными. Напротив, несбалансированность системы заводнения и потоков таит опасность преждевременного прорыва воды от нагнетательных скважин и раннего обводнения продукции скважин, может привести к пониженному КИН.

По результатам расчетов на модели линий тока строится карта структуры потоков жидкости к добывающим скважинам (рис. 5). Эта карта позволяет визуально оценить сбалансированность системы заводнения и структуру потоков, приходящих от нагнетательных к добывающим скважинам.

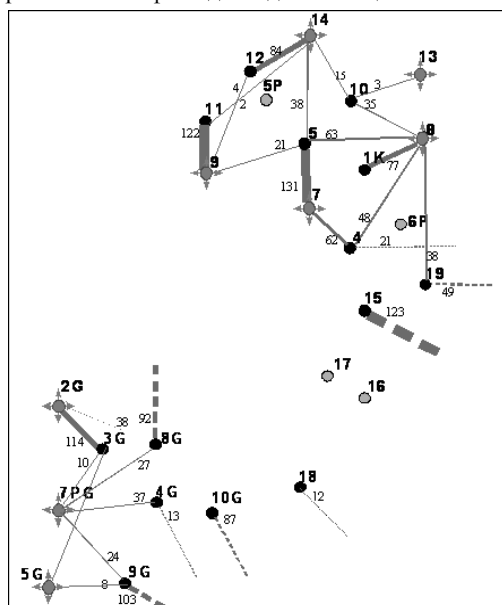


Рис.5. Карта структуры потоков жидкости к добывающим скважинам

Основные выводы

1. Модели линий тока, в отличие от традиционных сеточных методов, позволяют получить принципиально новую информацию о взаимодействиях каждой пары “нефтяная – нагнетательная” скважина и дифференцировать дренируемые поровые объемы, рассчитывать компенсацию отборов закачкой по скважинам.

2. Результаты моделирования методом линий тока – основа для быстрого и эффективного количественного анализа реальных, сколь угодно сложных систем заводнения, и классификации скважин по эффективности. Такой анализ – основа оптимизации систем заводнения.

3. Количественный анализ необходим для анализа эффективности систем воздействия на залежи и формирования гидродинамических регулирующих воздействий как при проектировании систем разработки месторождений, так и при оперативном геолого-промысловом анализе.

Литература

1. Борисов Ю.П., Рябинина З.К., Воинов В.В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. – М.: Недра, 1976. – 285 с.
2. Ковалев В.С., Житомирский В.М. Прогноз разработки нефтяных месторождений и эффективность систем заводнения. – М.: Недра, 1976. – 247 с.
3. Крейг Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. – М.: Недра, 1983. – 189 с.
4. Thiele M.R. Streamline Simulation // Proceedings of the 6th International Forum on Reservoir Simulation September 3rd-7th. – Austria, 2001 – P. 145–148.
5. Baker R.O., Kuppe F., Chugh S., Bora R., Stojanovic S., Batycky R. Full-Field Modeling Using Streamline-Based Simulation: 4 Case Studies, 2002. – 198 p.

ТАРИРОВКА СКВАЖИННОГО ПРИБОРА, ПРИМЕНЯЕМАЯ ПРИ ОБРАБОТКЕ ДАННЫХ ИНКЛИНОМЕТРИИ

А.Н. Ильин

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Контроль за строительством ствола скважины производится специальными телеметрическими (навигационными) системами, которые входят в обязательный комплекс промыслово-геофизических исследований скважин.

При наклонно-направленном бурении важны определения основных параметров (угла и азимута), характеризующих искривление буровых скважин, посредством которых производится определение фактических координат забоя бурящихся скважин. По данным замеров угла и азимута искривления скважины, а также глубины ствола в точке замера строится план (инклинограмма) – проекция оси скважины на горизонтальную плоскость и профиль – вертикальная проекция на плоскость магнитного меридиана, широтную или любую другую (Итенберг и др., 1982).

Главная цель проведения программы тарирования скважинного прибора – устранение погрешностей и линеаризация нелинейности датчиков углов. Нелинейности зенита и отклонителя (угол поворота вокруг своей оси) имеют такую же природу и характер, как и нелинейности синусно-косинусного вращательной трансформации. Величины ошибки измерения углов у этих датчиков незначительны, но они влияют на ошибку измерения угла азимута. Большая погрешность датчика азимута вызвана следующими нелинейностями:

- величиной вектора магнитного склонения Земли (планеты);
- наличием сухого трения, качения и «мертвой» (ноль) зоны в подшипниках компенсирующих изменение углов зенита и отклонителя.

Программное обеспечение по тарированию прибора должно решать следующие основные навигационно-технологические операции: расчет скорости проходки, определение глубины забоя и длины ствола скважины, определение текущих значений зенитного угла призабойной части ствола скважины по корреляции кривых детального механического каротажа и азимута положения долота, локации кровли или подошвы продуктивного пласта и определение апсиодальной плоскости местоположение долота между ними.

Решение этих операций связано с вопросами:

- предельных навигационных параметров;
- асчета координат и построения профиля и плана ствола скважины;
- точнения (коррекции) траектории ствола скважины.

Датчики измерения глубинных параметров скважины размещены в контейнере, который закреплен в корпусе. В контейнере размещены датчики для измерения азимута, угла установки отклонителя и зенитного угла. Принцип действия датчика азимута (ДА) основан на применении магнитного чувствительного элемента в виде стержня, устанавливаемого по направлению магнитного меридиана. Чувствительный элемент связан с ротором синусно-косинусного вращающегося трансформатора (СКВТ), работающего в режиме фазовращателя. Компас датчика азимута имеет груз для приведения прибора в горизонтальное положение.

Глубинное измерительное устройство размещают непосредственно над отклонителем или над отрезком УБТ, устанавливаемым для регулирования интенсивности изменения пространственного положения скважины. Внутри измерительного устройства в герметичном контейнере размещены датчики для измерения азимута, зенитного угла и угла установки отклонителя, а также электронные преобразователи для частотного модулирования полученных сигналов и передачи их на поверхность в виде времяимпульсной информации.

Информация передается на поверхность по кабельному каналу связи, сбрасываемому через герметизирующее устройство вертлюга. В ходе наращивания инструмента контактный стержень извлекают на поверхность и при дальнейшем бурении ориентирование инструмента повторяют заново.

Датчик азимута инклинометра как прибор служит для исследования параметров скважин, в частности в инклинометрии, и может быть использовано в условиях нормального геомагнитного поля. Цель изобретения - повышение точности измерений азимута.

При выполнении работы были использованы следующие программные комплексы:

- Builder v6.0 фирмы Borland;
- Visual C++ v6 фирмы Microsoft.

При проведении тарировочных работ используется таблица (рисунок). Таблица тарировки по зениту, азимут по зениту, и азимут по отклонителю. Все числа представлены в вещественной форме.

Первая таблица служит для тарировки значений датчика зенита, она включает два столбца – истинное значение и значение, полученное от прибора. Для вычисления истинных значений будем использовать интерполяционную формулу Лагранжа, основываясь на этой таблице. Это позволит вычислить значение в любой точке, заданной окрестностью заданных значений.

Далее производят заполнение второй таблицы – истинные и полученные от датчика значения азимута при заданных углах зенита. Здесь мы уже имеем зависимость от двух переменных – от значений зенита и значений азимута, полученных с прибора. Было бы целесообразно использовать нейронную сеть обратного распространения. Экспериментальной частью служит третья таблица, где мы имеем зависимость от трёх переменных азимута по отклонителю – значений с прибора, значение зенита и значение отклонителя.

Для автоматизации тарировки прибора нами реализована специальная компьютерная программа. Программа содержит PageControl, с помощью которого производится переключение между таблицами, а именно тарировкой по зениту, азимута по зениту, и азимута по отклонителю. Таблица представлена объектом StringGrid.

В правой части имеется поле для изменения шага проведения тарировки, поля редактирования ячейки – добавление, изменение и удаление. А так же кнопка для добавления, изменения и удаления столбцов.

Таблица тарировки по зениту представлена классом TZenitTable, который наследует процедуры класса TTwoValue, в котором с помощью шаблона Vector хранится информация, а также реализуются методы её изменения. Таблица тарировки азимута по зениту и азимута по отклонителю представлена классом TAzimutTable.

Был создан класс TTarirTable, который включает в себя классы TZenitTable и TAzimutTable.

Нажатие на кнопки изменить, добавить и удалить приводит к вызову методов класса TTarirTable, которые модифицируют информацию в Vector'e. Далее производится перерисовка нужной таблицы.

Сложность состоит в том, что шаг при проведении тарировки по зениту является дробным числом, что непременно должно быть отображено в программе, а при тарировке азимута – шаг дискретный.

Имеется отдельное поле для ввода номера прибора. При нажатии на ячейки объекта StrinGrid необходимо, что бы выделялась пара ячеек – эталон и прибор, для чего был добавлен код, запоминающий текущую активную ячейку и производящий их выделение. При нажатии на кнопку “+” или “-” производится корректировка эталона на 0.1. Стрелками производится корректировка значения на шаг. Также имеется код для построения графика, который наглядно представляет введенную информацию.

В программе содержится объект TМемо для хранения трёх последних чисел, значений прибора.

Работа данной программы позволяет автоматизировать процесс определения характеристик искривления ствола скважины и передачу истинных данных для дальнейшей визуализации полученной информации (рис.).

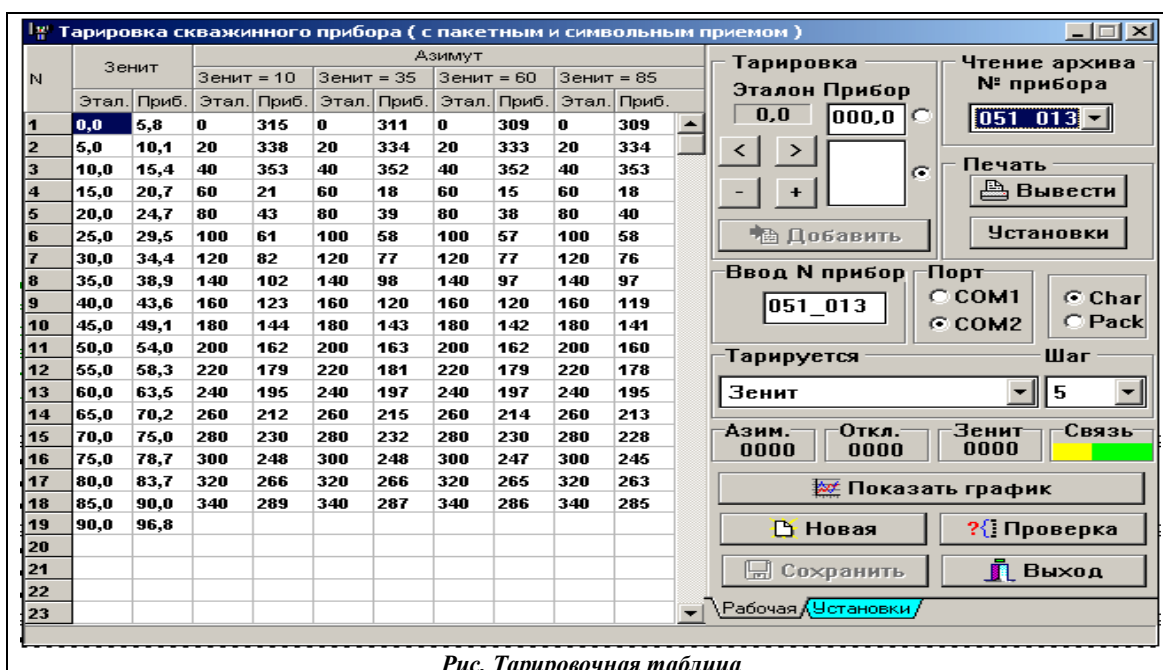


Рис. Тарировочная таблица

Литература

1. Итенберг С.С., Дахкильтов Т.Д. Геофизическое исследование в скважинах. – М.: Недра, 1982. – 240 с.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ И СОСТАВОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ КИСЛЫХ ГАЗОВ В СЛОЖНЫХ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

С.К. Исакова, Р.Е. Зонтов, А.М. Булдакова

Научный руководитель доцент **А.А. Шевяхов**

Астраханский научно-исследовательский и проектный институт газа, г. Астрахань, Россия

Современный уровень разработки нефтяных и газовых месторождений характеризуется осложнением геолого-технических условий вследствие: 1) увеличения глубин скважин, роста температур, пластовых давлений; 2) наличия высоких концентраций кислых газов в продукции скважин, таких как сероводород и углекислый газ; 3) необходимости использования сложного подземного оборудования; 4) возросшими требованиями по охране окружающей среды и предотвращению аварийных ситуаций.

Характерными примерами такого положения являются месторождения Прикаспийской впадины, Оренбургское и ряд других. В частности, к ним можно отнести и Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ), разработка которого осложняется комплексом горно-геологических факторов – высокое содержание агрессивных газов в пластовом флюиде (H_2S – 25%, CO_2 – 20%), высокие пластовые давления (50–60 МПа) и температуры (110–120 °С), большие глубины (4100 м).

Обеспечение эффективной и безопасной эксплуатации газовых скважин, работающих в высокоагрессивных условиях требует разработки специальных технологий, основным элементом которых являются технологические жидкости и составы. Значительные осложнения при работе газовой скважины имеют место при возникновении негерметичности подземного (пакер, циркуляционный и ингибиторный клапана, компенсатор, резьбовые соединения насосно-компрессорных труб) и устьевого оборудования (уплотнительные элементы устьевого оборудования). Это приводит к миграции пластового флюида по затрубному пространству, его концентрации в приустьевой части скважины – образованию "газовых шапок" и, как следствие, к повышенному коррозионному воздействию на эксплуатационную и техническую колонны, НКТ, уплотнительные элементы устьевого оборудования, возможному перетоку газа из затрубного в межколонное пространство. Вышеперечисленные факторы приводят к различным осложнениям, которые могут стать причиной досрочного выхода эксплуатационных скважин в капитальный ремонт (КРС), а иногда и ликвидации.

В связи с этим, для продления межремонтного периода эксплуатации скважин, необходимо иметь технологические решения по восстановлению герметичности скважинного оборудования, герметизации затрубного пространства для предотвращения миграции пластового газа, разработать рецептуры жидкостей для закачивания, консервации и глушения скважин.

Исходя из опыта применения технологических жидкостей различного назначения в жёстких термобарических условиях Астраханского ГКМ, основными требованиями к разрабатываемым составам являются: 1) плотность в интервале 1300–1600 кг/м³; 2) минимальное количество твёрдой фазы, причём твёрдая фаза должна быть кислотоводорастворимой, либо быть поглотителем сероводорода, либо эффективным коагулянтом (ликвидация негерметичности подземного оборудования (ПО)); 3) ингибирующие свойства по отношению к металлическим поверхностям; 4) сохранение естественной проницаемости продуктивного коллектора; 5) устойчивость к химическим и термобарическим условиям АГКМ; 6) определённые, в зависимости от области применения, структурно-реологические свойства; 7) простота приготовления; 8) низкая стоимость и доступность исходных реагентов; 9) отсутствие отрицательного влияния на процессы сепарации и переработки пластового флюида.

Специалистами института АстраханьНИПИГаз ведётся разработка рецептуры технологических жидкостей, не содержащей в своём составе твёрдой фазы и удовлетворяющей условиям Астраханского ГКМ. До настоящего времени в газопромисловой практике АГКМ, в качестве технологических жидкостей применялись различные виды глинистого бурового раствора, ингибированное дизельное топливо и в ограниченном количестве гидрофобные эмульсии (ГЭР на основе хлористого кальция и дизельного топлива).

Приведённые выше составы, за исключением ингибированного дизельного топлива, содержат в своём составе твёрдую фазу, что отрицательно влияет на проницаемость продуктивного коллектора, а при использовании их в качестве надпакерной жидкости твёрдая фаза может выпадать в осадок, приводя к снижению плотности и прихвату труб.

В отечественной и зарубежной литературе (Грэй и др., 1985; Роджерс, 1967) убедительно доказано преимущество применения светлых (не содержащих твёрдой фазы) технологических жидкостей по сравнению с глинистыми растворами. Однако данный вид жидкостей мало используется в газопромисловой практике по причине высокой стоимости исходных реагентов, а наиболее часто применяемый бромид кальция в РФ не выпускается.

Известно, что при совместном растворении двух солей плотность раствора может быть выше плотности индивидуального рассола. В качестве основы технологической жидкости, представленной в таблице, нами была выбрана смесь нитратов применяемых в качестве азотных удобрений. Они имеют низкую стоимость и

выпускаются на предприятиях России. При определенном соотношении солей и растворителя можно приготовить ТЖ с плотностью до 1600 кг/м³, что является достаточным для компенсации пластового давления АГКМ.

Для регулирования структурно-реологических и фильтрационных свойств солевого раствора необходим подбор полимера стабилизатора и наполнителя. Подавляющее количество выпускаемых полимеров коагулируют в солевых растворах содержащих катионы кальция. В нашем случае минерализация раствора по кальцию достигает 180 г/л. Единственным полимером способным к набуханию является полисахаридный реагент выпускаемый Владимирским ЗАО «Полицелл». Кроме солеустойчивости он обладает термостойкостью до 150 °С. С его помощью удалось снизить величину фильтрации при 25 °С до 0,3 мл.

Таблица

Параметры технологической жидкости без твердой фазы

№	Технологический параметр	Значение
1	Плотность, кг/м ³	До 1600
2	Динамическая вязкость при 25/95 °С, Па*с	2,3/0,8
3	Статическое напряжение сдвига за 1/10 минут, дПа	4/4
4	Фильтрация при 25/115 °С	0,3/35
5	Скорость коррозии, мм/год	0,1
6	Температура кристаллизации, °С	-10
7	Термостабильность, °С	150
8	Водородный показатель, рН	8-9

В качестве ингибитора коррозии предполагалось использование водорастворимого или диспергируемого ингибитора. По причине высокой концентрации солей в растворе оптимальным решением данной задачи явилось применение ингибитора солеотложений и коррозии выпускаемым Волгоградским заводом «Химпром». Следует отметить, что применение ингибитора солеотложений позволило перевести температуру кристаллизации ТЖ в отрицательную область. Так добавка 1% ингибитора в раствор плотностью 1600 кг/м³ снижает температуру кристаллизации с +5 до -10 °С. Дополнительно, в целях снижения сероводородной коррозии, вместо воды использовался технический водный раствора аммиака.

Разработанный состав технологической жидкости является универсальным по назначению и с определенными доработками может найти применение для заканчивания скважин, в качестве жидкости перфорации, гидроразрыва пласта, жидкости глушения и консервации, а также как надпакерная и заколонная жидкость.

В направлении разработки специальных составов для восстановления герметичности уплотнительных элементов устьевого оборудования специалистами института АНИПИгаз проведен комплекс лабораторных и стендовых исследования. Герметизирующие составы позволяют решить данную задачу, применительно к условиям АГКМ должны обладать: 1) устойчивостью к сероводородной и углекислотной агрессии; 2) способностью полимеризоваться в температурном интервале 80–100 °С; 3) высокой проникающей и адгезионной способностью; 4) возможностью регулирования реологических свойств в широком диапазоне; 5) способность полимеризоваться в присутствии пластового флюида; 6) способностью сохранять изоляционные качества в течение длительного времени; 7) технология приготовления и проведения операции по закачке состава должна быть по возможности проста и экономически целесообразна.

При выполнении лабораторных исследований для решения поставленной задачи за основу была выбрана эластомерная композиция на основе натурального и натрийбутадиенового каучуков. Исследования проводились по разработанной методике, позволяющей оценить герметизирующую способность разрабатываемых составов и получить достаточно полную информацию об их свойствах с учетом суммарного влияния дестабилизирующих факторов. Методика сочетает в себе стандартные методы определения физико-механических параметров эластомеров – условной прочности (f), остаточной деформации (ϵ_p), твердости T_g , пластичности (P), испытания на установке высокого давления – для исследования процесса набухания эластомеров под давлением, а также метод определения герметизирующей способности составов с помощью пластомера (определение адгезии к металлу). Изменение физико-механических свойств составов проводилось в направлении регулирования сроков полимеризации состава, повышения пластичности и устойчивости к воздействию кислых газов. На основе эластомерной композиции на Астраханском ГКМ испытана и внедрена технология восстановления герметичности уплотнений устьевого оборудования. Основная задача данной технологии это разобщение затрубного и межколонного пространства (МКП) посредством проникновения состава в область негерметичного эластомерного уплотнения с последующей его полимеризацией. При этом дополнительно создается герметизирующая упругая среда в области уплотнения и появляется возможность применения штатной технологии закачки уплотнительной пасты.

На данный момент проведено 11 скважино-операций по восстановлению герметичности уплотнений устьевого оборудования. В результате выполненных работ устранен переток пластового газа с агрессивными компонентами, скапливающегося в приустьевой части затрубного пространства в МКП, тем самым продлен межремонтный период эксплуатации, предотвращены работы по глушению данных скважин. По результатам проведенных испытаний эластомерной композиции для восстановления герметичности уплотнительных элементов устьевого оборудования разработана и утверждена технологическая инструкция «Восстановление герметичности уплотнений трубных и колонных головок скважин АГКМ эластомерным составом».

На основании результатов проведенных промысловых испытаний технологических жидкостей без твердой фазы в качестве надпакерных жидкостей данные технологии включены в Стандарт предприятия «Порядок работ на скважинах с негерметичным затрубным пространством».

Литература

1. Грей Дж.Р., Дарли Г.С. Состав и свойства буровых агентов. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
2. Роджерс В.Ф. Состав и свойства промывочных жидкостей. – М.: Недра, 1967. – 599 с.

ПОВЫШЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ

С.К. Исакова, Р.Е. Зонтов, А.М. Булдакова

Научный руководитель доцент А.А. Шевяхов

Астраханский научно-исследовательский и проектный институт газа, г. Астрахань, Россия

Обеспечение производительности эксплуатационных скважин, адекватной потенциальным возможностям продуктивного пласта и планируемого уровня добычи углеводородного сырья на Астраханском ГКМ в силу достаточно низкой проницаемости коллектора порово-трещинного типа невозможно без проведения мероприятий по интенсификации притока газа.

Применяемые технологии интенсификации притока должны способствовать раскрытию трещинной части коллектора, проникновению активного состава на глубину проникшего кольтманта и его разрушению, минимальному коррозионному воздействию на элементы подземного оборудования (ПО), интенсивному выносу продуктов реакции из трещины и предотвращению их накопления, что могло бы необратимо снизить проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП) (Токунов и др., 2004).

Работы по интенсификации притока на АГКМ предусматривают три технологических уровня, представленных на рис. 1.

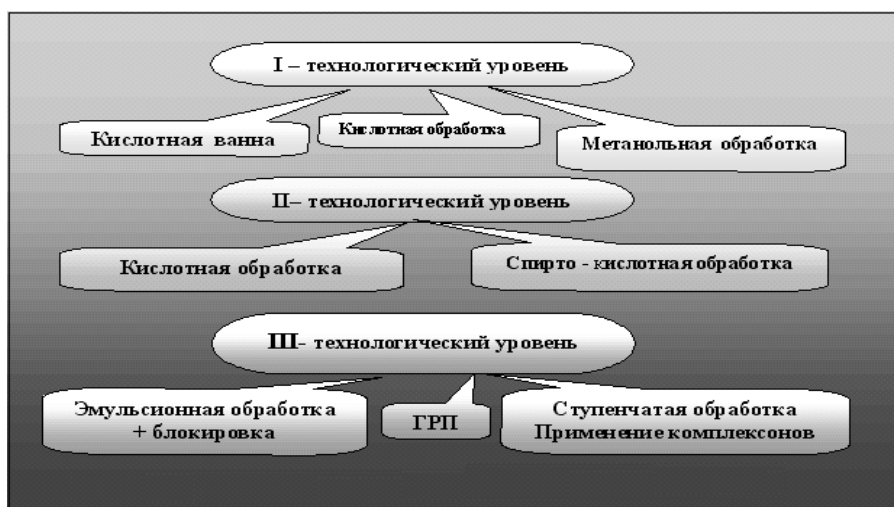


Рис.1. Технологические уровни работ по интенсификации

При этом, рациональная технологическая схема работ по интенсификации притока газа сводится к следующему:

I-ый технологический уровень – Кислотная ванна (КВ) или малообъемная соляно-кислотная обработка (СКО) с объемом HCl в пределах 30–40 м³ и первичная обработка – СКО с объемом кислоты около 100 м³. Цель этих обработок – максимальная очистка фильтровой части эксплуатационной колонны и околоствольной зоны пласта от глинистого раствора, барита и глины.

II-ой технологический уровень – СКО с увеличенным по сравнению с первичной обработкой объемом кислоты до 250–300 м³. Разновидностью этой обработки является метанольно-(спирто)-кислотная обработка МСКО.

Эффективное осуществление технологий второго уровня неизбежно сопровождается увеличением объемов закачиваемой активной жидкости с каждой последующей кислотной обработкой. Эффективность каждой последующих обработок, как правило, снижается. В случае, если объемы кислоты при обработках незначительно превышают предыдущие, не происходит увеличения глубины обработки пласта и установления надежной гидродинамической связи ствола скважины с новыми, не вовлеченными ранее в активную фильтрацию, участками.

III-й технологический уровень – гидравлический (гидрокислотный) разрыв пласта (ГРП) с

использованием загущённой кислоты, закачка кислотной гидрофобной эмульсии, обработка ПЗП комплексообразующими соединениями, кислотная обработка с временной блокировкой наиболее дренированного интервала, высокоскоростные кислотные обработки. Помимо вышеперечисленных технологий на данном технологическом уровне применяется специальный динамический режим закачки раствора кислоты в пласт (давление и объёмная скорость закачки) с целью удаления с поверхности карбонатной породы слоя продуктов реакции и обеспечения более полного использования химической энергии соляной кислоты в пласте. Основные факторы при выборе объекта обработки на всех технологических уровнях представлены на рис. 2.

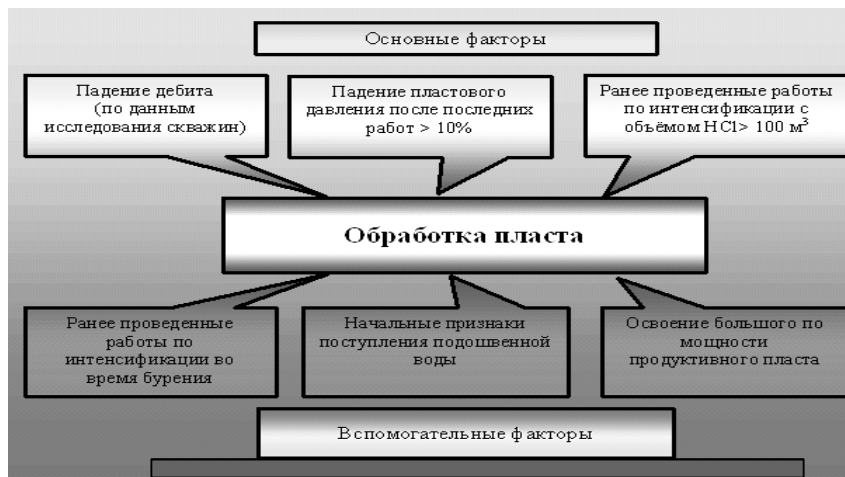


Рис.2. Схема принятия решения на проведение работ III –го уровня

Работы по интенсификации притока газа в процессе эксплуатации скважин на АГКМ начали проводиться с 1986 года. В ходе выполнения работ применялись различные технологии и составы рабочих жидкостей. За весь период разработки месторождения было проведено 476 различных по технологии обработок пласта. Эффективность мероприятий представлена в таблице.

Таблица

Эффективность мероприятий по интенсификации притока газа за весь период разработки АГКМ

Технология обработки	Средняя кратность эффекта
Метанольная обработка	0,83
Кислотная ванна (КВ), в т.ч.	1,2
– КВ + растворение забоя	1,37
– КВ + ингибирование	1,07
Соляно-кислотная обработка (СКО), в т.ч.	2,26
– с временной блокировкой	1,47
– в ступенчатом режиме	1,53
– в скоростном режиме	1,43
Метанольная СКО, в т.ч.	1,83
– в скоростном режиме	1,64
Кислотная эмульсия, в т.ч.	1,84
– с временной блокировкой	1,56
Гидравлический разрыв пласта	1,96
Другие технологии обработки	1,95
По всем технологиям	1,89

В качестве показателя эффективности обработок принята кратность эффекта, т.е. отношение дебита после обработки к дебиту до обработки. Самый высокий показатель кратности эффекта у первичных обработок. Так, например, по тем 32 обработкам, по которым имеется информация о кратности эффекта, этот показатель в среднем составил 3,66. Далее до порядкового номера 4 включительно происходит снижение этого показателя (технологии второго уровня), а затем у пятых и шестых обработок он вновь повышается (это, как правило, работы третьего технологического уровня – обработки с применением эмульсии, гидрокислотные разрывы пласта).

Анализ результатов проведённых обработок показал, что продолжительность действия технологического эффекта СКО колеблется в широких пределах от 1–2 месяцев до 6–12 и даже 20 месяцев. Такое разнообразие результатов можно объяснить, с одной стороны, особенностями технологии и организации проведения обработки. Однако главной причиной, на наш взгляд, являются особенности коллекторских свойств

карбонатной породы и, в частности, соотношение поровой проницаемости матрицы породы и трещинной проводимости продуктивного пласта, а также величина его газонасыщенной ёмкости.

Кислотные эмульсии. Эффективность солянокислотных обработок (СКО) зависит от глубины проникновения активной кислоты в пласт, однако, многочисленные исследования показывают, что продолжительность реакции соляной кислоты с карбонатной породой не превышает нескольких минут. Это говорит о том, что активность кислоты теряется практически в пристволевой зоне, далеко вглубь трещины кислота не проникает и декольматации трещины не происходит. В этих условиях увеличение эффективности обработки, в основном, направлено на снижение скорости взаимодействия кислоты с карбонатной породой добавлением в нее различных поверхностно-активных веществ (ПАВ) и полимеров-замедлителей.

Одним из видов обработок III-го технологического уровня является обработка продуктивного пласта гидрофобной кислотной эмульсией. Этот вид воздействия на карбонатный коллектор обеспечивает более глубокое проникновение в пласт активной соляной кислоты за счет замедления скорости взаимодействия с карбонатной породой. Промысловые работы с использованием кислотных эмульсий проведены на целом ряде эксплуатационных скважин. При этом, несмотря на значительную трудоемкость и сложность проведения эмульсионных обработок по сравнению с простыми СКО, только после их проведения целый ряд скважин был введен в эксплуатацию с высоким дебитом.

Применение кислотных эмульсий совместно с блокирующим составом на углеводородной основе позволяет не только замедлить реакцию кислоты с карбонатным коллектором, но и временно изолировать более проницаемые пропластки с целью создания проводящих каналов в массиве карбонатной породы, не подвергавшемся воздействию кислоты в процессе предыдущих обработок.

Гидроразрыв пласта. Технология ГРП на скважинах АГКМ применялась, как правило, после проведения двух-трех и более обработок, при этом наиболее высокий технологический эффект имел место в случае низких емкостных характеристик продуктивного пласта. Скорость закачки рабочих жидкостей на большинстве скважин поддерживалась более 3,0 м³/мин., а средняя кратность эффекта составила 1,96. Однако для глубоких скважин для реализации ГРП требуются помимо наличия высокопроизводительной насосной техники и специальные составы. В значительной степени этим требованиям соответствуют гидрофобные эмульсионные растворы (ГЭР), в т.ч. гидрофобные кислотные эмульсии. Практика проведения ГРП на АГКМ показала его высокую эффективность при условии правильного выбора объекта и технологических параметров обработки.

Скоростные обработки. Работы по данной технологии проводились при давлениях, превышающих раскрытие микротрещин, что определялось по увеличению скорости закачки рабочей жидкости и падению давления на устье. С целью снижения потерь на трение рабочая жидкость содержала понизитель трения FRA-1, позволивший при скорости закачки 4 м³/мин. и давлении на устье 66,0 – 68,0 МПа иметь на забое давление в пределах 92,0-94,0 МПа и получить эффект раскрытия микротрещин.

Применение фосфоорганических соединений. Недостатком использования соляной кислоты при интенсификации является высокая скорость реакции с карбонатной породой, поэтому обработке подвергается только часть ПЗП, находящаяся рядом с фильтровой зоной скважины, а удаленная часть продуктивного пласта остается без изменений. При этом имеет место повышенная коррозия подземного оборудования и разрушение цементного камня в перфорационной зоне скважины. Кроме того, использование сильных кислот может привести к росту содержания воды в продукции скважин. Для снижения скорости взаимодействия с карбонатной породой предложено вещество, относящееся к классу комплексонов. Это органическое фосфорсодержащее соединение - оксизетилидендифосфоновая кислота (ОЭДФ).

Исследования показали: 1) составы на основе фосфоорганических соединений позволяют почти на два порядка снизить интенсивность взаимодействия с карбонатами по сравнению с соляной кислотой; 2) сочетание с минерализованной средой, содержащей кальций (нитрат кальция, хлористый кальций, пластовая вода), позволяет полностью приостановить реакцию взаимодействия с карбонатами; 3) по сравнению с соляной кислотой фосфоорганические соединения снижают скорость коррозии металла в среднем более чем в 12 раз; 4) цементный камень в среде соляной кислоты растворяется в среднем на 60%, а с разработанным составом практически не реагирует. В результате разработана и внедрена новая технология интенсификации притока газа с использованием фосфоорганических соединений (состав и технология запатентованы в Роспатенте. Патент РФ № 2153579). С применением технологии продуктивность скважин существенно возросла.

Литература

1. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2004. – 240 с.

УЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ И СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НЕФТИ

В.В. Калинина

Научные руководители профессор Н.А Сваровская, доцент Т.А. Гайдукова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Верхнее-Салатская площадь в административном отношении находится в Каргасокском районе Томской области, в географическом – в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности, в междуречье Нюрольки и Чижакки, правых притоков реки Васюган. Верхнее-Салатское газонефтяное месторождение в

тектоническом плане расположено в южной части Средне-Васюганского мегавала и приурочено к одноименному локальному поднятию. Поднятие представляет собой линейно-вытянутую складку северо-западного простирания, размерами по оконтуривающей изогипсе – 2380 м 14х6 км, площадью 80 км². Амплитуда поднятия составляет 100 м, наивысшая отметка в своде – 2280 м.

Морские отложения верхней юры подразделяются на две свиты: нижняя – васюганская (келловей + оксфорд) и верхняя баженовская (волжский ярус). Отложения васюганской свиты подразделяются на две пачки. Нижняя пачка представлена буровато серыми, часто полосчатыми аргиллитами с обилием обугленного растительного детрита и рассеянного пирита. В верхней пачке преобладают песчаные пласты.

Горизонт Ю₁ является основным продуктивным нефтегазоносным горизонтом на описываемой территории и несомненно представляет интерес (Гайдукова и др., 2003). Он сложен серыми и буровато-серыми, мелко- и среднезернистыми, реже крупнозернистыми песчаниками, слабосцементированными (от 4 до 6 песчаных пластов), с прослоями аргиллитов, алевролитов глинисто-известковистых и каменных углей. Песчаные пласты не выдержаны по простиранию и испытывают литологические замещения.

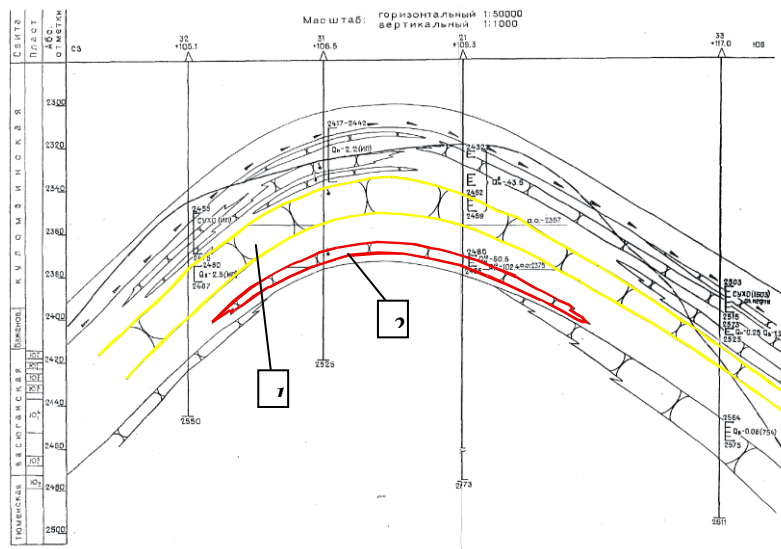


Рис. 1. Структурный разрез: 1 – Ю14; 2 – Ю15

При микроскопическом изучении песчаников отмечается их неоднородность, частая известковистость. Минералогический состав представлен кварцем (46–55 %), полевыми шпатами (35–40 %), иногда их содержание сокращается до 25–30 %, обломками пород (15–20 %), слюдой (1–2 %). В породах в большом количестве присутствуют остатки фауны, замещенные кальцитом, кремнистым веществом, фосфатом. В составе глинистой части зафиксирован каолинит и гидрослюда.

В горизонте Ю₁ (рис. 1) выделяется 5 песчаных пластов (сверху вниз): Ю₁⁰⁻¹, Ю₁², Ю₁³, Ю₁⁴, Ю₁⁵. Пласты Ю₁⁴ и Ю₁⁵ наиболее мощные. Они прослеживаются во всех скважинах и разделяются между собой небольшой перемычкой в виде крепкого известковистого песчаника.

Пласт Ю₁⁴ приурочен к нижней части горизонта Ю₁, выдержан в пределах структуры, имеет общую мощность 6–10 м. Эффективная мощность пласта составляет соответственно 5–8 м. Пласт представлен мелкозернистым песчаником слабо и средне сцементированным, с прослоями крепких известковистых песчаников. Открытая пористость песчаников – 17,5 %, проницаемость – до 215 мД.

Пласт Ю₁⁵, залегающий в подошве горизонта, представлен маломощным водоносным песчаником, невыдержанным по площади. Общая мощность горизонта Ю₁ составляет 38–44 м. Он повсеместно перекрыт глубоководными битуминозными аргиллитами баженовской свиты (мощность свиты колеблется от 5–12 м на положительных структурах до 15–25 м во впадинах). Аргиллиты встречаются от темно серых до черных, с коричневым и буроватым оттенками, хорошо отсортированные, плитчатые, с пропластками известняка.

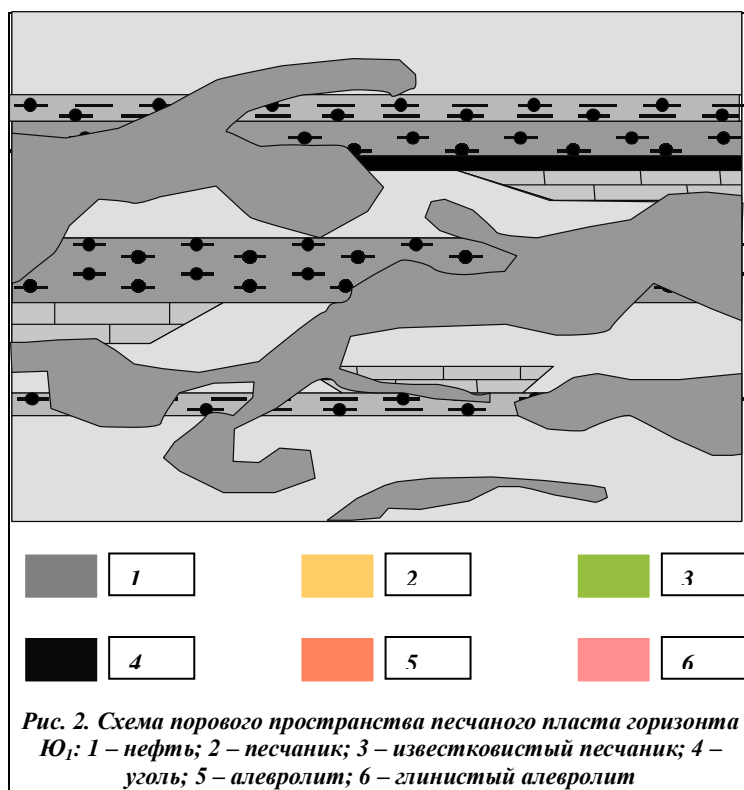
Месторождение открыто в 1967 г. поисковой скважиной № 21, пробуренной в своде поднятия. Залежи нефти и газа приурочены к горизонту Ю₁ васюганской свиты. Приток нефти получен дебитом 32,88 м³/сут. и газа 15,465 тыс. м³/сут.

Насыщающая горизонт Ю₁ нефть содержится в порах песчаника различной крепости, преимущественно слабосцементированного (рис. 2).

Нефти Средне-Васюганского района, относящиеся к верхне- и средне-юрскому возрастам, являются очень легкими ($\rho_4^{20}=0,78-0,84$), маловязкими ($\nu_{20}=2,80-6,21$ сСт), малосернистыми (0,29–0,43 % масс.), с высоким содержанием бензино-керосиновых фракций. Исключение составляет нефть Верхнее-Салатского газонефтяного месторождения, которую трудно охарактеризовать однозначно в связи с его особенностями (Сваровская и др., 2003).

Для всех образцов исследованной нефти отмечено: высокая вязкость ($\nu_{20} \approx$ от 20 до 87,46 сСт), большое содержание парафина (11,8–13,96 % масс.), достигающее до 25,1 по отдельным скважинам (скв. 21 и 25), очень

низкая сернистость (0,07–0,09 % масс.). В составе (% масс.) определено метановых углеводородов 68,63–77,77, нафтеновых 12,54–15,52, ароматических 9,69–12,71, силикагелевых смол 1,92–2,04 %, 2,15–10,91, сернокислотных 9,0–18,0, асфальтенов 0,35–1,10. Температура застывания нефти достаточно высокая $\approx +15$ °С, прослеживается линейная взаимосвязь: с увеличением содержания парафинов в нефти увеличивается ее температура застывания, температура плавления парафина +49–54 °С.



Представляя нефть как коллоидно-дисперсную систему, содержание парафина является значимым фактором, влияющим на процесс её добычи. Исследованиями установлено, что при формировании дисперсной фазы, асфальтеновые структуры, как коллоидные системы, могут удерживать значительную часть парафиновых углеводородов. Молекулярные парафины способны устойчиво находиться между монослоями асфальтенов. По некоторым оценкам величина их может достигать 50 % и более от доли коллоидов (Мухаметзянов, 2003), в зависимости от вида асфальтенов нефти, которые могут различаться по структуре и наличию разных функциональных групп. С увеличением содержания парафинов, работающих как сшивки, увеличиваются механические свойства поверхностных надмолекулярных структур.

Анализируя свойства флюидов аналогичных месторождений (табл. 1) можно предположить, что поверхностные нефти с небольшим содержанием извлечённых асфальтенов и достаточно высоким содержанием парафинов характеризуются заметными величинами остаточных асфальтенов в пластовых условиях, которые задерживаются в коллекторе, адсорбируясь на поверхности пород, что приводит к значительному уменьшению проницаемости и, как следствие, добычи (табл. 2).

Рассматривая поведение нефти Верхне–Салатского месторождения по принципу подобия, как легкие нефти, имеющих высокое содержание парафина, можно рекомендовать для интенсификации её выработки вести целенаправленный подбор активаторов в виде концентратов ароматических углеводородов или азотсодержащих соединений и подавать их на забой в пределах контура питания.

Таблица 1

Составы нефти, добытой из залежи пласта А₄ Ильменевского месторождения и оставшейся в пласте после завершения разработки

Нефть	Содержание, масс. %			
	Асфальтены	Смолы	Парафины	Сера
Добытая	1,70	10,30	5,70	1,40
Остаточная	26,36	14,23	6,24	1,66

Таблица 2

Результаты экспериментальных исследований по влиянию полярных компонентов нефти на её фильтрацию

Жидкость	Песок	Проницаемость по керосину	
		До адсорбции	После адсорбции
Нефть, содержащая асфальтены и нафтеновые кислоты	Из продуктивного горизонта	9,48	6,79
	Кварцевый	10,0	8,94
Керосино-бензольный раствор	Из продуктивного горизонта	9,26	2,61
	Кварцевый	10,6	6,0

Литература

1. Гайдукова Т.А., Сваровская Н.А. Особенности подхода к разработке нефтяных месторождений Томской области // Наука и технология углеводородов, 2003. – № 3. – С. 61–64.
2. Мухаметзянов И.З. Структурная организация макромолекулярных ассоциатов в нефтяных средах. – М.: Химия, 2003. – 156 с.
3. Сваровская Н.А., Гайдукова Т.А. Состояние разработки малодебитных нефтяных месторождений Томской области // Научно-технический вестник ЮКОС, 2003. – № 8. – С. 36–38.

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТРЕХМЕРНЫХ МОДЕЛЕЙ

А.В. Карпухин

Научный руководитель доцент В.В. Гусев

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Компьютерное моделирование является неотъемлемой частью проектирования и эксплуатации залежей углеводородов. Применение гидродинамических пакетов позволяет решать ряд важнейших задач, возникающих при проектировании систем эксплуатации месторождений на различных стадиях разработки.

Уточнением гидродинамической модели является настройка (адаптация) модели по данным истории разработки нефтяной залежи, т.е. на модели воспроизводится вся динамика предшествующей разработки залежи и путем настройки параметров модели достигается совпадение (с достаточно большой точностью) с фактической историей разработки нефтяной залежи. Причем необходимо получить совпадение расчетных и фактических технологических показателей как в целом по пласту, так и по скважинам. В этом случае созданная трехмерная гидродинамическая модель в той или иной степени будет адекватна. Как пример рассмотрим модель Красноармейского месторождения. Моделирование данного месторождения представляло собой два основных этапа. Первый – построение цифровой геологической модели, второй – гидродинамическое моделирование.

Модель пласта Д3вр Красноармейского месторождения имеет следующие характеристики: общее количество ячеек $101 \times 93 \times 3 = 28179$, количество активных ячеек 5030, размер ячейки 50×50 м; модель пласта Д3вр: общее количество ячеек $101 \times 93 \times 3 = 28179$, количество активных ячеек 7407, размер ячейки 50×50 м. Объемное представление модели Красноармейского месторождения представлено на рисунке 1.

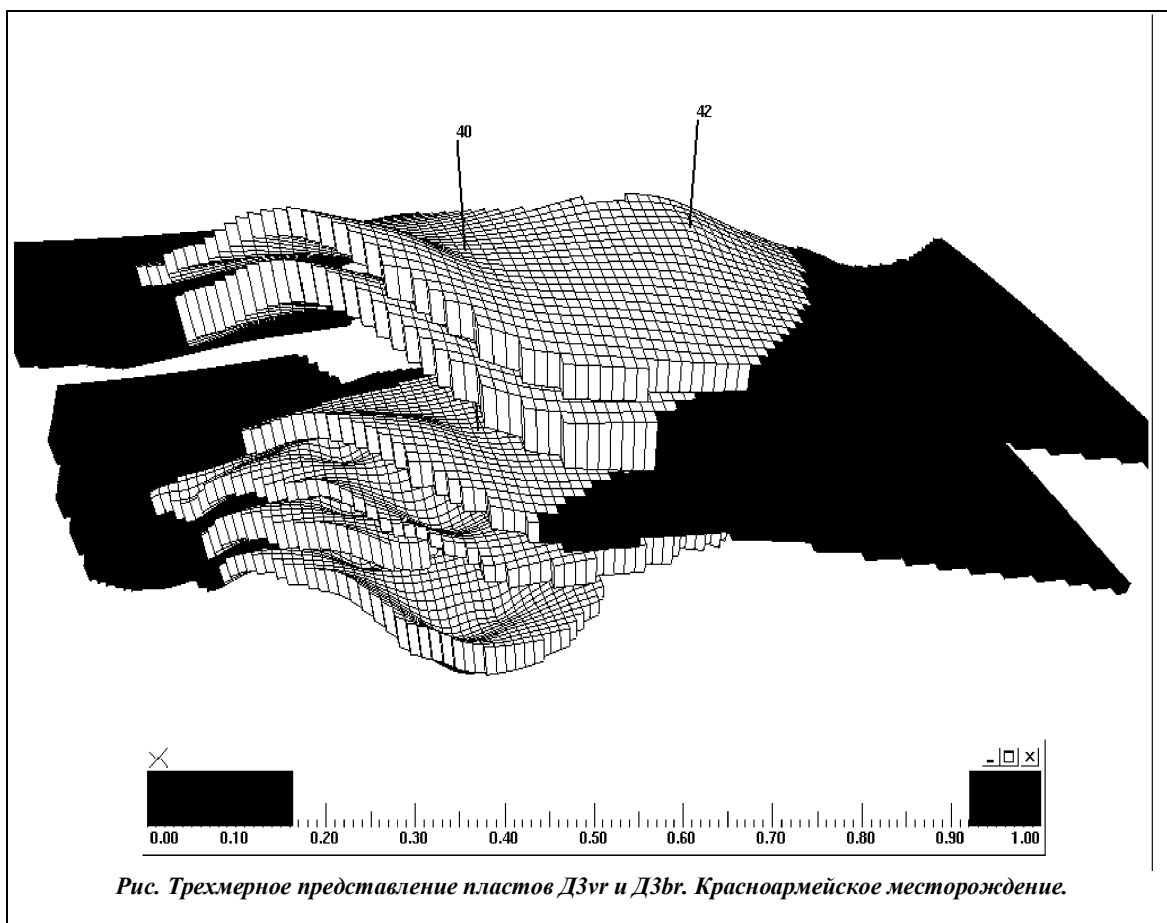


Рис. Трехмерное представление пластов Д3вр и Д3бр. Красноармейское месторождение.

Выбор такой степени детализации представления модели объекта обоснован текущим состоянием информационной базы. Граница залежи в модели определяется с помощью структурных карт по кровле и по подошве коллекторов, построенных с учетом сеймики. Водонапорная система моделируется аналитическим водоносным горизонтом, который связан с каждым из проницаемых слоев.

Основываясь на результатах литологического моделирования, было проведено моделирование пространственного распространения коллекторских свойств и характера насыщения пористой среды пластовыми флюидами.

Адаптация математической модели залежи по истории ее разработки производится с целью достижения максимального соответствия модели процессу разработки моделируемого объекта.

Трудоемкость этапа адаптации, его результативность зависят от сложности и масштабов моделируемого объекта, длительности истории его разработки, детальности и точности геологической модели, надежности геолого-промысловой информации. Адаптация проводилась итерационными методами при изменении параметров пласта, которые не имеют однозначных определенных характеристик. В данной работе перечисленные выше параметры и варьировались при адаптации модели до тех пор, пока динамика расчетных технологических показателей разработки не удовлетворяла фактическим значениям.

Необходимо учитывать коэффициент дренирования залежи. В обратном случае можно получить нереальные прогнозы добычи и завышение экономических результатов (рисунок). Выполнение этих условий позволяет использовать модель для определения выработки залежей нефти моделируемого объекта.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ЛУГИНЕЦКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

К.А. Княжев¹

Научный руководитель доцент Б.Б. Квеско²

¹ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК, г. Томск, Россия

²Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

За период разработки месторождения различным видам геолого-технических мероприятий (ГТМ) подвергнуто 247 скважин, что составляет 48,9% от пробуренного фонда скважин. В общей сложности на скважинах проведено 467 скважино-операций. Все реализованные на скважинах мероприятия можно условно разделить на несколько основных групп:

- уплотняющая перфорация (также в комплексе с физическим или химическим воздействием);
- физические методы;
- химические методы;
- химические методы в комплексе с физическим воздействием;
- гидроразрыв пласта (ГРП).

Проведение уплотняющей перфорации в комплексе с физическими или химическими методами воздействия получило наибольшее распространение на месторождении. В общей сложности таким видам воздействия подвергнуты 189 скважин (245 скважино-операций). После проведения уплотняющей перфорации по скважинам с положительным эффектом получено увеличение дебита нефти с 4.7 до 14.5 т/сут., жидкости с 5.3 до 17.9 т/сут., обводненности – с 9.6 до 12.1%. Дополнительная добыча нефти на 1 скважино-операцию составляет 0.4 тыс. т, средняя продолжительность эффекта оценивается в 11.6 месяцев. Дополнительная добыча нефти по скважинам, выведенным из бездействия, не определялась из-за отсутствия базовых показателей. Однако среднее значение дебита нефти по перечисленным скважинам после проведения уплотняющей перфорации составляет 8.9 т/сут, жидкости – 13.2 т/сут., обводненность – 17.1%. По скважинам с отрицательным эффектом произошло снижение дебита нефти с 16.3 до 12.5 т/сут. Дебит жидкости увеличился с 15.9 до 18.5 т/сут., обводненность возросла с 5.5 до 11.6%. Основной причиной снижения дебита нефти является увеличение обводненности.

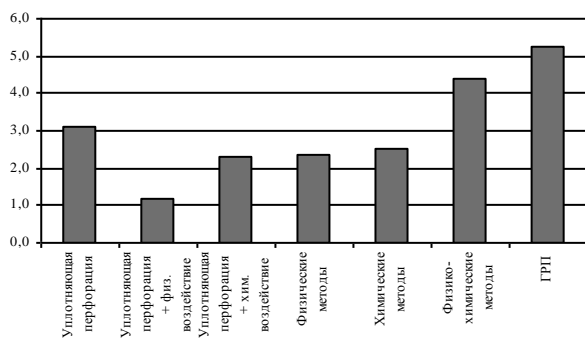


Рис.1. Соотношение дебита нефти до и после ГТМ по скважинам с положительным эффектом

Дополнительная добыча нефти оценивается в 11 тыс. т, на 1 скважино-операцию приходится 0.6 тыс. т дополнительно отобранной нефти. Средняя продолжительность эффекта составляет 12.4 месяца.

С меньшим технологическим эффектом проведены ГТМ включающие проведение уплотняющей перфорации в комплексе с химическими методами воздействия (закачка соляной, плавиковой кислоты или щелочного раствора). В общей сложности такой вид ГТМ реализован на 22 скважинах (23 скважино-операции). В среднем, по скважинам с положительным эффектом получено увеличение дебита нефти с 1.8 до 4.1 т/сут. при росте обводненности с 0 до 7.3%. С отрицательной эффективностью проведены работы на одной скважине - дебит безводной нефти снизился с 2.3 до 1.6 т/сут. По скважинам, выведенным из бездействующего фонда, дебит нефти в среднем составил 0.8 т/сут. при обводненности 90%.

На 4 скважинах уплотняющая перфорация проводилась в комплексе с виброволновым и гидродинамическим воздействием. По одной скважине получен отрицательный эффект – дебит безводной нефти снизился с 1.7 до 0.9 т/сут. По скважине с положительным эффектом получено увеличение дебита безводной нефти с 4 до 4.7 т/сут. По двум скважинам, выведенным из бездействующего фонда, среднее значение дебита безводной нефти составляет 14.7 т/сут. Дополнительная добыча нефти оценивается в 1.3 тыс. т, продолжительность эффекта – 18 месяцев. Таким образом, дополнительная добыча нефти на 1 скважино-операцию составляет 0.3 тыс. т.

В 38 скважинах проведены работы по воздействию на ПЗП физическими методами. Наибольшее распространение получили работы по виброволновому воздействию проводившиеся в 1999 – 2000 г. в рамках программы по интенсификации добычи нефти. Дебит нефти по скважинам с положительным эффектом в среднем увеличился с 2 до 4.5 т/сут. Содержание воды в продукции скважин снизилось с 3.7 до 1.9%. С отрицательной эффективностью проведены работы на 4 скважинах. В среднем дебит нефти снизился с 5.2 до 3.2 т/сут, обводненность выросла до 2.2%. По скважинам, выведенным из бездействующего фонда, дебит нефти в среднем составил 2.4 т/сут., жидкости 3 т/сут., обводненность 15.4%. Дополнительный отбор нефти оценивается в 6.1 тыс. т. В среднем, на 1 скважино-операцию приходится 0.2 тыс. т дополнительно отобранной нефти. Средняя продолжительность эффекта составляет 8.4 месяцев.

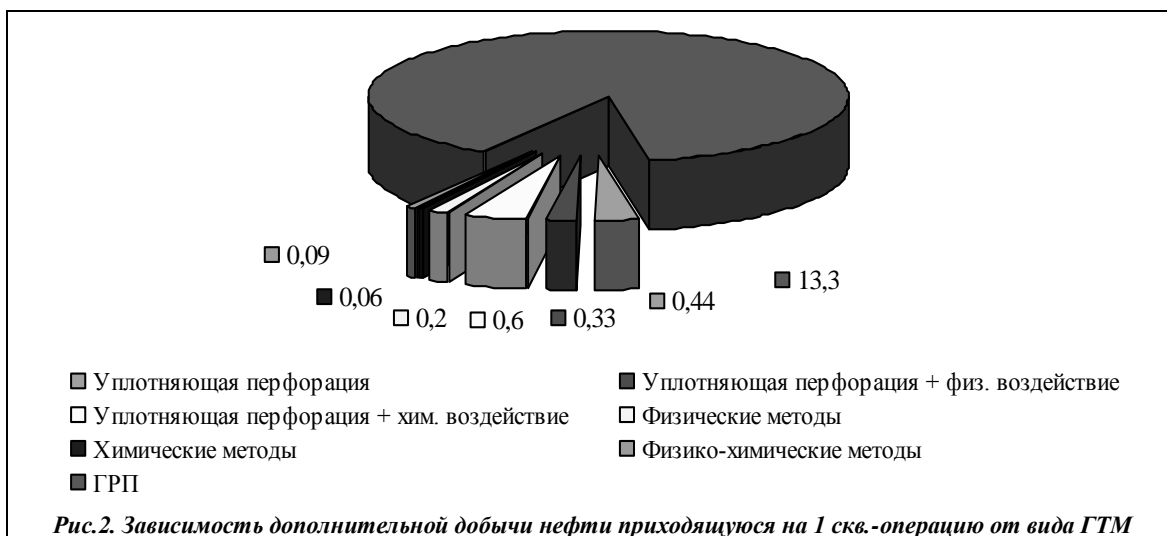


Рис. 2. Зависимость дополнительной добычи нефти приходящуюся на 1 скв.-операцию от вида ГТМ

На 47 скважинах (59 скважино-операций) проведены обработки ПЗП химическими методами воздействия. Наибольшей эффективностью обладают обработки глинокислотой, закачка соляной кислоты и БСК менее эффективна. По скважинам с положительным эффектом дебит безводной нефти в среднем увеличился с 2.1 до 5.3 т/сут. Пять скважино-операций имеют отрицательный эффект – в среднем дебит нефти снизился с 8.1 до 3.2 т/сут, обводненность возросла до 10.7%. Скважины выведенные из бездействия эксплуатировались средним дебитом безводной нефти 3.4 т/сут. Дополнительная добыча нефти оценивается в 3.6 тыс. т, на 1 скважино-операцию приходится 0.06 тыс. т дополнительно отобранной нефти. Среднее значение продолжительности эффекта составляет 4.4 месяца.

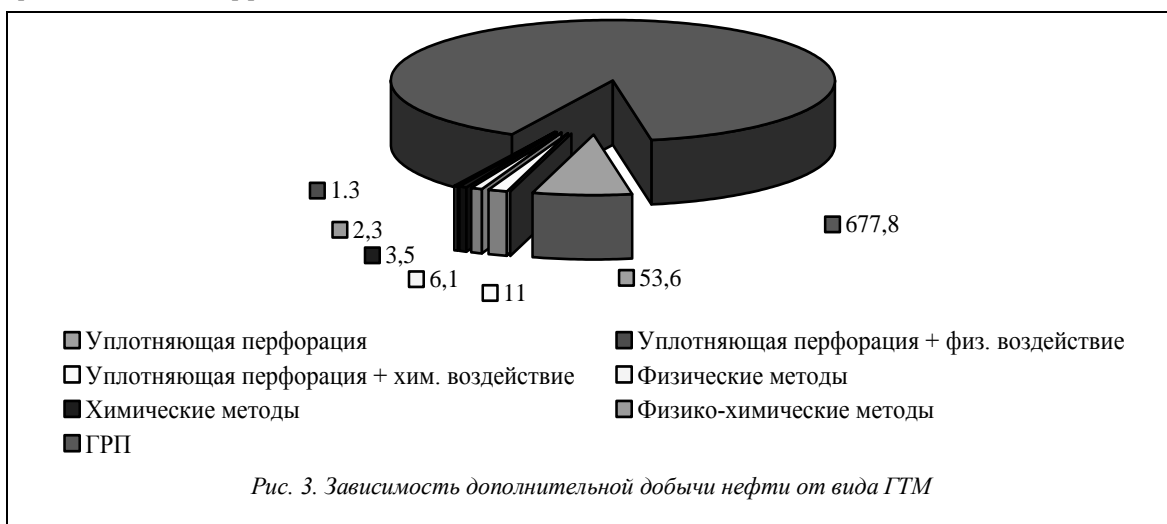


Рис. 3. Зависимость дополнительной добычи нефти от вида ГТМ

Комплексные обработки добывающих скважин, такие как закачка кислоты, в комплексе с виброволновым или гидродинамическим воздействием, струйным насосом УГИС, методом глубоких депрессий

широкого распространения не получили. Комплексные ГТМ проведены на 24 скважинах. На семи скважинах получен положительный эффект – дебит безводной нефти увеличился с 1 до 4.4 т/сут. По скважинам с отрицательным эффектом получено снижение дебита безводной нефти с 14.5 до 10.4 т/сут. По скважинам, выведенным из бездействия, средний дебит нефти составил 4.8 т/сут при обводненности 4.5%. Дополнительный отбор нефти оценивается в 2.3 тыс. т, на 1 скважино-операцию приходится в среднем 0.09 тыс. т нефти. Средняя продолжительность эффекта составляет 4 месяца.

В конце 2003 года на 52 скважинах месторождения зарубежными сервисными компаниями «Schlumberger» и «МеКаМиннефт» проведены работы по гидроразрыву пласта. Для проведения ГРП выбраны скважины, пробуренные преимущественно в нефтяных оторочках основных объектов разработки – пластов Ю₁³ и Ю₁⁴. До проведения ГРП скважины эксплуатировались со средним дебитом нефти 12.8 т/сут., жидкости – 13.9 т/сут., при обводненности – 7.5%. В результате проведения гидроразрыва среднее значение дебита нефти по скважинам возросло до 67.5 т/сут., жидкости – 120.3 т/сут., обводненность увеличилась до 47.7%. Дополнительная добыча нефти оценивается в 677.8 тыс. т, на 1 скважино-операцию приходится в среднем 13.3 тыс. т дополнительно отобранной нефти. Продолжительность эффекта оценить сложно, так как большинство скважин в настоящее время эксплуатируются с дебитами нефти, превышающими базовые значения, то есть эффект не окончен.

На рисунке 1 представлена кратность увеличения дебита нефти по скважинам с положительным эффектом по видам ГТМ. Как видно из рисунка, наибольшей эффективностью обладают ГРП и физико-химические методы воздействия на ПЗП. По величине дополнительной добычи нефти на 1 скважино-операцию безусловно лидирующую позицию занимает ГРП (рис. 2). Уплотняющая перфорация характеризуется не высоким приростом дебита нефти и дополнительной добычей на 1 скважино-операцию, однако большое количество скважино-операций и значительная средняя продолжительность эффекта предопределяет относительно высокий уровень дополнительной добычи нефти в сравнении с другими видами ГТМ (рис. 3).

ВЛИЯНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПЛАСТОВ АВ4 5 САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ВЫБОР МЕТОДОВ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ

А. И. Корабельников¹

Научный руководитель доцент Б. Б. Квеско²

¹*Тюменский нефтяной научный центр, г. Тюмень, Россия*

²*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Горизонт АВ_{4,5} Самотлорского месторождения – один из основных объектов, находящихся в заключительной стадии разработки. По своему генезису он относится к континентальной фации русел и пойм палеорек и в значительной части представлен высокопродуктивными, монолитными, гидродинамически связанным коллекторами, на долю которых в разрезе пласта приходится более 80–85 %. Тонкослоистое чередование встречается в крайевых частях структуры и занимает около 15–20 %. Залежь АВ_{4,5} – пластово-сводовая. Средняя эффективная толщина достигает 30 м и изменяется от 10 м на западе и северо-западе до 53 м в центре. Средняя начальная нефтенасыщенная толщина 18.3 м. Открытая пористость в среднем составляет 27.8 %, коэффициент песчаности 0.8. Проницаемость изменяется в пределах от 0.5 до 1.47 мкм². Более 90 % объекта расположено в водонефтяной зоне залежи. Работа скважин в водонефтяных зонах характеризуется коротким безводным периодом, после чего следует быстрое обводнение их продукции. В некоторых случаях безводный период вообще отсутствует. В настоящее время значительная часть действующих скважин характеризуется низкими дебитами нефти, обводненностью 90–98% и вследствие этого находится на грани рентабельной эксплуатации. Повышение эффективности добычи нефти в таких условиях связано с сокращением объемов попутно добываемой воды из обводненных скважин, что обеспечивает, например, проведение работ по ограничению водопритоков воды (Ручкин и др., 1997).

Методы ограничения притока вод в скважины в зависимости от влияния закачиваемого реагента на проницаемость нефтенасыщенной части пласта, вскрытого перфорацией, делятся на селективные и неселективные (Большаков, 2003). Такое разделение определяется физико-химическими свойствами материала. Ограничение притока воды носит неселективный характер, если для этой цели используется материал, который, независимо от насыщенности среды нефтью или водой, образует экран, не разрушающийся в течение длительного времени в пластовых условиях. При воздействии неселективными материалами происходит полное закупоривание всего продуктивного пласта и, как следствие, отключение его из разработки. Селективные методы ограничения притока вод в скважины основываются на закачке в пласт реагентов, избирательно снижающих проницаемость обводненных зон (Газизов и др., 1999). Таким образом, при селективной изоляции проницаемость по нефти должна оставаться неизменной, либо увеличиваться, а проницаемость по воде должна уменьшаться.

Знание основных свойств пород и флюидов, контролирующих фильтрационные потоки в поровом пространстве, является необходимым условием для понимания того, какие методы селективной изоляции должны быть запланированы. Одним из важнейших факторов, которые необходимо учитывать при выборе технологии водоизоляции является смачиваемость породы — смачиваемость является основным параметром, определяющим местоположение, направление движения и распределение флюида в пласте, а также капиллярные давления и относительную проницаемость. В гидрофильной породе вода занимает поры малого размера и контактирует с поверхностью пород в больших порах. Нефть в такой системе находится внутри пор. В олеофильной системе вода также занимает мелкие поры, а нефть смачивает большую поверхность крупных пор.

Вода, которая находится в больших порах олеофильных систем, располагается внутри них, но при этом не контактирует с их поверхностью и обычно присутствует в небольших количествах (Уолкотт, 2000).

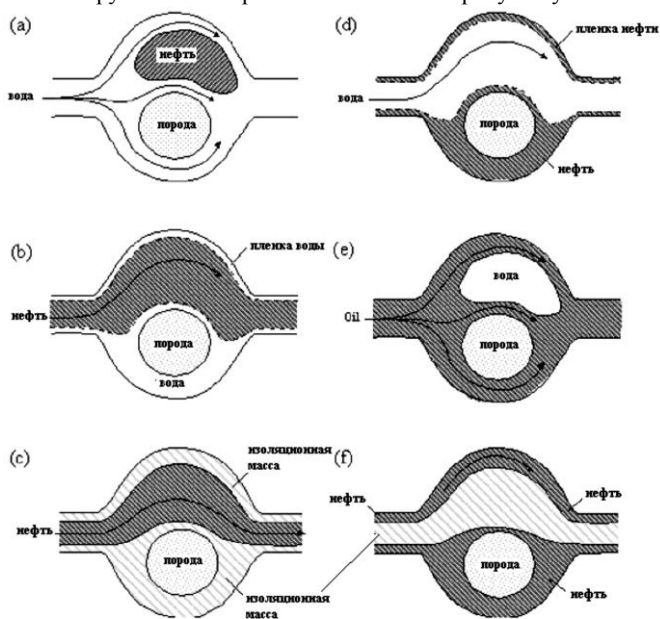


Рис. Схема расположения нефти, воды и водоизоляционной массы при различной смачиваемости и геометрии пор:

- a) гидрофильные поры при остаточной нефтенасыщенности
 b) гидрофильные поры при остаточной водонасыщенности
 c) гидрофильные поры после закачки водоизоляционного состава
 d) гидрофобные поры при остаточной нефтенасыщенности
 e) гидрофобные поры при остаточной водонасыщенности
 f) гидрофобные поры после закачки водоизоляционного состава

13.2%. Основными цементирующими глинистыми минералами в породах – коллекторах продуктивного пласта АВ4-5 Самотлорского месторождения являются каолинит (27.5%) и хлорит (34.7%), второстепенными – гидрослюда (11.3%), монтмориллонит (10.1%) и смешанослойные образования (17.4%). Из анализа минерального состава породы видно, что коллектора пласта АВ4-5 являются преимущественно гидрофильными, поэтому водоизолирующие композиции в условиях пласта АВ4-5 должны подбираться с учетом этого фактора.

Следующим немаловажным параметром, который необходимо учитывать при выборе технологии изоляции притока вод является состав и свойства пластовых флюидов, а также термобарические условия, в которых они находятся. Пластовые воды объекта АВ4-5 характеризуются как воды хлоркальциевого типа. Преобладающими компонентами являются ионы Cl^- и $Na^{++}K^+$, содержание которых соответственно 10845.0–20161.0 мг/л и 5864.8–10827.0 мг/л. Концентрация Ca^{2+} изменяется в пределах 310 – 770 мг/л, HCO_3 около 550–580 мг/л. Минерализация воды составляет в среднем 24 г/л. В таких условиях, например, будет малоэффективным использование в качестве водоизоляционной композиции полиакрилонитрила (гипан) или полиакриламида (ПАА), т.к. в первом случае, минерализации воды будет недостаточно для формирования изоляционной массы, во втором, наоборот, подобная минерализация будет избыточной, что приведет к снижению водоизоляционных свойств ПАА. Кроме того, необходимо учитывать наличие разнообразной микрофлоры содержащейся в пластовой воде, характерной для большинства месторождений Западной Сибири и способной оказывать деструктивное воздействие на водоизоляционные составы (Газизов и др., 1999)].

Свойства нефти необходимо рассматривать, с одной стороны, для выявления возможности селективного воздействия на продуктивный пласт, с другой – изыскания таких реагентов, которые при взаимодействии с нефтью образуют в нефтенасыщенном коллекторе водоизолирующую массу (Газизов и др., 1999). По составу нефть пласта АВ4-5 относится к сернистым, смолистым, парафиновым нефтям. Содержание серы колеблется от 0.9 до 2.0 %, парафинов – от 1.3 до 3.3 %, смол силикагелевых – от 3.95 до 11.5 %, асфальтенов – от 1.6 до 4.2 %. Данные характеристики нефти пласта АВ4-5, в общем-то, не накладывают никаких ограничений на выбор технологии водоизоляции. То же самое относится и к термобарическим условиям, т.к. пластовые флюиды пласта АВ4-5 находятся в условиях средних пластовых давлений и температур – в основном от 14 до 19 МПа и от +50 до +70 $^{\circ}C$.

Учитывая особенности геологического строения пласта АВ4-5 и опубликованные результаты лабораторных и промысловых исследований (Хлебникова и др., 2003), наиболее полно требованиям, предъявляемым к селективным водоизолирующим агентам, удовлетворяют полифункциональные кремнийорганические соединения (КОС). Принцип их взаимодействия с горной породой и насыщающих пласт флюидами заключается в следующем. При введении КОС в прискважинную зону, они растворяются в нефти

После прохождения фронта вытеснения, за ним, вследствие неоднородности пласта, остаются целики нефти. В случае гидрофильного коллектора эти целики образуются в системах относительно крупных пор (рисунок). В гидрофобных же породах наблюдается обратная картина, т.е. нефть остается за фронтом вытеснения в группах относительно мелких пор. Языки обводнения при этом в гидрофильных коллекторах формируются по относительно мелкопоровому пространству, а в гидрофобных – по крупнопоровому (Уолкотт, 2000). Т.к. технологии селективной изоляции направлены на снижение проницаемости для воды, то изолирующее вещество должно образовываться в поровом пространстве таким образом, чтобы перекрывать каналы фильтрации воды и оставлять свободное пространство для фильтрации нефти. Поэтому в гидрофильных коллекторах образующееся изоляционное вещество (гель, осадок и т.д.) должно располагаться вдоль стенок пор, контактируя с ними, в гидрофобных – наоборот, в центре поры, не вступая во взаимодействие с породой (Nilsson и др., 1998).

По вещественному составу обломочной части коллектора пласта АВ4-5 классифицируются как полимиктовые песчаники, при этом соотношение песчаника, алевролита и глин 59:28.1:12.9%. Основными породообразующими минералами является кварц (44.3 %) и полевые шпаты (44.2%). Содержание аксессуарных минералов около

нефтенасыщенных интервалов и гидролизуются водой, содержащейся в обводнившихся интервалах. Проникновение КОС в водонасыщенные пласты вызывает образование зоны, состоящей из пористой среды, насыщенной композиционной массой, вязкость которой по мере роста концентрации возрастает вплоть до полной потери текучести. С этого момента проникновение тампонирующей полимерной массы вглубь поровых каналов прекращается. Химическая реакция закачиваемых веществ с пластовой водой осуществляется по схеме массопередачи. При этом процесс может представить как подвод реагента к реакционной поверхности с последующим распределением продуктов реакции в агрессивной среде. Нейтрализация реагента в условиях движущейся агрессивной фазы идет до нулевой концентрации. Образованная в пористой среде композиция «лестничного типа» с очень прочной адгезией по отношению к песчанникам породы закупоривает водонасыщенные интервалы и цементирует песок в обводнившейся зоне пласта. В нефтенасыщенных интервалах проницаемость полностью сохраняется, реакция гидролиза (гидролитической поликонденсации) может происходить только за счет связанной с образованием на поверхности каналов полимерной пленки. При этом силоксановые связи кремнийорганических соединений направлены к породе, углеводородные радикалы в противоположную сторону. В результате образуется гидрофобная поверхность, которая снижает фильтрационные сопротивления и увеличивает фазовую проницаемость для нефти (Клещенко и др., 1994). Таким образом, кремнийорганические соединения должны являться наиболее приоритетными водоизоляционными материалами для проведения работ по ограничению водопритоков в условиях пласта АВ4-5 Самотлорского месторождения.

Литература

1. Большаков Ю.Я. Динамическое моделирование залежей нефти и газа. – Тюмень: Нефтегазовый Университет, 2003. – 307 с.
2. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. – 152 с.
3. Клещенко И.И., Ягафаров А.К., Шарипов А.У., Телков А.П., Вылегжанина Л.А. Водоизоляционные работы при разведке нефтяных месторождений Западной Сибири. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – 178 с.
4. Ручкин А.А., Мосунов А.Ю., Новождов В.Г. Особенности выработки запасов и методика планирования работ по ограничению притоков воды в массивной залежи пласта АВ4-5 на поздней стадии разработки // Нефтяное хозяйство, 1997 – № 10. – С. 34–37.
5. Хлебникова М.Э., Сингизова В.Х., Чукашев В.Н., Тазиев М.М., Фахретдинов Р.Н., Телин А.Г. Анализ литературных и патентных источников по технологиям селективной изоляции воды и ликвидации заколонных перетоков // Интервал, 2003. – № 9 (56). – С. 118–141.
6. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. – М.: Юкос, 2000. – 183 с.
7. Nilsson S., Stavland A, Jonsbraten H.C. Mechanistic study of disproportional permeability reduction // SPE 39635, 1998. – 172 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА: КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД

А.А. Кривошеев

Научный руководитель старший преподаватель Д.А. Малахов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время нефтяные компании уделяют большое внимание интенсификации добычи, поэтому в современных рыночных условиях возникает острая необходимость оптимизировать все проводимые мероприятия.

Если оптимизация с экономической точки зрения уже давно является неотъемлемой частью процесса проектирования операций по гидравлическому разрыву пласта (ГРП), то такое понятие как физическая оптимизация применимо еще не так широко. В данной статье будет рассмотрен комплексный подход к оптимизации ГРП, включающий в себя как экономическую, так и физическую оптимизацию операций по ГРП. Использование этих двух видов оптимизации является обязательным условием, так как именно это сочетание позволяет найти единственно верное решение. Этот подход базируется на двух методиках: методике дизайна трещины, предложенной Питером Валко, профессором нефтяного факультета имени Гарольда Ванса Техасского университета и Майклом Экономидесом, профессором университета Хьюстона, а также методике оценки эффективности инвестиционных проектов (Косов и др., 2000; Oligney и др., 2002).

Одним из ключевых параметров в методике дизайна трещины является Число Проппанта N_p (Proppant Number), которое определяется произведением квадрата степени проникновения трещины I_x

$$I_x = \frac{2 X_f}{X_e}, \quad (1)$$

где X_f – (полу)длина трещины, м;
 X_e – сторона квадратного элемента пласта, м;
и безразмерной проводимости трещины C_D

$$C_{fd} = \frac{k_f w}{k X_f}, \quad (2)$$

где k_f – проницаемость трещины, мД
 w – ширина трещины, м
 k – проницаемость пласта, мД

Соответственно формула для расчета числа проппанта N_p выглядит следующим образом:

$$N_p = I_x^2 C_{fd} = \frac{4k_f X_f w}{k X_e^2} \quad (3)$$

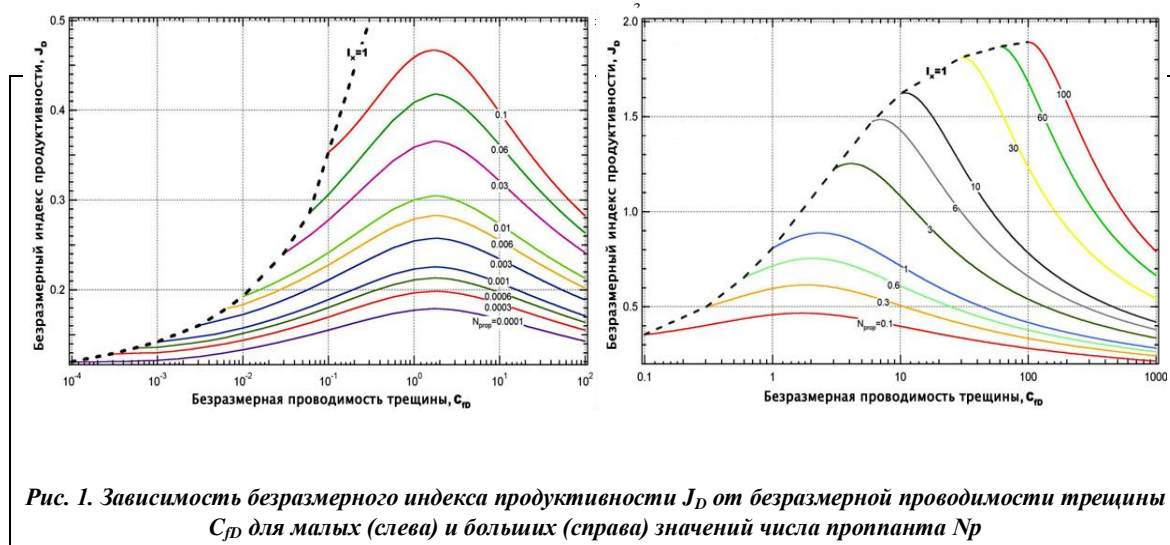
Умножив числитель и знаменатель данного выражения на продуктивную мощность, получим:

$$N_p = \frac{4k_f X_f w}{k X_e^2} = \frac{4k_f X_f w h_p}{k X_e^2 h_p} = \frac{2k_f V_p}{k V_r} \quad (4)$$

Таким образом, параметр N_p характеризует объем проппанта, размещенный в продуктивном объеме данного пласта. Если учесть, что фиксированный объем проппанта можно разместить в пласте различным образом, то при различных параметрах трещины мы будем получать отличный индекс продуктивности. Зависимость безразмерного индекса продуктивности J_D от безразмерной проводимости трещины C_{fd} для различных значений числа проппанта N_p представлена на рис.1. На графике заметен явный экстремум безразмерной продуктивности J_D , соответствующий оптимальному значению безразмерной проводимости трещины C_{fdopt} . Зная эти значения, можно вычислить оптимальные геометрические характеристики трещины (физически оптимизировать параметры трещины) проектируемых операций по ГРП:

$$x_{fopt} = \left(\frac{k_f V_f}{C_{fdopt} k h} \right)^{0.5}, \quad (5)$$

$$w_{opt} = \left(\frac{C_{fdopt} k V_f}{k_f h} \right)^{0.5}, \quad (6)$$



Из формул (5) и (6) видно, что для отдельной операции ГРП переменной величиной является лишь объем проппанта (параметры пласта неизменны, а проницаемость проппанта принята для данной операции постоянной). Таким образом, мы можем физически оптимизировать любой объем проппанта.

Однако использование только лишь методики физической оптимизации не позволяет ответить на вопрос: сколько же тонн проппанта необходимо закачивать в конкретных условиях? Сочетание физической и экономической оптимизаций позволяет получить единственное решение.

Экономическая оптимизация заключается в определении Чистого Дисконтированного Дохода (NPV) для операций ГРП различных объемов и нахождении точки с максимальной прибылью проекта. Упрощенно, NPV можно представить следующим образом:

$$NPV = \frac{R - CAPEX - OPEX}{D}, \quad (7)$$

где R – выручка от продажи дополнительно добытой нефти,
 CAPEX – затраты на проведение ГРП,
 OPEX – операционные затраты на добычу дополнительной нефти,
 D – дисконт, величина, учитывающая различные экономические риски.

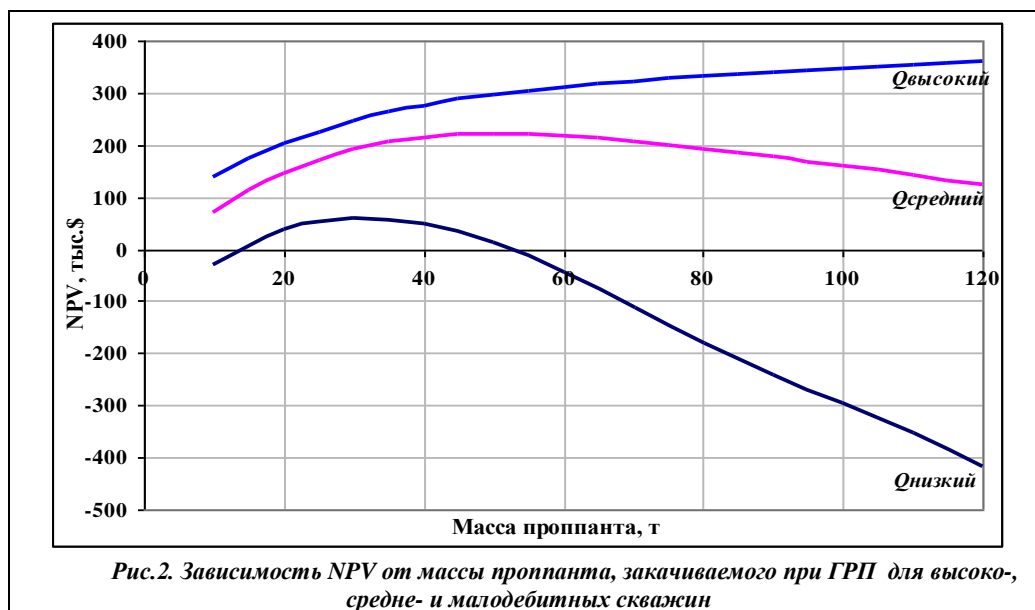


Рис. 2. Зависимость NPV от массы проппанта, закачиваемого при ГРП для высоко-, средне- и малодебитных скважин

Затраты на проведение ГРП напрямую зависят от объема закачки. В свою очередь, продуктивность трещины напрямую зависит от количества закачанного проппанта. В результате комплексная оптимизация выглядит следующим образом: рис. 2. Обычно на графике мы можем различить два типовых случая: когда NPV имеет максимум, либо постоянно возрастает. Так вот первый вариант характерен для низко- и среднедебитных скважин, тогда как в высокодебитных мы видим постоянное увеличение NPV.

Комплексный подход является эффективным сочетанием инструментов для оптимизации операций по ГРП, так как позволяет найти единственное решение. Однако необходимо заметить, что в некоторых ситуациях оптимальными параметрами трещины, либо оптимальным объемом закачки являются технически недостижимые величины, что абсолютно естественно в реальных условиях. В таких случаях рекомендуется варьировать Числом Проппанта для получения технически осуществимых оптимальных параметров трещины, а также снижать объем закачки до реальных величин.

Литература

1. Косов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. – М.: Изд-во «Экономика», 2000. – 117 с.
2. Oligney R.E, Valkó P.P., Economides M. J. Unified Fracture Design // Orsa Press. – Houston, 2002. – P. 193–196.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ МНОГОФАЗНОГО ТЕЧЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ В УСЛОВИЯХ РАЗРУШАЮЩЕЙСЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ И МЕТОД ЕЁ КОМПЬЮТЕРНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ М.Н. Кувшин

Научный руководитель доцент Б.Б. Квеско
 Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы для исследования течений газированной нефти в условиях разрушающейся призабойной зоны начинают широко применять математическое моделирование на основе усложнённых физико-математических моделей, с учётом реальных расчётных геометрий. Это известные продукты зарубежных фирм («Schlumberger», «Rohag», «Landmark» и др.) и ряда отечественных. Однако данные программные комплексы не учитывают разрушение горных пород в окрестности добывающей скважины и совместное течение разгазированной нефти и взвешенных в ней частиц горной породы.

В работе предлагается нестационарная многофазная гидродинамическая модель изменения состояния призабойной зоны нефтяных скважин в условиях изменяющейся структуры горных пород-коллекторов и разгазирования нефти, а также влияния на данное течение взвешенных твердых частиц.

Всю область течения можно разбить на две подобласти с переменными границами, в которых реализуются различные гидродинамические режимы. Первая подобласть – свободная полость, расположенная в

околоскважинном пространстве между обсадной колонной (цементным кольцом) и деформируемыми, но не разрушенными породами. Вторая подобласть представляет собой пористую, в общем случае деформируемую среду.

В общем случае одновременное течение четырех фаз (нефти, газа, воды и твердых частиц) в рамках гипотезы взаимопроникающих континуумов описывается системой (Нигматулин, 1987), состоящей из:

1. уравнений неразрывности

- флюида (сплошной фазы: вода, нефть, газ)

$$\frac{\partial}{\partial t} m s_j \rho_j + \operatorname{div} m s_j \rho_j u_j = m s_j J_{ij}; \quad (1)$$

- твердой, движущейся фазы – вводится в расчет только при $\sigma_{эф} \geq \sigma_{пр}$ ($\sigma_{эф}$ – эффективные напряжения в скелете горной породы, $\sigma_{пр}$ – напряжение разрушения горной породы), т.е. в первой подобласти

$$\frac{\partial}{\partial t} (1-m) s_k \rho_k + \operatorname{div} (1-m) s_k \rho_k u_k = 0; \quad (2)$$

2. уравнений движения

- флюида

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} m s_j \rho_j u_j + \operatorname{div} m s_j \rho_j u_j^2 = & -m s_j \operatorname{grad} p + \operatorname{div} m s_j \tau_j + m s_j \rho_j g + m s_j J_{ij} (u_{ij} - u_j) + \\ & + R_{jk} + R_{ij}; \end{aligned} \quad (3)$$

- твердой, движущейся фазы (только для первой подобласти)

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} (1-m) s_k u_k + \operatorname{div} (1-m) s_k u_k^2 = & -(1-m) \frac{1}{\rho_k} s_k \operatorname{grad} p + \frac{1}{\rho_k} \operatorname{div} (1-m) s_k \tau_k + \\ & + (1-m) s_k g - R_{kj}; \end{aligned} \quad (4)$$

3. уравнений энергии

- флюида

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} m s_j c_{pj} T_j + \operatorname{div} m s_j T_j u_j = & \sum_{j=1}^N J_{ji} (u_{ji} - u_j) - \lambda_j \operatorname{grad} T_j + \frac{m s_j p}{\rho_j} \frac{d}{dt} \rho_j + \sum_{j=1}^N Q_{ij} + Q_{kj} + \\ & + \tau_j \operatorname{div} u_j + \sum_{k=1}^L [R_{ij} (u_k - u_j)] + \sum_{j=1}^N [R_{ij} (u_k - u_j) + J_{ij} (u_k - u_j)^2 / 2] \end{aligned} \quad (5)$$

- твердой, движущейся фазы (только для первой подобласти)

$$T = T_0 = \text{const}. \quad (6)$$

Во второй подобласти определяется распределение эффективных напряжений в горной породе. При этом используется соотношение $\delta_{\alpha\beta\gamma\delta} = \sigma_{\gamma\delta} + \delta$.

Здесь: индексы i, j относятся к флюидам, k – к твердой фазе, c – к скелету породы; $I_{ij} = I_{ji}$ – интенсивность фазовых превращений в единице объема и в единицу времени; m – концентрация непрерывной фазы (флюида); s_j – насыщенность j -й фазы флюида; s_k – насыщенность k -й фракции твердой фазы; ρ – плотность; u – скорость фильтрации (среднерасходная скорость); p – давление в непрерывной фазе; τ_{ij} – тензор вязких напряжений флюида; τ_k – тензор напряжений твердой фазы; R_{jk} – суммарная сила трения флюид – твердая фаза; R_{ji} – сила трения газ – жидкость; T – температура; c_p – удельная теплоемкость при постоянном давлении; λ – коэффициент теплопроводности.

Для численной реализации системы (1–6) используется итерационный метод SIMPLE (Semi – Implicit Method for Pressure – Linhid Educations – полуявный метод для связывающих давление уравнений (Patankar и др., 1972)), подробно изложенный для случая декартовых координат в работе (Патанкар, 1984).

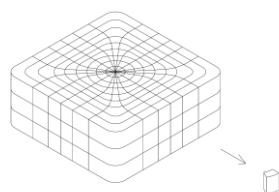


Рис. Расчетная сетка

Выбор этого метода связан с тем, что на его основе (или его модификаций SIMPLEC, SIMPLER и т. д.) успешно решён широкий класс прикладных задач, в том числе и в трёхмерной постановке (Syee и др., 1986; Беляев и др., 1998).

Дискретизация дифференциальных уравнений в этом методе осуществляется на основе метода конечных объемов на разнесённых (смещённых) трёхмерных сетках в неортогональных обобщённых координатах (рисунок). На такой сетке различные уравнения используют свои контрольные объёмы, которые формируются вокруг узловой точки, связанной с конкретной неизвестной величиной. Согласно методологии разнесённой сетки в центрах этих объёмов определяются скалярные функции (плотность, давление,

концентрация, значения коэффициентов вязкости и диффузии), а в центрах граней объёмов соответствующие проекции вектора скорости.

При реализации метода SIMPLE используется специальная итерационная процедура с применением метода установления. Суть одной итерации заключается в следующем.

С заданным начальным полем значений давления интегрируются уравнения движения и рассчитываются приближенные значения компонент скорости. Используя их, определяются поправки к полю давления. С помощью этих поправок уточняются значения давления и рассчитываются поправки к компонентам скорости. Эти поправки позволяют рассчитать компоненты скорости на новом временном слое. А затем процесс итераций повторяется до сходимости с требуемой точностью. После окончания итерационного процесса на каждом временном шаге проводится анализ процесса разрушения скелета пористой среды с изменением граничных поверхностей, разграничивающих области свободной полости и неразрушенной горной породы.

Компоненты метрического тензора во внутренних узлах области расчёта вычисляются с использованием центральных конечно-разностных формул 2-го порядка точности. На внешних границах области расчёта используются односторонние конечные разности 1-го порядка точности.

Диффузионные потоки дискретизируются центральными конечно-разностными формулами 2-го порядка точности. Для дискретизации конвективных потоков используется противопоточная схема 1-го порядка точности.

Уравнение для давления на каждом шаге по времени решается с использованием последовательной верхней релаксации. Коэффициент верхней релаксации подбирается в процессе расчёта эмпирическим путём.

Литература

1. Беляев К.В., Никулин Д.А., Стрелец М.Х. Моделирование трёхмерных процессов вентиляции на основе уравнений Рейнольдса // Математическое моделирование, 1998. – Т. 10. – № 12. – С. 71 – 85.
2. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. – М.: Наука, 1987 – ч. 2. – 359 с.
3. Патанкар С. Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости / Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 152 с.
4. Patankar S.V., Spalding D.B. A Calculation Procedure for Heat, Mass and Momentum Transfer in Three-Dimensional Parabolic Flows // Int. J. Heat Mass Transfer, 1972. – Vol. 15. – P. 1787-1806.
5. Syee W., Draaten M. E. Three-dimensional analysis of the flow in a curved hydraulic turbine draft tube // Int. J. for Numerical Methods in Fluids, 1986. – Vol. 6. – P. 861 – 882.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТКА КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ ЗАМЕДЛЕННОГО ДЕЙСТВИЯ

Д.С. Луцев, С.В. Воробьев

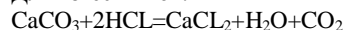
Научный руководитель доцент В.В. Живаева

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

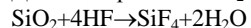
Кислотные обработки призабойной зоны продуктивного пласта на сегодняшний день остаются одним из основных методов интенсификации добычи нефти. Это обусловлено целым рядом достоинств применения данного метода. В частности, для проведения кислотной обработки требуется сравнительно небольшое количество кислоты, что делает метод относительно недорогим, например, в сравнении с гидравлическим разрывом пласта. При этом способ кислотной обработки пласта имеет также свои недостатки. К числу основных можно отнести невысокую эффективность повторных обработок – вплоть до полного отсутствия эффекта. Это обусловлено такими причинами, как отработка кислоты с высокой скоростью на малых расстояниях от скважины, повышенная скорость реакции в водонасыщенной породе и др.

При воздействии на пласт глинокислотой происходят реакции с карбонатным и терригенным материалом. При этом реакции протекают по следующим схемам.

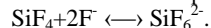
Для известняков:



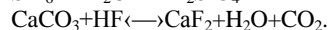
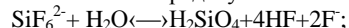
Диоксид кремния SiO_2 в химически активном растворе может реагировать с плавиковой кислотой:



Полученный тетрафтористый кремний вступает в реакцию с ионами фтора плавиковой кислоты с образованием ионов гексофтористого кремния:



Продукты, образующиеся при кислотной обработке карбонатных и терригенных пластов могут при снижении кислотности среды участвовать в реакциях, приводящих к выпадению вторичных минералов:



Это приводит к загрязнению призабойной зоны пласта и как следствие – к резкому снижению проницаемости, а соответственно – и эффективности кислотной обработки.

С учетом приведенных выше фактов к кислотным составам, применяемым для обработки пласта, необходимо предъявлять следующие требования:

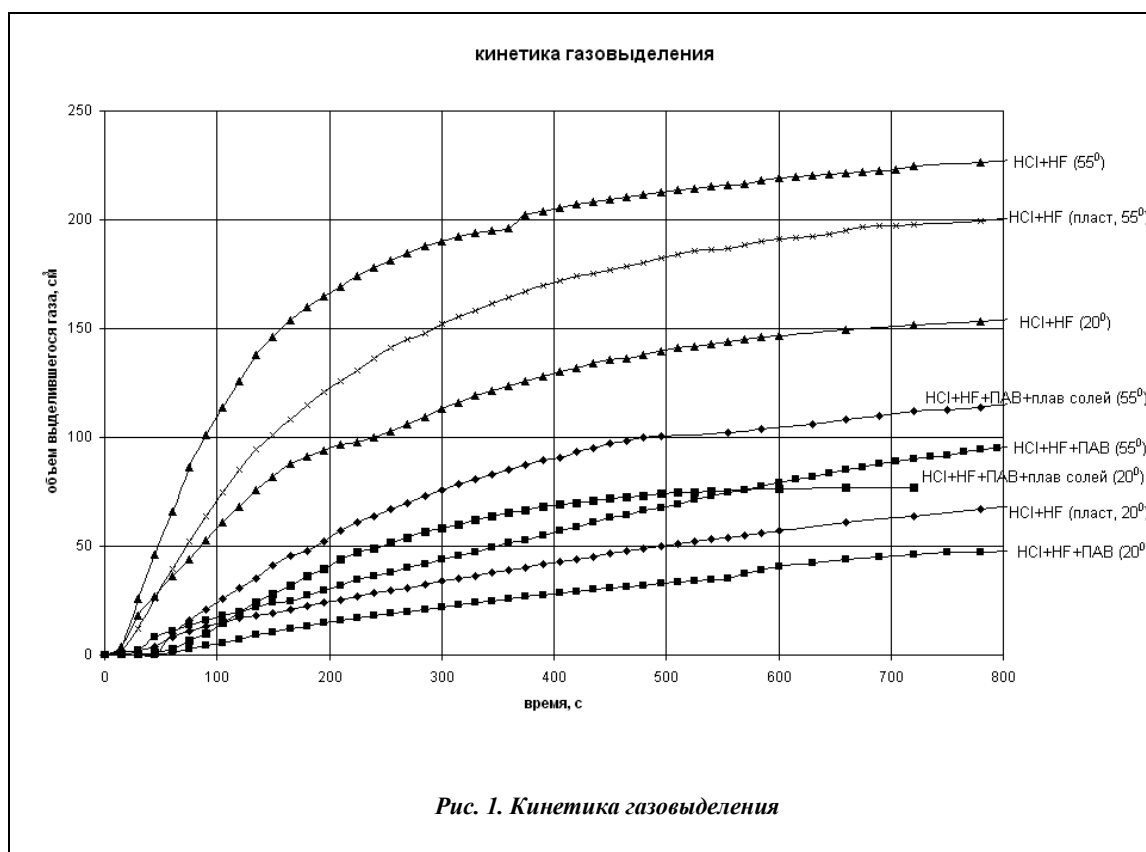
- низкая скорость реакции с породой;
- отсутствие склонности к образованию эмульсий;

- отсутствие вторичных отложений в пласте;
- низкая скорость коррозии металла;
- сопоставимость скоростей реакции в нефтенасыщенной и водонасыщенной породе;
- рецептуру и вид кислотного раствора необходимо выбирать в зависимости от химического состава пород, типа коллектора и температуры.

Один из путей удовлетворения приведённым требованиям – использование комплексных составов. На основе анализа и лабораторных исследований нами разработаны композиции, в состав которых входят глинокислота (HCl + HF), ПАВ, ингибиторы солеотложения (плав солей).

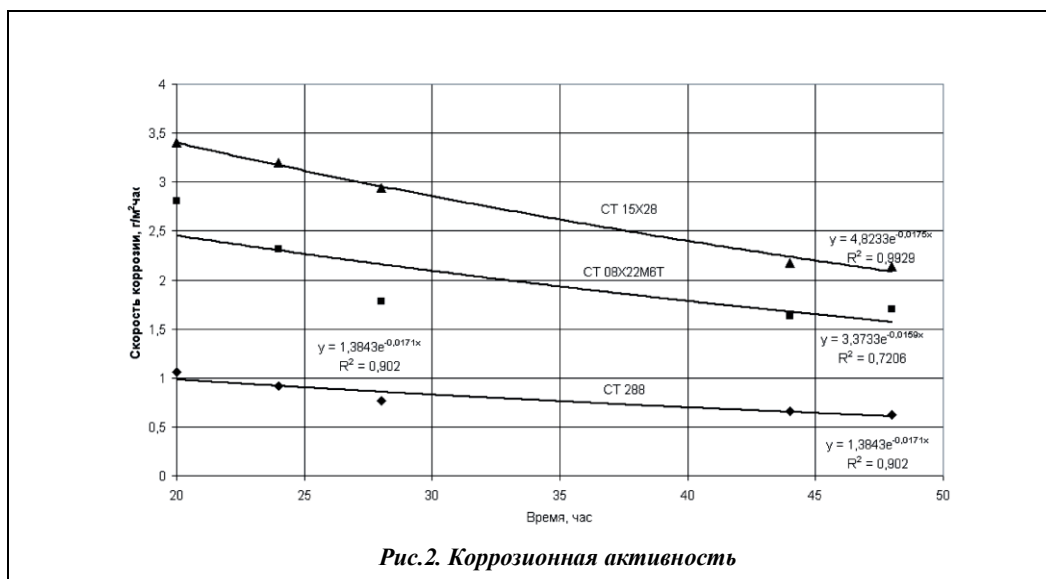
О скорости реакции можно судить по кинетике газовыделения. Для определения количественных характеристик реакций различных кислот с породой нами была проведена серия опытов, в ходе которых устанавливалась зависимость объёма выделившегося газа от времени. На рис. 1 приведены графики, характеризующие кинетику газовыделения при воздействии на породу составов на основе грязекислоты (HCl + HF) при 20⁰C и 55⁰C.

Как видно из рисунка, глинокислота быстро обрабатывается, и за короткий промежуток времени весьма высокая скорость взаимодействия кислоты с образцом породы становится близкой к нулю – реакция останавливается. Сохранения активности кислоты во времени удаётся добиться с помощью замедления скорости реакции на начальной стадии путём добавления в композицию поверхностно-активных веществ. Из рис.1 следует, что скорости реакции с составом, включающем в себя ПАВ, при 20⁰C и 55⁰C вначале в 5–7 раз ниже скоростей с раствором глинокислоты без добавления ПАВ при тех же температурах. При этом газовыделение продолжается по прошествии времени, что свидетельствует о том, что с помощью введения ПАВ в раствор удаётся увеличить продолжительность взаимодействия кислотного раствора с породой. Введение в композицию плав солей несколько увеличивает скорость реакции на начальном этапе. Однако его присутствие в растворе обосновано тем, что плав солей является ингибитором солеотложения и коррозии. Таким образом, применение подобных композиций удовлетворяет целому ряду требований, предъявляемым к кислотным составам. Следует также отметить снижение скорости реакции при использовании растворов на основе пластовой воды, что свидетельствует о целесообразности применения таких растворов, особенно когда другие способы замедления скорости реакции кислоты с породой недоступны либо неприменимы.



Кислоты, используемые для повышения производительности скважин, являются коррозионно активными средами по отношению к металлу. На рис. 2 приведены графики скорости коррозии металлов в кислотном растворе.

На основании проведенных исследований подобрана кислотная композиция замедленного действия следующего состава: ингибированная соляная кислота (в пересчете на HCl) 12,0 ± 18,0 %, фтористоводородная кислота 2,0 ± 3 %, поверхностно-активное вещество 0,5 ± 1 %, плав солей 0,001 ± 0,1 %, вода – остальное.



Литература

1. Амиян В.А., Уголев В.С. Некоторые результаты исследования взаимодействия сульфаминовой кислоты с карбонатными породами // Труды ВНИИ, 1970. – Вып. LV. – С. 151–173.
2. Ляпина Л.Б., Покровский В.А. Исследование по подбору реагентов для удаления гипсосодержащих осадков // Экспресс информация ВНИИОЭНГ, серия «Нефтепромысловое дело». – М., 1978. – С. 6–9.
3. Телин А.Г., Исмаилов Т.А., Ахметов Н.З., Смыков В.В., Хисамутдинов А.И. Комплексный подход к увеличению эффективности кислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах // Нефтяное хозяйство, 2001. – № 8. – С. 69–74.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ИНТЕНСИВНОСТИ ЗАКАЧКИ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ В ПЛАСТ НА ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ЭФФЕКТА ИХ ДЕЙСТВИЯ

В.Н Лушников, С.А Воробьёв

Научный руководитель доцент В.В. Филин

Филиал Тюменского государственного нефтегазового университета, г. Нефтеюганск, Россия

Опыт промышленного внедрения потокоотклоняющих композиций и составов на 18-ти нефтяных месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» показал, что после 4–6 циклов заводнения с амплитудой колебаний пластового давления $P_{пл}$ при закачке воды в пределах $\pm (16–18)\%$ от величины $P_{пл}^{нач}$ продолжительность эффекта физико-химического воздействия на пластовые системы (ФХ МУН) сводится к минимуму. При этом было замечено, что продолжительность эффекта ФХ МУН в значительной мере зависит от того, в какой момент времени протекания цикла заводнения (периода цикла) та или иная композиция или состав вводится в продуктивный пласт (рис. 1).

Изображённые на рисунке 1 зависимости имеют место только в том случае, если количество вводимой композиции (состава) является достаточным для проявления эффекта в должной мере. При недостаточном для текущего момента цикла заводнения количества композиции или состава, время длительности эффекта ФХ МУН значительно сокращается (показано пунктиром). Адекватные изменения происходят и с приростом добычи нефти ΔQ .

Технологиями промышленных исследований и применения ФХ МУН предусмотрена закачка композиций и составов в продуктивные пласты при постоянных давлениях на КНС в пределах $+10\%$ от рабочего давления в нагнетательных линиях промысловых трубопроводов. В случаях закачки композиций и составов непосредственно в нагнетательные скважины давления рабочего процесса могут быть существенно выше. В этих случаях, – а особенно если закачка композиций и составов осуществляется при пластовых давлениях больших начальных, – отмечается значительное снижение количеств остановок процесса закачки и промежуточных продавливаний ГОК, БГС, ПГС и др. составов водой. И при этом же, очевидно, происходит меньшее рассеяние (размывание) композиций и составов в поровом пространстве пласта, что способствует более продолжительному эффекту ФХ МУН. На рисунке 2 приведены зависимости количеств n промежуточных продавливаний составов или композиций в глубь пласта водой от момента времени протекания цикла заводнения (периода цикла); величина A соответствует данным рисунка 1.

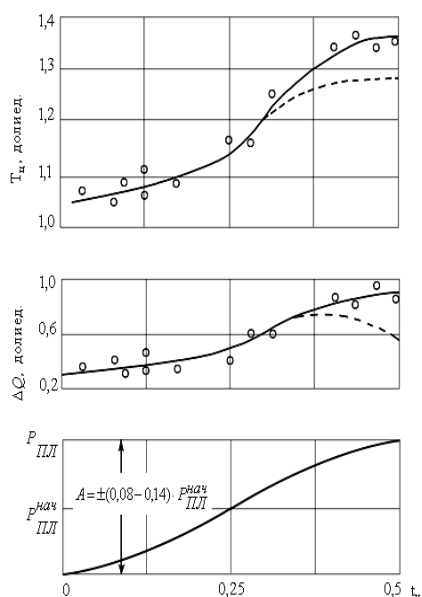


Рис. 1. Зависимость продолжительности эффекта ФХ МУН ($T_{ц}$) и прироста добычи нефти (ΔQ) от момента времени протекания цикла заводнения $t_{ц}$, при котором проведена закачка композиции

Представленные на рисунках 1 и 2 результаты исследований проявляются наиболее ярко на всех старых нефтяных месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» (Усть-Балыкское, Мамонтовское, Тепловское и др.), на которых до ФХ МУН применялись практически все известные методы гидродинамических воздействий, продолжительность которых исчисляется годами. В противоположность им на новых, например, Средне-Асомкинском и др. месторождениях

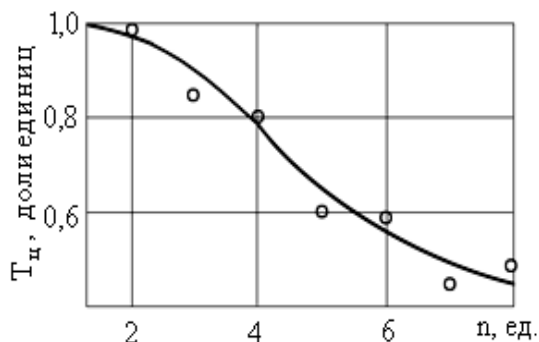


Рис. 3. Изменения продолжительности эффекта ФХ МУН в зависимости от количества промежуточных остановок процесса

имитирующего продуктивный пласт, остаётся неизменным. В силу очень малого (по сравнению с реальным пластом) объёма порового пространства в экспериментальных установках процесс заполнения этого пространства композицией (составом) измеряется максимум десятками минут. В промысловых условиях процесс закачки композиции или состава в пласт может продолжаться от 2,5– 3,5 десятков часов до нескольких суток. При этом, если происходит увеличение рабочего давления сверх допустимой величины, процесс закачки композиции (состава) прекращается и осуществляется продавливание этой композиции в глубь пласта водой. После снижения давления нагнетания до допустимой величины процесс закачки композиции или состава возобновляются.

На рисунке 3 показана зависимость продолжительности эффекта потокоотклоняющих технологий от количества n промежуточных остановок ввода композиции или состава и продавливания их в пласт.

Из данных рисунка 2 следует, что если гидродинамические и индикаторные исследования скважин и расчёты потребного количества композиции или состава, базирующегося на этих исследованиях, произведены в период цикла заводнения при $R_{пл}=\min$, а ввод этого расчётного количества ГОК, ПГС, БГС и др. в пласт осуществлён в период, соответствующий $R_{пл}=\max$, то продолжительность эффекта ФХ МУН значительно снижается вплоть до минимальных значений. Необходимо отметить, что если после применения того или иного ФХ МУН пластовое давление снижают и более не увеличивают, то продолжительность эффекта этого метода соответствуют среднестатистической, а довольно часто даже увеличивается более средне-статистической величины. Таким образом, в конкретных ситуациях разработки нефтяного месторождения, связанных с увеличением пластового давления, усреднённое количество ГОК, ПГС, БГС и др. должно быть повышено до той величины, которая будет соответствовать объёму порового пространства в момент соответствующего значения $R_{пл}$.

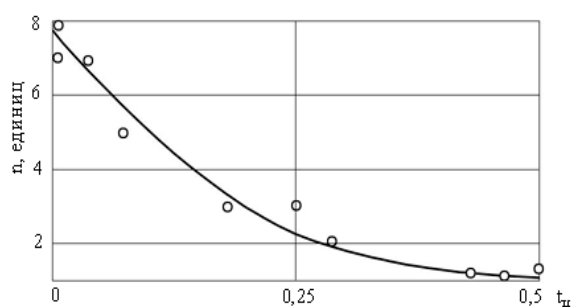


Рис. 2. Зависимость количества n промежуточных остановок ввода композиций и продавливания их водой от периода протекания цикла

Средне-Асомкинском и др. месторождениях Фаинской группы имели место только единичные, экспериментальные увеличения РПЛ на 5–9 % с целью проверки возможности увеличения дебитов скважин. На этих и других новых месторождениях, где применялись современные технологии ФХ МУН, а особенно на участках, не затронутых изменениями РПЛ, связанных с закачкой воды, продолжительность эффекта того или иного состава (композиции) превышает средне-статистическое время.

Из проведенного нами анализа следует, что разрабатываемые и предлагаемые к использованию композиции и составы потокоотклоняющих технологий мало подвержены деструкции, размыву, разрушению и т.п. пластовыми водами и температурами. Значительное количество этих композиций и составов предусматривают упрочнение их структур под воздействием пластовых условий. Но при этом в лабораторных условиях объём порового пространства материала,

ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В НГДУ “ОКТЯБРЬСКНЕФТЬ” НА СТАХАНОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОМПОЗИЦИИ БИОПАВ КШАС-М – ЖИДКОЕ СТЕКЛО – НЕФТЬ

А.В. Лысенков

Научный руководитель доцент Ш.А. Гафаров
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа,
Республика Башкортостан, Россия

Интенсивная выработка запасов нефти на месторождениях, разрабатываемых НГДУ “Октябрьскнефть” с применением систем заводнения, привела к значительным объемам отбора воды, к ухудшению структуры запасов нефти в сторону увеличения доли трудноизвлекаемых. Для извлечения остаточной нефти широкое развитие получили технологии повышения нефтеотдачи.

Технологии избирательной изоляции высокопроницаемых зон пласта с использованием новых для нефтяной промышленности продуктов биосинтеза (биоПАВ, биополимеры) открывает новые возможности повышения нефтеотдачи на неоднородных высокотемпературных месторождениях, где другие технологии оказываются неэффективными.

Практическое значение биоПАВ микробного происхождения обусловлено их способностью в небольших концентрациях существенно снижать поверхностное и межфазное натяжение водных растворов, а также низкими значениями критических концентраций мицеллообразования, возможностью эмульгировать и деэмульгировать нефтепродукты, снижать вязкость и изменять реологию тяжелых нефтей (Сафонов и др., 1997; Сафонов и др., 2002).

Одним из перспективных методов повышения нефтеотдачи являются обработки композициями биоПАВ с различными добавками, регулируемыми необходимыми свойствами. В работе рассмотрена разработанная технология повышения нефтеотдачи с применением композиции: 1 компонента – биоПАВ КШАС-М – 75–87 %. 2 компонента – жидкое стекло – 8–15 %. 3 компонента – нефть – 5–10 %. Данная технология проходит опытно-промышленное испытание в НГДУ “Октябрьскнефть” на Стахановском месторождении.

Стахановское нефтяное месторождение приурочено к терригенной толще нижнего карбона, характеризуется высокой изменчивостью фильтрационных свойств коллектора как по толщине так и по площади простираения. Разработка этого месторождения с поддержанием пластового давления закачкой воды сопровождается высокой обводненностью продукции скважин, превышающей 80 % при относительно низком текущем коэффициенте отбора нефти (по пластам $C_{тур}$ и $D_{фам}$ соответственно 0,25...0,30) (Тимашев, 1997).

Причиной этих негативных сторон разработки является низкий охват пластов заводнением, обусловленный неоднородностью коллектора. Один из путей решения проблемы заключается в разработке технологических процессов, позволяющих повысить коэффициент охвата пласта заводнением.

Широкое развитие получили технологии повышения нефтеотдачи на основе применения композиции биоПАВ+жидкое стекло+нефть.

Эффективное применение композиции определяется следующими параметрами пласта и насыщающих флюидов:

–пористость, % –	не менее 20
–проницаемость, мкм ² –	0.2–2.0
–пластовая температура, °С –	15–80
–вязкость нефти, мПа·с –	до 40
–минерализация воды, мг/дм ³ –	до 200
–концентрация H ₂ S –	не лимитируется
–тип коллектора –	терригенный
–приемистость скважин, м ³ /сут. –	100–500
–обводненность продукции скважин, % –	более 80
–выработанность ККЗ на участке воздействия –	не менее 0.8

Таблица 1

Результаты испытания технологии повышения нефтеотдачи с применением композиции биоПАВ + жидкое стекло + нефть на Стахановском месторождении

Очаг нагнетательных скважин	№№ добывающих скважин	Дебит нефти, т/сут		Обводненность, %		Снижение обводненности по очагу, %	Дополнительная добыча нефти, т на 01.01.99
		до обработки	после обработки	до обработки	после обработки		
1	2	3	4	5	6	7	8
985	1133	5,0	6,2	45,8	4,09	6,0	1800
1149	1136	1,4	1,6	83,2	75,3		
	1137	0,4	0,6	83,0	82,0		
	1154	3,5	4,8	75,5	66,6		
	1156	0,5	0,6	68,0	63,9		

Сущность технологии увеличения нефтеотдачи путем воздействия на пласт с применением данной композиции заключается во внутрипластовом гелеобразовании на путях фильтрации воды от нагнетательной к добывающей скважине. Для этого прерывают закачку вытесняющей сточной минерализованной воды и закачивают оторочку пресной воды, композицию биоПАВ, жидкое стекло, нефть, а затем восстанавливают закачку сточной воды. По мере продвижения по пласту, разделительные оторочки пресной воды рассеиваются, происходит смешение композиции с минерализованной водой в зоне их контакта и образование гелеобразной массы. Образовавшийся в пористой среде внутри пласта (в первую очередь по главным линиям тока и промытым пропласткам) гель создает дополнительное сопротивление и способствует отклонению фильтрационного потока и вытеснению нефти из новых, ранее не охваченных вытеснением зон пласта.

Эффективность закачки композиции определялась по остаточному фактору сопротивления и приросту коэффициента нефтеотдачи по сравнению с обычным заводнением (Тухтеев и др., 2000).

Таблица 2

Изменение параметров пласта под воздействием композиции биоПАВ + жидкое стекло + нефть

Показатели	Скважина №720	
	до обработки	после обработки
Гидропроводность, мД·м/(мПа·с)	74,75	52,93
Проницаемость, мД	23,36	16,54
Пьезопроводность, м ² /с	0,019	0,013
Скин-эффект	-4,81	-3,95

Результаты воздействия композиций на неоднородный пласт показали, что основная часть оторочек фильтруется в высокопроницаемый пропласток, создавая там повышенное фильтрационное сопротивление. За счет этого происходит более интенсивное вытеснение нефти из низкопроницаемого пропластка, т.е. происходит перераспределение фильтрационных потоков по пропласткам (увеличение охвата заводнением). Эти процессы выражаются в уменьшении обводненности извлекаемой продукции по пласту и повышении нефтеотдачи по сравнению с обычным заводнением.

Технологический эффект от применения композиции биоПАВ КШАС-М, жидкое стекло и нефть оценивается по следующим показателям:

- дополнительной добыче нефти по очагам воздействия и БКНС;
- снижению объема попутно-добываемой воды;
- максимальному снижению обводненности по реагирующим скважинам.

Промысловые испытания по увеличению нефтеотдачи композицией биоПАВ+жидкое стекло+нефть показали высокую технологическую эффективность: снижение обводненности по очагу на 6,0%, дополнительная добыча нефти за год составила 1800 тонн (таблица 1). Эффективность изоляции водопроводящих каналов пласта подтверждается данными гидродинамических исследований до и после проведения обработки на нагнетательной скважине № 720 (таблица 2).

Данные показывают, что в результате обработки гелеобразующей композицией биоПАВ + жидкое стекло + нефть, поступающей в основном в высокопроницаемые пропластки зоны воздействия, происходит изменение характеристик работы скважин. Уменьшение показателей гидропроводности, проницаемости, пьезопроводности указывает на закупорку водопроводящих каналов (Тухтеев и др., 1999).

Технология обладает рядом технико-экономических преимуществ:

- 1) увеличивается коэффициент нефтеотдачи;
- 2) обработка нагнетательных скважин производится на стандартном оборудовании по общепринятым операциям;
- 3) возможность эксплуатации нефтяных месторождений в поздней стадии разработки;
- 4) нетоксичность и экологическая безопасность.

Литература

1. Сафонов Е.Н., Алмаев Р.Х. Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Башкортостана. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. – 247 с.
2. Сафонов Е.Н., Исхаков И.А., Гайнуллин К.Х., Лозин Е.В., Алмаев Р.Х. Применение новых методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Башкортостана // Нефтяное хозяйство. – М., 2002. – № 4. – С. 38–40.
3. Тимашев Э.М. Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. – 424 с.
4. Тухтеев Р.М., Симаев Ю.М., Кондров В.В. Технология повышения нефтеотдачи пластов для месторождений на последней стадии разработки композициями биоПАВ // Сб. науч. Трудов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. – С. 182–190.
5. Тухтеев Р.М., Симаев Ю.М., Кондров В.В. Технология повышения нефтеотдачи с применением композиции биоПАВ КШАС-М – жидкое стекло – нефть. – Уфа: РИО НБ РБ, 2000. – 176 с

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ НИЗКОПРОДУКТИВНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СИМУЛЯТОРОМ “TEMPEST” ФИРМЫ “ROXAR”

М.И. Малых

Научный руководитель доцент Б.Б. Квеско
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Анализ структуры прироста запасов в Западной Сибири показывает, что около 40% этого прироста приходится на долю низкопродуктивных месторождения с дебитом новых скважин менее 10 т в сутки. В связи с этим вопросы создания, исследования систем и экономически эффективных методов разработки низкопродуктивных нефтяных месторождений являются весьма актуальными.

Формирование системы разработки низкопродуктивных нефтяных месторождений предполагает проектирование и внедрение комплекса мероприятий по извлечению нефти и газа (Регламент по созданию постоянно – действующих моделей месторождений, 2000). При проектировании системы разработки определяют и обосновывают количество эксплуатационных объектов, способы воздействия на пласты и темпы отбора нефти из них, размещение и плотность сетки добывающих и нагнетательных скважин, способы и режимы их эксплуатации, мероприятия по управлению, контролю и регулированию процесса разработки, охране недр и окружающей среды (Мангазеев и др., 2001).

Создание, проектирование и применение новых систем разработки трудноизвлекаемых запасов нефти включают в себя (Лысенко, 2000):

- рациональное объединение малопродуктивных нефтяных пластов в эксплуатационные объекты;
- качественное бурение и освоение скважин; применение глубокой перфорации нефтяных пластов; применение в нагнетательных скважинах конструкции эксплуатационной колонны, позволяющей по отдельности исследовать, включать и выключать из работы продуктивные пласты;
- применение адаптивной системы разработки нефтяных пластов с рассредоточенным и избирательным заводнением, позволяющей сочетать промышленную разработку и разведку нефтяных пластов с оперативным учетом выявленного по ходу бурения и исследования фактического геологического строения пластов;
- применение специальных насосов для индивидуальной закачки в нагнетательные скважины вытесняющего агента; осуществление контролируемого повышения пластового давления выше первоначальной величины, увеличивающего дебит нефти, но не допускающего отток и потерю части запасов в законтурной водоносной области; осуществление циклической закачки;
- постоянный контроль необходимой точности за дебитом нефти, обводненностью и забойным давлением каждой работающей добывающей скважины, за закачкой вытесняющего агента, давлением нагнетания и временем нагнетания;
- применение эффективных физико-химических методов повышения нефтеотдачи;
- регулярная взаимосогласованная оптимизация работы нагнетательных и окружающих добывающих скважин.

Исследование, проектирование и создание эффективных систем разработки низкопродуктивных нефтяных месторождений и технологических проектных документов стало возможно в результате использования современных эффективных компьютерных технологий и вычислительных средств. Современные вычислительные технологии на стадиях исследования и разработки проектных документов позволяют быстро и качественно обрабатывать большие массивы информации и выполнять необходимые многовариантные оптимизационные расчеты, производить моделирование каждого пропластка, задавать в них горизонтальные и наклонные скважины, моделировать, на сетках различной размерности поток флюида и фронт вытеснения нефти при закачке полимеров, горячей воды и пара, просчитать эффект от проведения ГРП, анализировать эффект от вторичного вскрытия.

Одними из наиболее мощных программных комплексов создания и сопровождения постоянно действующих геолого-технологических моделей являются программные продукты компании ROXAR (Болотник и др., 2001)

IRAP RMS – интегрированный программный комплекс построения трехмерных детальных геолого-технологических моделей, поддерживающий технологии трехмерного геологического моделирования, включающие в себя не только интерполяцию, но и стохастические методы. Объектное стохастическое моделирование позволяет строить высоконадежные геологические модели с учетом, наряду с исходной информацией, экспертных знаний геолога, что позволяет гибко использовать предлагаемые средства. Использование технологий объектного (т.е. учитывающего особенности литолого-фациального строения) стохастического моделирования, позволяющих создавать существенно более реалистичные геологические модели за счёт использования информации и знаний о закономерностях и условиях формирования пласта-коллектора. При этом в процессе моделирования имеется возможность построения детальной объектной литологической модели (т.е. моделирования русловых тел, линз, клиноформ, конусов выноса и пр.).

Комплекс проведения гидродинамических расчетов и анализа разработки, включает.

Tempest — модульный пакет, предназначенный для детального трёхмерного гидродинамического моделирования месторождений природных УВ.

TempestView — трёхмерный графический визуализатор и интерактивный пользовательский интерфейс, общий для всех модулей Tempest.

TempestMORE-Black Oil & EOS — модуль включает гидродинамические симуляторы Black Oil и EOS с единым пользовательским интерфейсом. Программа включает в себя большинство из существующих на сегодня дополнительных возможностей в области гидродинамического моделирования: закачка горячей воды, пара, полимеров; модель двойной пористости и проницаемости; локальное измельчение, локальное укрупнение сетки.

TempestNextWell — модуль гидродинамического моделирования с детальным учетом фильтрации в призабойной зоне наклонных и горизонтальных скважин, а также течения флюида в них. TempestNextWell предназначен для детальной оптимизации условий вскрытия продуктивного пласта, а также определения эффективных параметров скважин для их более точного учёта в трёхмерных гидродинамических моделях.

TempestVenture — модуль проведения экономического анализа по результатам гидродинамических расчетов.

ResVIEW — программный комплекс предназначен для специалистов, использующих геологические и гидродинамические модели в управлении разработкой месторождения. ResVIEW может также использоваться для оперативного анализа и мониторинга моделей нефтегазовых месторождений

Программное обеспечение для управления данными и потоками работ.

WorkFlow Management — интегрированная Технология Управления Задачами, позволяющая автоматизировать сопровождение и перестроение моделей при появлении новых данных, что существенным образом сокращает затраты времени на сопровождение моделей на производстве, а также минимизирует трудозатраты на рутинные операции при первичном построении моделей.

RMS base включает в себя базу данных RMS, обеспечивает импорт/экспорт данных, трехмерную и двумерную визуализацию, подготовку карт к печати, моделирование разломов, построение сетки, трехмерную интерполяцию, WFM, IPL, а также инструменты для базового анализа данных, которые импортированы или были получены в RMS. Модуль также содержит расширенную функциональность в части моделирования разломов (листрические разломы, Y-образные разломы, разломы с переменным знаком амплитуды, сети разломов и т.д.). RMSbase может функционировать самостоятельно. В этом случае пользователь RMSbase имеет возможность загружать, визуализировать и анализировать модели, построенные в других модулях RMS или проводить некоторые подготовительные работы, такие как импорт исходных данных, а также осуществлять трехмерное геологическое моделирование при помощи интерполяции. Обеспечивает интеграции с программным обеспечением третьих фирм, включая, в том числе, возможность прямой работы с базами данных Geoframe (Schlumberger) и OpenWorks (Landmark).

Dacqus — система сбора данных и управления информацией. Эта система обеспечивает контроль месторождения в реальном времени и возможность оперативного реагирования на все события. Уменьшается риск простоев и аварий, так как возможные опасные ситуации контролируются на ранней стадии. Наличие удалённого мониторинга технологических операций и процессов позволяет ключевым экспертам осуществлять мониторинг нескольких месторождений одновременно, что позволяет сократить количество персонала на месторождении. Как результат увеличение добычи значительно перевешивает стоимость внедрения программы.

Выводы.

Комплексное использование программного обеспечения компании “ROXAR” обеспечивает построение и сопровождение геолого-технологического моделирования нефтяных и газовых залежей, позволяет осуществлять дифференциацию запасов в изучаемых залежах. Кроме того, расширяются возможности проведения анализа структуры запасов, геолого-экономической оценки возможности их извлечения из низкопроницаемых пластов малой мощности, имеющих большую гидродинамическую неоднородность, на изучаемых месторождениях.

Комплексное и грамотное применение современных информационных технологий, предлагаемых компанией “ROXAR”(IRAP RMS, TEMPEST, DACQUS, ResVIEW), обеспечивает процессы проектирования системы разработки, оперативного контроля, управления технологическими процессами добычи при эксплуатации низкопродуктивных месторождений.

Литература

1. Болотник Д.Н., Макарова Е.С., Рыбников А.В., Саркисов Г.Г. Постоянно действующие геолого-математические модели месторождений. Задачи, Возможности, Технологии // Нефтяное хозяйство, 2001. — № 3. — С. 7–10.
2. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. — М.: ООО «Недра-бизнесцентр», 2000. — 516 с.
3. Мангазеев В.П., Манапов Т.Ф., Кондратцев С.А., Хатмуллин И.Ф., Тянь Н.С. Гидродинамическое моделирование — основа анализа, проектирования и мониторинга разработки месторождений // Вестник инженерингового центра Юкос, 2001. — № 2. — С. 30–37.

ЗАВИСИМОСТЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОРАЗРЫВОВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПОКАЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОТ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

С.А. Маргерт

Научный руководитель доцент Б.Б. Квеско
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

По месторождениям ТПП «Покачевнефтегаз» дополнительная добыча нефти за счет применения гидроразрыва пласта составляет 14% от всей добычи. В то же время эффективность проведения данного мероприятия не всегда достаточна удовлетворительна и в значительной мере зависит от различных геолого-технологических факторов.

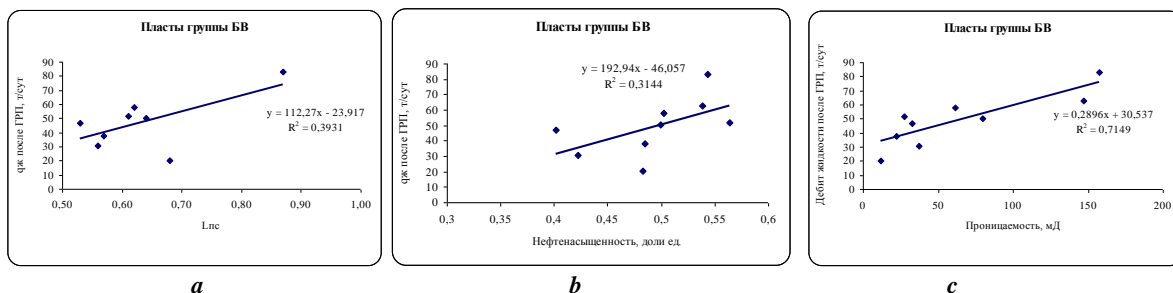


Рис. 1. Зависимость дебита жидкости после ГРП от *a* — L_{nc} ; *b* — начальной нефтенасыщенности; *c* — проницаемости

С целью выявления зависимости эффективности ГРП от геологических факторов в выбранных скважинах, объединенных в группы по принадлежности к пластам АВ, БВ и ЮВ, выполнено послойное разделение пластов на проницаемые и непроницаемые интервалы. По пластам для интервалов, которые включаются в процесс фильтрации после ГРП, определены суммарная толщина проницаемых прослоев и средневзвешенное по толщине значение относительной амплитуды собственной поляризации L_{nc} , характеризующего фильтрационно-емкостные свойства пласта (Ежова, 2004). В результате дифференцированного подхода к выбору геологических параметров по группам скважин, различающихся в основном по одному параметру при близких значениях других параметров, установлено следующее.

Дебит жидкости после ГРП для пластов АВ и БВ растет с увеличением таких параметров пласта, как L_{nc} , начальная нефтенасыщенность и проницаемость (рис. 1).

Для характеристики емкостно-фильтрационных свойств коллекторов наиболее корректно использовать величину L_{nc} , по которой вполне корректно осуществляется сравнительная характеристика фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов. Использование непосредственно величин открытой пористости и проницаемости оказывается некорректным в связи с использованием на разных месторождениях различных петрофизических связей, более того, результаты интерпретации могут отличаться по скважинам одного месторождения. Проведенная статистическая обработка зависимости удельного максимального (q_{max}) и удельного среднегодового дебита жидкости (q_{cp}), приходящихся на 1 м работающей эффективной толщины пласта, от величин L_{nc} коллекторов группы АВ и БВ выявила наличие корреляций линейного типа (рис. 2, 3).

Например, для пластов группы БВ зависимости описываются линейными уравнениями вида (рис. 1)

$$q_{max} = 30,7 \cdot L_{nc} - 8,6 \text{ при } R = 0,74; \quad q_{cp} = 30,6 \cdot L_{nc} - 11,4 \text{ при } R = 0,87.$$

В свою очередь максимальный дебит связан хорошо обусловленной зависимостью (коэффициент корреляции $R=0,94$) со средним дебитом (рис. 4) $q_{cp} = 0,67 \cdot q_{max} + 5,53$.

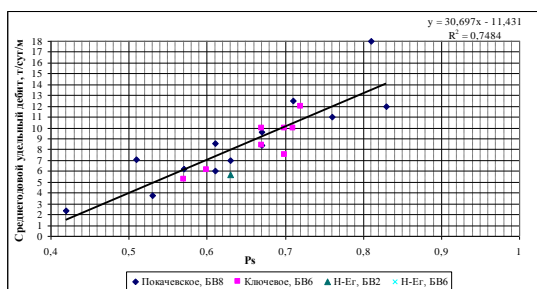


Рис. 2. Зависимость среднегодового удельного дебита жидкости для пластов БВ после ГРП от L_{nc}

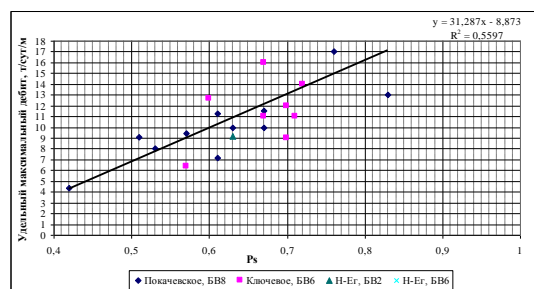


Рис. 3. Зависимость максимального удельного дебита жидкости для пластов БВ после ГРП от L_{nc}

Для пласта ЮВ₁ по скважинам Покачевского и Нонг-Еганского месторождений установлено существование значимой статистической зависимости максимального и среднегодового дебита от эффективной толщины пласта, а также определен характер взаимосвязи максимального и среднегодового дебитов в скважине после проведения в ней ГРП. Например, на рис. 5 представлена зависимость максимального дебита от эффективной толщины пласта. С коэффициентом корреляции $R = 0,81$ данная зависимость описывается линейным уравнением $q_{max} = 0,07 \cdot H_{эф} + 4,6$.

Полученные зависимости позволяют в зависимости от геологических свойств пластов рассчитывать следующие параметры работы скважин после ГРП:

- максимальный и среднегодовой удельные дебиты жидкости в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств (Лпс) пластов группы АВ и БВ;
- среднегодовой удельный дебит жидкости в зависимости от удельного максимального, определяемого в начале работы скважин после проведения ГРП, для пластов АВ и БВ;
- максимальный и среднегодовой дебит жидкости по пласту ЮВ₁ в зависимости от эффективной толщины.

Дополнительно, на основании установленных связей, можно выявить:

- порыв экрана со смежными пластами, приобщение смежных пластов к работе скважины;
- качество выполненного ГРП.

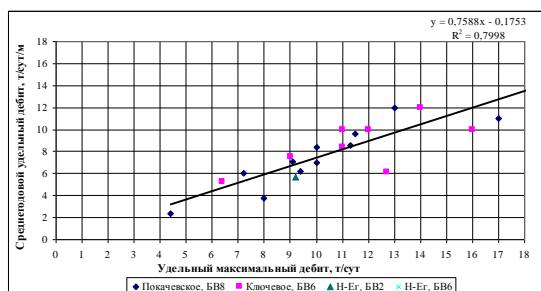


Рис. 4. Зависимость среднегодового удельного дебита от максимального удельного дебита жидкости после ГРП для пластов БВ

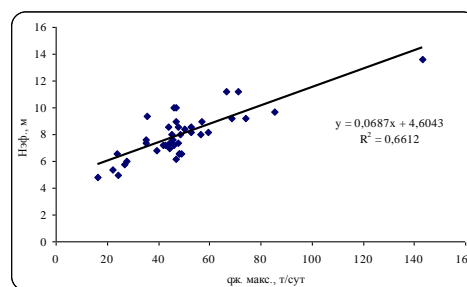


Рис. 5. Зависимость максимального дебита жидкости после ГРП от эффективной толщины пласта

Наблюдаемая дисперсия значений полученных зависимостей обусловлена целым набором других факторов, которые воздействуют на производительность скважин. В числе геологических могут быть, к примеру, трудно поддающиеся учету резкие изменения толщин и коллекторских свойств пласта вблизи скважины.

Литература

1. Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 114 с.

ПЕРСПЕКТИВА РАЗРАБОТКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

С.А. Нестеренко, Нуэмб Жан Пьер Синус

Научный руководитель профессор А.Д. Бичкевский

Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

Основные запасы высоковязкой нефти (ВВН) в России содержатся в сеноманских отложениях Западной Сибири (Русское, Северо-Комсомольское, Ван-Еганское месторождения). Несмотря на некоторые естественные различия геолого-физических характеристик указанных месторождений, отличительной особенностью их геологического строения является наличие обширных подгазовых водоплавающих зон, содержащих большую часть, а на Северо-Комсомольском месторождении все залежи ВВН. В настоящее время эти запасы ВВН не разрабатываются. В отечественной и мировой нефтедобыче практически также отсутствует опыт выработки подобных запасов ВВН.

На примере Северо-Комсомольского месторождения рассмотрим перспективы разработки подобных залежей. Промышленная нефтегазоносность Северо-Комсомольского месторождения связана в основном с отложениями мелового комплекса.

Абсолютное большинство балансовых запасов нефти месторождения категории С1 (> 92 % суммарных балансовых запасов по месторождению в целом) сосредоточено в залежи пласта ПК. Залежь приурочена к верхней части терригенных отложений покурской свиты сеноманского яруса. Цитологически вмещающий коллектор сложен песчаниками мелкозернистыми, рыхлыми, местами слабосцементированными с линзовидной и полого-волнистой слоистостью за счет прослоев углисто-глинистого вещества. Коллектор характеризуется высокими емкостными характеристиками (пористость 0,32–0,34, проницаемость – до 5 дарси).

Тип залежи – сводовая, массивная. Нефтяная часть представляет собой тонкий протяженный по площади слой толщиной до 20 м (средняя эффективная нефтенасыщенная толща ≈ 10 м), повсеместно подстилающийся подошвенной водой и перекрытый газовой шапкой до 40 м.

Сбросами грабена субмеридиональной ориентации и оперяющимися разломами залежь разделена на три блока (крыла): западный, восточный и южный. Абсолютные отметки кровли продуктивного пласта в пределах указанных блоков соответственно равны: 981 и, 972 м, 986 м.

По своей физико-химической характеристике нефть сеноманской залежи ПК1 тяжелая, сернистая, слоистая, малопарафинистая. Нефть практически не содержит бензиновых фракций (0,4 % мас.), в то же время характеризуется высоким потенциальным содержанием масел (46 %), имеющих низкую температуру застывания и низкий индекс вязкости. По данным исследований пластовых проб (более 20 определений по всем блокам залежи), величина вязкости нефти находится в пределах 40–100 мПа·с, составляя в среднем 75 мПа·с.

Особенности строения залежи пласта ПК1 и насыщающих его флюидов определяют выбор технологии разработки залежи. В этих условиях крайне низка эффективность как естественного режима разработки, так и заводнения. Конечная нефтеотдача пласта по самым оптимистическим прогнозам при этом не превышает соответственно 4 и 8 процентов при сроке разработки базисного элемента 80 лет.

Это подтверждается и имеющимися данными о разработке нескольких средних по запасам месторождений Ближнего Востока со схожими геолого-физическими условиями, на которых подгазовые зоны в настоящее время не разрабатываются, т.к. предельный безгазовый дебит нефти для них по фактическим данным не превышает 1 т/сут. (аналогичный расчетный показатель для Северо-Комсомольского месторождения – 0,8 т/сут.).

Накопленный опыт разработки месторождений ВВН позволяет утверждать, что достаточно эффективная их разработка возможна лишь при осуществлении теплового воздействия на пласт. В то же время известен опыт эффективной разработки газонефтяного Анастасиевско-Троицкого месторождения, содержащего маловязкую нефть, где за счет использования естественных энергетических ресурсов залежи – напора газовой шапки и подошвенных вод – достигнут высокий коэффициент извлечения нефти. Таким образом, применяемая технология должна содержать элементы, позволяющие эффективно использовать естественные энергетические ресурсы залежи, а также этапы теплового воздействия на пласт.

Исходя из реальных физико-геологических условий для нефтяного слоя пласта ПК Северо-Комсомольского месторождения принята технология, включающая следующие последовательно реализуемые этапы:

- отработка скважин на естественном режиме;
- пароциклические обработки призабойных зон скважин;
- стационарная либо циклическая закачка теплоносителя для создания тепловых оторочек заданных размеров;
- перемещение тепловых оторочек ненагретой водой.

Реализация данной технологии позволяет достичь расчетной конечной нефтеотдачи пласта в 23 процента при сроке разработки базисного элемента 18 лет.

Вместе с тем присущий тепловым методам недостаток – необходимость применения достаточно плотных сеток скважин (в данном случае 6,25 га/скв) в совокупности с наметившейся тенденцией колебания мировых цен на нефть существенно ухудшают экономические показатели проекта. Поэтому к реализации на Северо-Комсомольском месторождении рекомендуется вышеописанная технология в сочетании с изменением горизонтальных скважин, что позволит не только более чем в два раза снизить количество скважин для бурения, но и повысить конечную нефтеотдачу пласта до 30 процентов.

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ИСТОЧНИКА ВОДОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ КРАСНОЛЕНИНСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Т. Ю. Нихейма

**Научный руководитель профессор В. М. Матусевич
Тюменский государственный нефтегазовый университет, г.Тюмень, Россия**

Красноленинское месторождение расположено в одноименном нефтегазоносном районе Фроловской нефтегазоносной области. Оно введено в разработку в 1981 году. В составе месторождения выделяются Талинская, Ем-Еговская, Пальяновская, Каменная, Ингинская, Сосново-Мысская, Лебяжья и ряд других площадей. В геологическом строении Красноленинского месторождения участвуют различные комплексы пород: от докембрийских до четвертичных включительно. (Конторович и др., 1975)

Промышленная нефтегазоносность Красноленинского месторождения охватывает диапазон глубин от 1300 до 2800 метров и связана с отложениями викуловской, баженовской, абалакской, тюменской, шеркалинской свит (Ем-Еговская, Пальяновская, Каменная, Талинская, Ингинская и другие площади) и породами верхней части (корой выветривания) доюрского комплекса (Талинская, Каменная площади). В общей сложности выявлено более 100 самостоятельных залежей нефти, при чем большая часть из них приурочена к отложениям тюменской свиты. Типы залежей самые различные – от пластово-сводовых (викуловская свита) до литологически и тектонически экранированных шнуркового типа (юра, кора выветривания). (Мулявин, 1990)

Разработка Красноленинского нефтегазоносного месторождения ведется с применением методов поддержания пластового давления (ППД) путем заводнения нефтяных пластов. При этом возникает ряд проблем, таких как выбор источника заводнения, совместимость вод продуктивных горизонтов с закачиваемыми водами, а также возможность повышения нефтеотдачи. При разработке нефтяных месторождений Западной Сибири в качестве агентов заводнения используются попутно добываемые воды; воды поверхностных источников; подземные воды олигоцен-четвертичного комплекса; подземные воды апт-альб-сеноманского комплекса. (Матусевич, и др. 1995)

Оптимальным в гидрогеологическом, экологическом и технико-экономическом отношении для целей ППД является вариант использования попутных вод (Каналин и др., 1985). В то же время, объем подтоварных вод в системе ППД, судя по опыту эксплуатации нефтяных месторождений, составляет не более 40 % от общего объема закачки, и появляются они через несколько лет после начала разработки месторождения. Поэтому необходим выбор других дополнительных источников водоснабжения.

Поступление чуждых вод в пласт нарушает сложившуюся в нем физико-химическую обстановку и влечет за собой существенные изменения в сформировавшейся системе вода-порода, что в свою очередь вызывает осложнения при добыче нефти (обводненность и солеотложение в нефтепромысловых коммуникациях). Именно поэтому при выборе источника заводнения, наряду с количественной оценкой, необходимо учитывать качество вод с точки зрения их взаимодействия с пластовыми водами, нефтью и породами пласта-коллектора (Гаттенбергер и др., 1987)

В пределах Красноленинского свода можно выделить три перспективных источника водоснабжения систем ППД: пресные поверхностные воды, пресные подземные воды олигоцен-четвертичных отложений и минерализованные воды апт-альб-сеноманских отложений.

Накопленный многолетний опыт эксплуатации подземных водозаборов и использования подземных вод в системах заводнения нефтяных месторождений Западной Сибири позволяет сделать вывод о преимуществе применения в системах ППД подземных вод по сравнению с поверхностными. Существенный экономический эффект приносит использование подземных вод для заводнения сравнительно мелких месторождений, рассредоточенных на значительной площади друг от друга и находящихся далеко от надежного поверхностного источника водоснабжения. Кроме того, вариант использования подземных вод для технического водоснабжения нефтепромыслов является лучшим и в экологическом отношении, так как использование подземных вод значительно уменьшает площадь производства работ и локализует участки вредного воздействия на природу (Гаттенбергер и др., 1987)

Но на Красноленинском месторождении, вследствие неизученности подземных вод апт-альб-сеноманских отложений в качестве дополнительного источника водоснабжения, с самого начала разработки используют воды реки Обь. При закачке в пласт пресных речных вод происходит непропорциональное увеличение в смешанных водах гидрокарбонат-иона и иона кальция, что обусловлено как процессом сульфатредукции, так и взаимодействием известняковой породы пласта с углекислотой, растворенной в закачиваемых водах. А это в дальнейшем может привести к образованию карбонатных осадков на нефтепромысловом оборудовании. Следовательно, оптимальным источником водоснабжения систем ППД являются те воды, насыщенность которых карбонатом кальция близка к насыщенности им пластовых вод. Таким образом, использование пресных речных вод ухудшает условия эксплуатации месторождения. Кроме того, использование речных вод для технических целей приводит к нарушению гидрологического режима рек и озер, а строительство многокилометровых водоводов и сопутствующих сооружений ведет к деградации природных ландшафтов в сфере их взаимодействия.

Остается два перспективных источника водоснабжения систем ППД – это пресные подземные воды олигоцен-четвертичных отложений или минерализованные воды апт-альб-сеноманских отложений. Хорошие фильтрационные свойства олигоцен-четвертичных отложений и большая эффективная мощность апт-альб-сеноманских пород обеспечивают высокие дебиты скважин на протяжении длительного времени эксплуатации этих гидрогеологических комплексов. Химический состав подземных вод олигоцен-четвертичных отложений в целом близок к составу речных вод, использование которых ухудшает условия эксплуатации месторождения. Эти воды – холодные, закачка их снижает температуру пласта, что приводит к уменьшению нефтеотдачи. Кроме того, подземные воды олигоцен-четвертичных отложений на большей территории Западной Сибири являются источником хозяйственно-питьевого водоснабжения, поэтому использование их для технических целей нецелесообразно и с точки зрения ресурсосбережения. Но в технико-экономическом отношении для разведки и эксплуатации подземных вод олигоцен-четвертичных отложений требуются гораздо меньшие затраты (на бурение, оборудование скважин, расход электроэнергии и т.д.) по сравнению с водами глубоких горизонтов. Подземные воды апт-альб-сеноманских отложений термальные, по своему составу и свойствам близки к водам продуктивных горизонтов, способствуют повышению нефтеотдачи, их применение практически не вызывает солеотложения на оборудовании, так как значения индексов неравновесности пластовых вод (-1,6) и вод апт-альб-сеноманских отложений (-0,90) достаточно близки. Для установления возможности использования подземных вод альб-сеноманских отложений необходимо исследование фильтрационно-емкостных свойств этих отложений с целью оценки запасов подземных вод.

При рассмотрении взаимосвязи значений фильтрационных параметров с эффективной мощностью отложений можно отметить следующее: при увеличении эффективной мощности пород наблюдается как увеличение значений фильтрационных параметров, так и наоборот. (Быков и др., 1971) Прямая зависимость наблюдается в северной и западной частях района, где зонам пород с меньшей эффективной мощностью соответствуют зоны отложений с худшими коллекторскими свойствами. Обратная зависимость отмечена в пределах северо-западного и центрального участков района. В пределах южного и юго-восточного участков района при средних по району значениях эффективных мощностей расположены зоны с худшими и лучшими коллекторскими свойствами соответственно. Восточная часть района характеризуется средними значениями как эффективных мощностей, так и фильтрационных параметров.

В пределах района исследований достаточно уверенно выделяется ряд зон с лучшими и худшими коллекторскими свойствами пород, что позволяет провести районирование территории для целей прогнозной оценки запасов подземных вод. Лучшими коллекторскими свойствами обладают породы в северо-западной, центральной и юго-восточной частях района, то есть расположенные по направлению длинной оси свода. Проницаемость пород в этих зонах превышает 300 мД, значения коэффициента фильтрации более 0,4 м/сут,

водопроницаемость превышает 100 м²/сут. Критерием выделения зон пород с худшими коллекторскими свойствами послужили значения: проницаемости – менее 250 мД, коэффициента фильтрации – менее 0,3 м/сут, водопроницаемости – менее 80 м²/сут. Такие зоны однозначно выделяются в северной, западной и южной частях района и занимают более обширную площадь, нежели зоны пород с лучшими коллекторскими свойствами.

Анализ геолого-литологического строения и фильтрационных свойств альб-сеноманских отложений района исследований позволяет выделить следующие основные особенности:

1) практически на всех приподнятых участках изученной территории происходит уменьшение эффективной мощности отложений;

2) лучшими коллекторскими свойствами в региональном плане обладают породы на линии северо-запад – юго-восток.

Таким образом, фильтрационно-емкостные свойства и геолого-литологические особенности альб-сеноманских отложений Красноленинского свода распределяются в соответствии с условиями своего формирования. Достаточно однородные в региональном плане и несколько осложненные в пределах собственно Красноленинского свода они обладают определенной зональностью и особенностями залегания, что необходимо учитывать при использовании их для водоснабжения систем ППД и других целей. (Быков и др., 1971)

С целью оценки перспективных эксплуатационных запасов было проведено районирование территории по величине проницаемости пород. Эксплуатационные запасы подземных вод альб-сеноманских отложений с учетом заявленной потребности для ППД разрабатываемых месторождений позволяют полностью обеспечить необходимое количество воды при сроке эксплуатации водозаборов 5 лет. То есть можно сделать вывод о том, что породы альб-сеноманского возраста в пределах Красноленинского свода обладают достаточно хорошими фильтрационно-емкостными свойствами для обеспечения необходимого количества воды для водоснабжения систем ППД за счет подземных вод, заключенных в этих отложениях.

Литература

1. Быков В.С., Юсупов К.С. Определение гидрогеологических параметров слоистой толщи апт-сеноманского комплекса // Нефть и газ Тюмени. – Тюмень, 1971. – Вып. 11. – С. 37–42.
2. Гаттенбергер Ю.П., Кулапин А.Я. Использование подземных вод для заводнения нефтяных месторождений. – М.: Наука, 1987. – 219 с.
3. Канапин В.Г., Ованесов М.Г., Шугрин В.П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология. – М.: Недра, 1985. – 248 с.
4. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
5. Матусевич В.М., Ковяткина Л.А., Кривцов А.П. Проблемы нефтепромысловой гидрогеологии Западно-Сибирского мегабассейна // Проблемы нефтегазовой гидрогеологии и инженерной геологии Западной Сибири: Материалы межвузовской научной конференции. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 1995. – С. 3–9.
6. Мулявин Н.П. Анализ геолого-геофизических, промысловых и поисково-разведочных работ на Красноленинском своде. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1990. – 223 с.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ СИЛ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ

Э.М. Омаров, А.И. Бабанов

Научный руководитель ассистент Ф.С. Стрельцов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Задача данной работы заключается в изучении взаимодействия основных природных сил, происходящих в пласте. Для этой цели была построена поперечно-рассеченная модель на базе обучающей программы Eclipse. В нашей модели представлены две скважины: 1 – добывающая, 2 – нагнетательная. Модель была разделена на 3 пропластка с различными значениями проницаемости (100 мД в высокопроницаемом пропластке и 10 мД в низкопроницаемых). Значения других параметров (пористость, начальная насыщенность и проч.) для всех пропластков одинаковы.

Движение жидкостей в поровом пространстве осуществляется под действием трех сил. Для моделей несмешивающегося вытеснения капиллярное давление влияет на глубину проникновения одной фазы в другую, т.е. размытость фронта вытеснения. Гравитационная составляющая влияет на вертикальный профиль фронта вытеснения, вызывая отставание верхней части фронта от нижней, а также на наличие вертикальных перетоков. Вязкостные силы уменьшают мобильность фаз при перемешивании, а, следовательно, приводят к сегрегации фронта и потерям энергии за счет внутреннего трения. Баланс этих сил в совокупности с петрофизическими свойствами горной породы определяют форму фронта вытеснения, время прорыва, динамику обводненности продукции и итоговый отбор нефти в контексте применения несмешивающегося вытеснения.

Анализ гидродинамических моделей

Анализ 1. Модель двухфазного потока при высокой проницаемости в верхнем слое

Фронт вытеснения формируется под воздействием большой проницаемости верхнего пласта, в результате чего происходит прорыв. Нижние пласты менее проницаемы, а, следовательно, в них возникает большее капиллярное давление, что приводит к смешиванию двух фаз и снижению их мобильности. В результате фронт вытеснения в нижних пластах более размыт. Влияние гравитационных сил сказывается на форме фронта вытеснения тем, что происходит отставание верхней части фронта от нижней при движении в нижних пластах. Для верхнего пласта характерны вертикальные перетоки (гравитационная сила) на фронте вытеснения. Подобное поведение отмечается и на поздних стадиях вытеснения. В данной ситуации возможно образование целиков нефти за счет вертикальных перетоков.

Анализ 2. Модель двухфазного потока при высокой проницаемости в нижнем слое

Для данной модели характерно совмещение прорыва по наиболее проницаемому пласту с влиянием гравитации. В дальнейшем, под влиянием капиллярных сил в совокупности с большей мобильностью воды относительно нефти, вытесняющий агент прорывается в верхние пласты, обеспечивая дополнительное вытеснение. Нефтеизвлечение на месторождении, описываемом моделью 1, будет больше, а обводненность продукции меньше, по сравнению с месторождением в модели 2-го анализа, за аналогичный промежуток времени. Закачка прямо пропорциональна времени.

Анализ 3. Модель двухфазного потока при высокой проницаемости в среднем слое

Модель характеризуется аналогичным для случаев 1 и 2 поведением сил: прорыв и вертикальные с е перетоки по наиболее проницаемому пласту (гравитационная составляющая), вязкостные силы, капиллярное давление и гравитация для верхнего. Сравнение базовой модели 1 и модели 3 показывает, что перераспределение сил влияющих на вытеснение водой нефти привело к уменьшению накопленной добычи нефти с 281733,0 до 263477,0 бареллей и увеличению обводненности продукции.

Анализ 4. Низкая скорость закачки

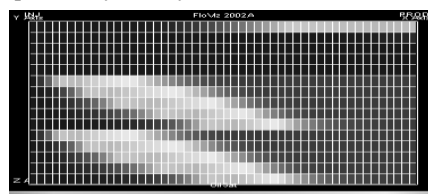
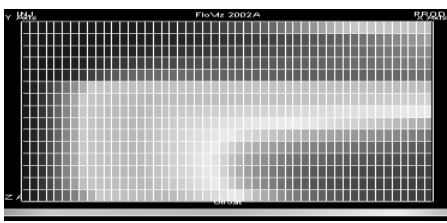
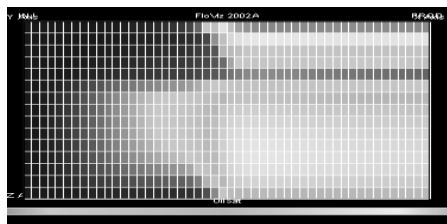
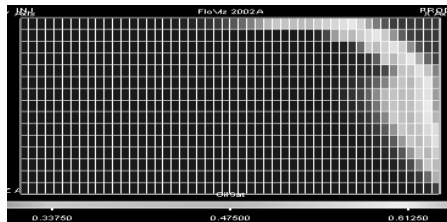
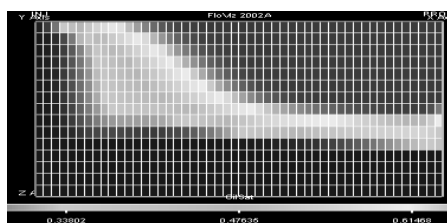
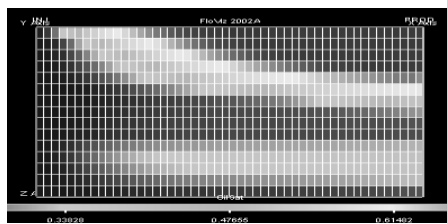
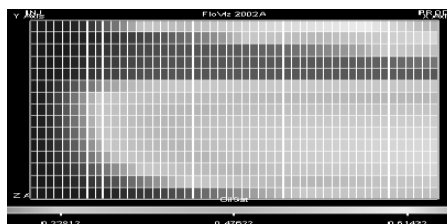
Понижив расход закачиваемой воды (модель 4) можно исключить влияние коллекторских свойств на процесс вытеснения нефти за счет того, что давление на фронте вытеснения будет успевать перераспределяться и выравниваться. В результате будет получен поршневой фронт вытеснения, максимально долгая безводная добыча нефти и максимальное нефтеизвлечение относительно прочих моделей. Заменяя значения закачки на ось времени получим меньшую нефтедобычу для модели 4, по сравнению с моделями 1, 2 и 3 за аналогичный временной интервал 300 дней.

Анализ 5. Увеличенные перетоки между пропластками

Неравномерность фронта вытеснения объясняется более проницаемым верхним пластом и влиянием гравитационных сил, в результате чего идет интенсивное заводнение нижней части нижнего пласта. В призабойной зоне пласта добывающей скважины возникает нелинейное течение (в отличие от линейного по пласту). Поэтому при том же перепаде давления дебит снижается относительно модели 1, поскольку возрастают потери на внутреннее трение (вязкостные силы) и потери за счет инертности жидкости (гравитационная сила). Для фронта вытеснения характерна вязкостная и гравитационная сегрегация. Для нижних пластов характерны эффекты снижения фазовой мобильности обоих флюидов при движении воды под действием капиллярного давления. При принятии решения о дальнейшем заводнении существует вероятность образования целика нефти за счет вертикальных перетоков из верхнего пласта и конусообразования из нижнего.

Анализ 6. Понижение отношения вертикальной проницаемости к горизонтальной

Изменение отношения вертикальной проницаемости к горизонтальной – результат изменения фациальной обстановки осадконакопления и тектоники. Снижение вертикальной проницаемости привело к снижению вертикальных перетоков. Как и в случаях, рассмотренных ранее, вода прорывается по наиболее проницаемому верхнему пласту, однако фронт вытеснения дифференцируется в зависимости от проницаемости. Поскольку вода движется преимущественно в горизонтальном направлении, время прорыва сокращается. Таким образом, существует слабая возможность



выравнивание профиля поглощения, а, следовательно, и профиля заводнения.

Анализ 7. Барьеры, предотвращающие вертикальные перетоки между пропластками (подразумевается наличие глинистых перемычек)

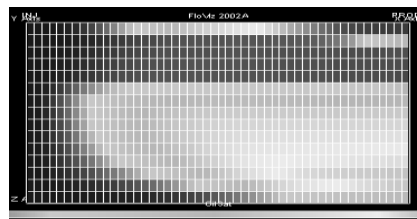
Ситуация возможна, как правило, при изменении фациальной обстановки осадконакопления. При отсутствии вертикальных перетоков вытесняющий агент движется под действием вязкостных, капиллярных сил и гравитационных, действующих в пределах отдельно взятого пласта. Так как верхний пласт более проницаем, а проницаемости нижних пластов равны, то прорыв воды к добывающей скважине происходит по верхнему пласту, а в нижних слоях вода движется равномерно. Движение воды только в горизонтальном направлении дает максимально быстрый прорыв. Для наибольшего нефтеизвлечения необходимо обеспечить одновременный прорыв воды к добывающей скважине, для чего следует проводить расходомерию жидкости, закачанной в каждый пласт, или вскрывать верхний пласт позднее нижних.

Анализ 8. Нулевое капиллярное давление

Исключив влияние капиллярных сил модель исключает дополнительный источник энергии для движения воды в капиллярах, что четко просматривается на нижних низкопроницаемых пластах. Это существенно консолидирует фронт вытеснения, что снижает время прорыва, однако за аналогичный промежуток времени модель обладает меньшей нефтеотдачей относительно базовой модели 1.

Вывод

На основании полученных результатов анализа наших упрощённых моделей месторождений, можно сделать вывод, что при построении гидродинамических моделей очень удобно и практично использовать программу Eclipse, которая обеспечивает высокую сходимость результатов реальной модели с псевдомоделью. Все это указывает нам на возможность использования программы Eclipse при построении моделей реальных месторождений с целью прогноза выработки запасов, распространения фронта вытеснения, определение коэффициентов охвата пласта воздействием и других показателей разработки.



Литература

1. Eclipse 100. Справочное руководство, 2002. – 626 с.
2. Eclipse 100. Руководство пользователя, 2002. – 987 с.

ПРОБЛЕМА УТИЛИЗАЦИИ ПОДТОВАРНЫХ ВОД НА САМОТЛОРСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.И. Павлюков

Научный руководитель профессор В.М. Матусевич

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Самотлорское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено на территории Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 15 км к востоку от г. Нижневартовска. За 40 лет его промышленной разработки перекомпенсация пластовых давлений достигла критической отметки. На данный момент обводнённость продукта составляет 90–95%. Поэтому остро встал вопрос об утилизации избытка подтоварных вод на месторождении.

Одним из способов утилизации подтоварных вод является их закачка в глубокие водоносные горизонты. Для получения права на утилизацию недропользователь обязан предоставить и согласовать гидрогеологическое обоснование утилизации и проект разработки.

В настоящее время на основе анализа геолого-геофизических и гидрогеологических материалов по поисково-разведочным скважинам и проведенным гидродинамическим исследованиям на поглощающих скважинах Самотлорского месторождения НИИГИГ ТюмГНГУ выполнено гидрогеологическое обоснование и составлен проект утилизации подтоварных вод в неокомские отложения, с максимальным (суммарным по всему месторождению) дебитом закачки 109400 м³/сут.

Для выделения коллекторов, характеристики строения резервуаров и оценки фильтрационно-емкостных свойств пород апт-сеноманского и неокомского гидрогеологических комплексов использовались материалы стандартного каротажа, индукционного каротажа (ИК), бокового каротажа (БК), микрозондирования (МКЗ), микробокового каротажа (МБК), кавернометрии (КВ), радиометрических методов (гамма метод ГК и нейтронный метод НМ), акустического каротажа (АК), плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК-П) вертикальных поисково-разведочных скважин.

Выделение коллекторов производилось по комплексу геофизических методов с использованием прямых качественных и косвенных количественных признаков. К качественным признакам коллекторов относятся: наличие глинистой корки на стенках скважин, положительные приращения на кривых микрозондов, отрицательная амплитуда ПС, минимальные показания на диаграммах гамма-метода. К количественным признакам относятся относительная амплитуда ($\alpha_{пс,гр}$), коэффициент пористости (K_p), коэффициент проницаемости ($K_{пр}$), коэффициент приёмистости (η), коэффициент водопроницаемости (km).

В качестве подсчётного параметра основных продуктивных пластов Самотлорского месторождения использовался коэффициент пористости, определённый по методу потенциалов собственной поляризации. Метод

ПС имеет существенный недостаток – отсутствие универсальной зависимости между $K_{п}$ и $\alpha_{пс}$, что делает необходимым построение эмпирических связей типа "кern-ГИС" для каждого изучаемого пласта.

На основании сопоставлений значений пористости по керну и по различным методам ГИС можно сделать вывод, что наиболее точно $K_{п}$ оценивается по методам ГГК и ПС. Однако отсутствие исследований ГГК по большинству скважин не позволяет рассматривать этот вид каротажа в качестве основного. Поэтому в качестве базового использовался метод ПС.

С учетом современных данных по керну и введения поправок за пластовые условия в значения коэффициента пористости уравнения для оценки пористости по показаниям метода ПС $K_{п} = f(\alpha_{пс})$ с учетом термобарических поправок приобрели следующий вид для пластов: группы АВ $K_{ппл} = 12,54\alpha_{пс} + 16,15$; БВ8 $K_{ппл} = 12,6\alpha_{пс} + 12,22$; БВ10 $K_{ппл} = 12,46\alpha_{пс} + 12,09$.

Как известно, зависимости "кern-ГИС" для оценки проницаемости имеют низкую степень достоверности, что обусловлено, в первую очередь, отсутствием строгого физического обоснования. Но значения $K_{пр}$ по этим зависимостям необходимы как первое приближение $K_{пр}$ при гидродинамическом моделировании.

В задачи опробования поглощающих скважин входят определение приемистости пласта-коллектора, изменение ее во времени, оценка коллекторских свойств пласта и основных расчетных гидродинамических параметров. Определение вышеперечисленных характеристик можно провести путем опытных закачек на различных режимах, методом наблюдения за восстановлением давления и другими методами. В 2004 г. (весенне-осенний период) с целью определения коэффициентов приемистости были проведены кратковременные закачки по скважинам Самотлорского месторождения (ОАО «Самотлорнефтегаз» и ОАО «ГНК-Нижевартовск»). В период проведения работ проводились кратковременные остановки для смены штуцеров. На скважинах проводилась установка штуцеров диаметрами 6, 12, 15, 20, 25 мм. Время работы скважин на каждом штуцере до одних суток. То есть режим работы поглощающих скважин на штуцерах можно было считать установившимся.

По данным опытных закачек были построены индикаторные диаграммы приемистости поглощающих скважин в координатах $(Q - P_{нагн})$. При обработке индикаторных диаграмм производился расчет коэффициента приемистости по формуле (1):

$$\eta = \frac{Q_2 - Q_1}{\Delta P_2 - \Delta P_1}, \quad (1)$$

где, Q_2, Q_1 – величина объемов закачки, определенных по двум точкам наклонной прямой на индикаторной диаграмме, м³/сут;

$\Delta P_2, \Delta P_1$ – величина перепада давления, определенная по двум точкам наклонной прямой на индикаторной диаграмме, атм.

По индикаторным диаграммам приемистости также были определены величины дополнительных сопротивлений в скважине и прифилтровой зоне.

Для оценки основных расчетных гидродинамических параметров были проведены наблюдения за восстановлением глубинного давления с использованием глубинных манометров типа АМТ. В процессе исследования на скважинах проводилась регистрация изменения давления во времени после остановки скважин.

Проведенные замеры представлены в виде графиков $\Delta P - \lg(t)$. Значения водопроницаемости определялись по формуле (2):

$$km = 0,183 * \frac{Q}{A}, \quad (2)$$

где, km – водопроницаемость, м²/сут; Q – дебит закачки поглощающей скважины до ее остановки, м³/сут;

$$A = \frac{10(\Delta P_2 - \Delta P_1)}{\lg t_2 - \lg t_1} \quad \text{м; } \Delta P_1, \Delta P_2 - \text{изменение давления (атм) в момент времени } t_1 \text{ и } t_2.$$

При описании гидродинамических процессов в напорном безграничном пласте с постоянными фильтрационными параметрами используется модель Тейса, в которой репрессия возникающая в пласте в результате работы скважины с постоянным дебитом Q в течении времени t в некоторой точке удаленной от скважины на расстояние r рассчитывается по формуле:

$$\Delta S(r, t) = \frac{Q}{4\pi km} Ei\left(\frac{4at}{r^2}\right) \quad (3)$$

где, a – пьезопроводность пласта; km – водопроницаемость пласта; $Ei\left(\frac{4at}{r^2}\right)$ – экспоненциально-интегральная функция безразмерного сопротивления.

В более сложных ситуациях широко применяется принцип суперпозиции, согласно которому результат воздействия различных источников (или стоков) может быть определен как сумма повышения (понижения) уровней при их независимой работе. Например, при работе нескольких скважин, работающих с постоянными дебитами (Q_i), изменение уровня определяется формулой:

$$\Delta S(r, t) = \sum_i \frac{Q_i}{4\pi km} Ei\left(\frac{4a_i t_i}{r_i^2}\right) \quad (4)$$

Аналогичным образом моделируется ситуация с переменным дебитом скважин. Если скважина работала с дебитом q_1 и в момент времени t_1 изменила дебит на q_2 , то расчет репрессии на момент времени t проводится по следующим формулам:

$$\Delta S(r, t) = \frac{q_1}{4\pi km} Ei\left(\frac{4at}{r^2}\right) \quad \text{при } t \leq t_1 \quad (5)$$

$$\Delta S(r, t) = \frac{q_1}{4\pi km} Ei\left(\frac{4at_1}{r^2}\right) + \frac{q_2 - q_1}{4\pi km} Ei\left(\frac{4a(t-t_1)}{r^2}\right) \quad \text{при } t > t_1 \quad (6)$$

При непостоянстве фильтрационных параметров пласта используется подход подобный методу суперпозиции. Действующие источники или стоки (скважины) разделяются на несколько групп, для которых характерно компактное расположение скважин и однородность фильтрационных свойств пласта. Для каждой группы скважин проводятся расчеты (по осредненным значениям проницаемости и водопроводимости) понижений (повышений) уровней в самих скважинах, а также срезок уровней в скважинах других групп. Изменение уровня от работы всех групп скважин определяется как сумма воздействия работы каждой из них.

При расчете репрессии на всю территорию Самотлорского месторождения были выделены подсчетные участки по группам компактного размещения поглощающих скважин. По пластам АВ6-8, БВ0 и БВ3 было выделено по одному подсчетному участку, по пласту АВ2-3 было выделено два подсчетных участка, по пласту АВ4-5 – пять подсчетных участков, по пласту БВ2 – два и по пласту БВ8 – четыре. Для каждого из участков проведен детальный расчет репрессии по сетке с малым шагом. Кроме этого репрессия рассчитывалась также на всю территорию Самотлорского лицензионного участка по более крупной сетке. Расчеты велись на 9-летний срок эксплуатации поглощающих скважин. По полученным данным с помощью программного комплекса GST строилась серия карт репрессии воронок (на 1, 5 и 9-летний срок эксплуатации). Для более точного учета повышений уровня вблизи поглощающих скважин построение карт репрессии осуществлено в два этапа. На первом выполнялось построение карт по всему Самотлорскому месторождению в целом. На втором этапе осуществлялась гладкая вклейка детальных карт по подсчетным участкам.

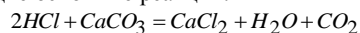
В соответствии с изложенным выше методом учета анизотропии фильтрационных свойств пласта результирующие карты репрессии строились суммированием карт повышения уровня от работы скважин по отдельным подсчетным участкам пласта.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК В ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

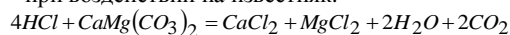
Н. Н. Пащенко

Научные руководители доцент Г. Ф. Ильина, доцент В. М. Галкин
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Как известно, кислотные обработки широко применяются при обработке призабойных зон как добывающих, так и нагнетательных скважин. В Томской области кислотные обработки в наибольших случаях используются для обработки добывающих скважин. Для проведения обработок используется соляная кислота (HCl), сульфаминовая (NH₂SO₃H), плавиковая (HF), сульфенол (RC₆H₄SO₃Na, где R=C₁₀₋₁₄), СИНОЛ-Кам (водный раствор смеси катионных и амфолитных поверхностно-активных веществ и добавок, понижающих температуру замерзания) (Ибрагимов и др., 1991; Инструкция..., 1986; Кудинов и др., 1996; Логинов, 1951). Обработки скважин соляной кислотой распространены вследствие своей сравнительной простоты, дешевизны и часто встречающихся благоприятных для ее применения пластовых условий (Максимов, 1945; Методы..., 1955). В нефтесодержащих породах нередко присутствуют в тех или иных количествах известняки, доломиты или карбонатные цементующие вещества. Такие породы соляная кислота хорошо растворяет, при этом происходят следующие основные реакции:



– при воздействии на известняк.



– при воздействии на доломит.

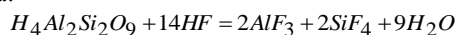
Обработка нагнетательных скважин

Ряд месторождений ОАО «Томскнефть» представлены низкопроницаемыми (5–100мД), сильно заглинизированными коллекторами. Разработка таких месторождений с применением заводнения осложнена необходимостью постоянной интенсификации работы нагнетательных скважин.

Проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП) существенно снижается в процессе бурения или глушения скважины при капитальном ремонте. В условиях недостаточной подготовки закачиваемой в пласт воды, в ПЗП нагнетательной скважины поступает значительное количество илестых и глинистых частиц (при закачке пресной воды), остаточной нефти (при закачке подготовной воды).

Для удаления загрязнителей, очистки ПЗП и восстановления проницаемости применяется целый ряд обработок (Освоение..., 1953; Перечень..., 1988; Сборник..., 1981). Наиболее простой (и недорогой) способ – обработка кислотой:

- простая солянокислотная обработка (СКО) скелета породы (взаимодействие соляной кислоты с породообразующими элементами);
- глиноокислотная обработка:



- циклическая обработка призабойной зоны (закачка объема кислотного состава частями);
- комплексная обработка призабойной зоны (КОПЗП);

- пенокислотная обработка (закачка в скважину азрированного раствора поверхностно активных веществ в виде пены);
- составы на основе сульфаминовой кислоты.

Обработка добывающих скважин

Кислотная обработка добывающих скважин существенно отличается от обработки скважин нагнетательных. Перед проведением обработки скважина должна быть исследована, определена глубина повреждения пласта. Должна проводиться предварительная промывка скважины, учитываться набухаемость глинистого материала, совместимости кислотного состава с жидкостью глушения, время реакции кислотных составов, необходимая глубина проникновения, необходимо найти оптимальный метод извлечения продуктов реакции.

Таблица

Результаты применения кислотных обработок на месторождениях Томской области

Месторождение	№ скв.	Куст	Пласт	Глинокислота м ³	Закачка, т	Стоимость, руб.	Q ₁ /P	Q ₂ /P
Северное	14	2с	Б9	9,673	39,6	98639	60/110	280/50
3-Полуденное	182	18	А2	9,321	37,73	93981	120/180	310/120
Советское	1003	47	А1	11,776	44	109599	145/75	280/75
Вахское	245	14	Ю1/1	14,892	52,3	130273	45/100	230/100
Крапивинское	540	20	Ю1/3	6,182	28,7	71488	60/180	130/150
Лугенецкое	194	9	Ю1/2	8,456	39,4	98140,672	60/150	260/80

Существуют разновидности обработки скважин соляной кислотой:

- кислотные ванны, применяемые в скважинах с открытым забоем после бурения и при освоении, для очистки поверхности забоя от остатков цементной и глинистой корки, продуктов коррозии, кальцитовых выделений из пластовых вод и др.;
- простые кислотные обработки, наиболее распространенные, осуществляемые задавкой раствора HCl в ПЗС;
- кислотные обработки под давлением;
- термокислотные обработки, заключающиеся в обработке забоя скважины горячей кислотой, нагрев которой происходит в результате экзотермической реакции соляной кислоты с магнием или некоторыми его сплавами в специальном реакционном наконечнике;
- поинтервальные или ступенчатые СКО;
- кислотные обработки терригенных коллекторов.

На таких месторождениях Томской области, как Первомайское, Советское, Вахское, Лугинецкое, Игольское, Западно-Полуденное, Северное, Катыльгинское и Крапивинское, проводились в различные периоды двухрастворные глинокислотные обработки в добывающих скважинах (таблица).

В таблице Q₁ и Q₂ обозначают соответственно дебит до и после обработки, в числителе указано давление на забое (атм).

Таким образом, как следует из результатов применения кислотных обработок, преимуществом является простота, небольшие материальные затраты, которые окупаются за счет увеличения коэффициента продуктивности добывающих скважин.

Литература

1. Инструкция по технологии обработки призабойной зоны пласта в процессе подземного ремонта скважин. РД 39-0148576-016-ВНИИ-86 – Бугульма: ТатНИПИнефть, 1986. – 16 с.
2. Ибрагимов Г. З. и др. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. – М.: Недра, 1991. – 323 с.
3. Кудинов В.И., Сучков Б.М.. Методы повышения производительности скважин – Самара: Кн. Изд-во, 1996. – 414 с.
4. Логинов Б.Г. Интенсификация добычи нефти методом кислотной обработки. – М.: Гостоптехиздат, 1951. – 245 с.
5. Максимов М.И. Обработка скважин соляной кислотой. – М.: Гостоптехиздат, 1945. – 125 с.
6. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Гостоптехиздат, 1955. – 96 с.
7. Освоение нагнетательных скважин и увеличение притока нефти. – М.: Гостоптехиздат, 1953. – 130 с.
8. Перечень химических продуктов, разрешённых к применению в технологических процессах нефтедобычи. – М.: Союзнефтепромхим, 1988. – 187 с.
9. Сборник технологических инструкций по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин. – Азнакаево: «Татнефть», 1981. – 392 с.

**АНАЛИЗ КРИВЫХ РАЗГАЗИРОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ НЕФТЕЙ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВАСЮГАНСКОЙ СВИТЫ
С.Г. Перминов, Н.С. Щетинина**

Научный руководитель профессор Н.А. Сваровская
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Скважинная продукция нефтяных месторождений представляет собой сложную многофазную многокомпонентную систему. Для прогнозирования свойств газожидкостного состояния пластовой, скважинной и промысловой нефти при различных термобарических условиях используют наряду с уравнением состояния и константы фазового равновесия. Исследования в этой области привели к разработке различных программных продуктов ("PVT-sim" и др.), которые позволяют получать решения уравнений фазовых концентраций с большим числом итераций.

В данной работе проведен анализ кривых разгазирования пластовых нефтей месторождений Васюганской свиты (таблица). Пластовые нефти отличаются низкими значениями газового фактора. Исключение составляет лишь Ломовое месторождение, так как залегает в наиболее жестких термобарических условиях: высокое давление насыщения и пластовая температура.

При расчете процессов разгазирования в залежи, в добывающих скважинах и промысловой системе сбора использовался подход российских ученых (Дунюшкин И. И. и др., 2003; Шилов В. И. и др., 1987; Шилов В. И. и др., 2002). Пластовая нефть рассматривалась как многокомпонентная жидкость с растворенным в ней многокомпонентным газом, представляющим собой смесь индивидуальных компонентов:

- углеводородов – N_2 , CO_2 , H_2S ;
- углеводородов – CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , $i-C_4H_{10}$, $n-C_4H_{10}$, $i-C_5H_{12}$, $n-C_5H_{12}$, $C_{6+высш.}$

Каждый компонент пластовой нефти при разделении ее на жидкую и газообразную фазы, содержится в обеих сосуществующих фазах, исключая компоненты нелетучей части. Полученные кривые разгазирования разбиты по группам в зависимости от величины давления насыщения.

Полученные зависимости имеют схожую форму и располагаются параллельно относительно друг друга в зависимости от величины давления насыщения, что свидетельствует о подобии свойств промысловой нефти. Учитывая, что все рассмотренные месторождения одинаковы по генезису происхождения и в тектоническом плане расположены в пределах Каймысовского свода, можно сделать вывод, что свойства промысловой нефти во многом зависят от генезиса происхождения месторождения.

Таблица

**Сводная характеристика месторождений Васюганской свиты
и осредненный компонентный состав нефтяного газа**

Название месторождения	Удельный газовый фактор, м ³ /т	№ п./п.	Компоненты	Компонентный состав, % моль
Западно–Моисеевское	17,24	1	Азот	4,68
Крапивинское	26,80	2	Углекислый газ	2,56
Двуреченское	36,20	3	Сероводород	0,00
Западно–Катыльгинское	42,80	4	Метан	62,58
Онтонигайское	49,50	5	Этан	9,24
Первомайское	49,60	6	Пропан	11,24
Лонтынь–Яхское	56,00	7	Изобутан	2,18
Катыльгинское	73,00	8	Нормальный бутан	4,02
Северо–Олень	93,06	9	Изопентан	1,50
Олень	93,06	10	Нормальный пентан	0,95
Озёрное	104,00	11	УК гексан	1,05
Ломовое	187,00	12	УК гептан + высшее	0,003
			Всего	100

Некоторые отличия в объемных свойствах имеет нефть Ломового месторождения. от общей группы нефтей Васюганских месторождений. Ломовое месторождение расположено в районе Колтогорского мегапрогиба, в наиболее жестких термобарических условиях. Вероятнее из-за этого она является самой легкой и газонасыщенной.

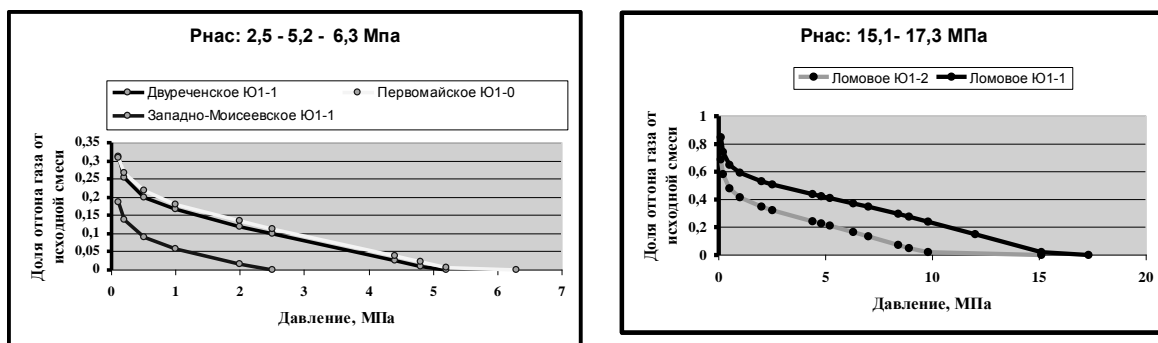


Рис. 1. Кривые разгазирования пластовых нефтей месторождений Васюганской свиты

С помощью кривых разгазирования можно достаточно точно находить выход доли отгона газовой фазы и его состав для различных термобарических условий, что увеличит прогнозные расчеты определения скорости звуковой волны при эхолокации, величины статического или динамического уровней жидкости в скважине, позволит более качественно подойти к достоверной оценке коллекторских свойств и свойств пластовых и промысловых нефтей, подбору оборудования при добычи нефти.

Литература

1. Дуношкин И.И., Мищенко И.Т., Дуношкина Е.И. Моделирование и расчет физико-химических свойств пластовой, дегазированной и промысловой нефти. – М: РГУНиГ им. И. М. Губкина, 2003. – 96 с.
2. Шилов В.И., Клочков А.А. и др. Расчет констант фазового равновесия компонентов природных нефтегазовых смесей // Нефтяное хозяйство. – М., 1987. – № 1 – с. 37–39.
3. Шилов В.И., Крикунов В.В. Прогнозирование фазового состояния природных нефтегазовых систем // Нефтяное хозяйство. – М., 2002. – № 8 – С. 100–103.

АНАЛИЗ ВРЕМЕННЫХ ИЗМЕНЕНИЙ СВОЙСТВ НЕФТЯНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВАСЮГАНСКОЙ СВИТЫ

С.Г. Перминов

Научный руководитель профессор Н.А. Сваровская
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе генезиса нефтяных коллекторов протекают различные параллельно-последовательные геологические и химико-минералогические процессы, изменяются условия и параметры их протекания. Все свойства горных пород – глинистость, песчаность, водонасыщенность, капиллярное давление – имеют тесную непосредственную связь между собой и являются прямым следствием условий осадконакопления, которые определяют геологию резервуара и процесс разработки. Практически весь мировой запас углеводородов сосредоточен в коллекторах осадочных горных пород: силикатных или терригенных (песчаники, алевролиты, глины) и карбонатных или морских породах (известняки, доломиты).

Для месторождений Западной Сибири характерны горные породы первой группы, которые образуются в результате длительного выветривания, эрозии и разрушения ранее существующих пород, и последовательного их транспорта, осадения и накопления обломков горных пород. Именно скорость транспортировки, перенос обломочного материала, способ отложения и накопления этих обломков и обуславливает размер, форму и другие параметры частиц, которые затем формирует соответствующую горную породу. С точки зрения добычи нефти, главными свойствами выступают пористость, проницаемость и насыщенность. Месторождения Васюганского нефтедобывающего района в тектоническом отношении расположены в пределах Каймысовского свода и Колтогорского мегапрогиба (рис.).

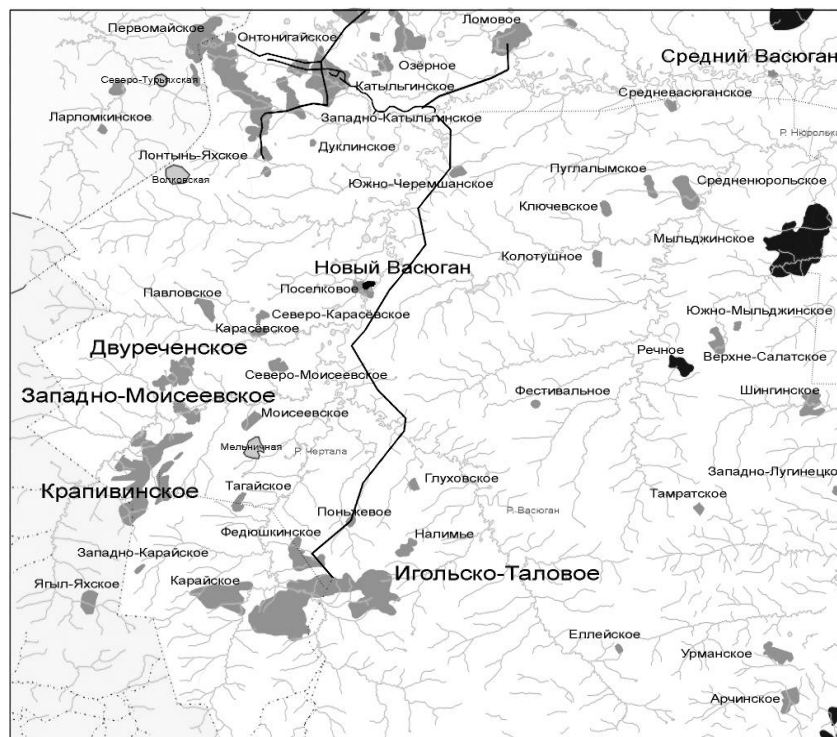


Рис. Схема расположения месторождений васюганской свиты

В данной работе представлены результаты исследований свойств коллекторов нефтяных месторождений васюганской свиты с использованием методики эхолокации ЗАО Компании "СиаМ" (Сваровская и др., 2003).

Нефтяные залежи на всех месторождениях района связаны с отложениями верхней части васюганской свиты верхней юры. В ее пределах выделяется горизонт Ю₁, характеризующийся следующими литолого-фациальными комплексами снизу вверх: регрессивным прибрежноморским (подугольная толща, пласты Ю₁⁴, Ю₁³) регрессивно-трансгрессивным переходным (межугольная толща); трансгрессивным прибрежноморским (надугольная толща, пласты Ю₁², Ю₁¹, Ю₁⁰). Таким образом, терригенные отложения горизонта Ю₁ характеризуются обширным спектром фациальных обстановок прибрежной части моря.

Условия осадконакопления обусловили особенности строения пластов песчаников, которые, как правило, представлены средне- и мелкозернистыми разностями, средне-сортированными и имеют мелко- и косоволнистую текстуру. При смене фациальной обстановки песчаники замещаются глинисто-алевритовыми породами. Это уже глинистые осадки фаши лагуны и заливов, чем обусловлено наличие зон литологического замещения пород-коллекторов. Залежи нефти преимущественно пластовые сводовые, литологически-ограниченные. Имеют место также залежи структурно литологического типа, осложнённые дизъюнктивными нарушениями.

Тип коллектора в основном терригенный, поровый. Значения пористости находятся в пределах от 0,15 до 0,19, проницаемость $\approx 0,03$ мкм² по данным исследования ядра (таблица).

На всех месторождениях района пластовое давление находится приблизительно 26 МПа, а давление насыщения изменяется в зависимости от расположения месторождений. Так, Ломовое месторождение находится в пределах Колтогорского мегапрогиба, в связи с этим давление насыщения во многом превосходит давление месторождений приуроченных к Каймысовскому своду. Нефть Ломового месторождения является самой лёгкой и газонасыщенной. Крапивинское, Западно-Моисеевское и Двуреченское месторождения относятся к брахиантиклинальному типу и имеют низкие значения давления насыщения. Первомайское, Лонтень-Яхское, Олень и Западно-Катильгинское располагаются на локальных поднятиях Каймысовского свода и имеют средние значения давления насыщения.

При проведении гидродинамических исследований скважин (Хисамов и др., 2000) на указанных объектах расчетная величина проницаемости для некоторых месторождений оказалось выше балансовых значений и данных ГИС при отрицательных величинах скин-фактора. Например средняя величина коэффициента проницаемости для Двуреченского месторождения составляет 0,154 мкм² при значении скин-фактора -1, для Западно-Моисеевского - 0,435 мкм² при значении скин-фактора -1. Полученные данные свидетельствуют о неточности первоначально полученных сведений по величинам проницаемости, что отражается на информативности геологических моделей этих продуктивных пластов, истории разработки и их эксплуатации, и большого ряда используемых методов МУН.

Таблица

Сводная таблица по месторождениям васюганской свиты нефтедобывающего района

Показатели	Пористость, доли ед.	Проницаемость по керну, мкм ²	Тпл, °С	Рпл, МПа	Ср. нефтенасыщенность, доли ед.	Рнас, МПа
Месторождения						
Ломовое	0,15-0,17	0,0024-0,013	0,5	26,4-27,2	0,61-0,66	15,1-17,3
Олень	0,185	0,024	2,7	26,7	0,606	9,8
Озерное	0,19	0,029	5	26,5	0,65	9,8
Катыльгинское	0,16-0,18	0,0107-0,0302	0	25,8	0,56-0,72	8-9,8
Западно-Катыльгинское	0,17	0,0219	4	26,2	0,6	9,8
Онтонигайское	0,16	0,039	3	26,1	0,63	8,32
Первомайское	0,18	0,037	0	26	0,73	6,3
Игольско-Таловое	0,18	0,01477	0,86	27,68	0,68	8,37
Западно-Моисеевское	0,15	0,0245-0,0283	8	26,7	0,55-0,62	2,5
Лонтынь-Яхское	0,17	0,03	5	27,3	0,65	8,1
Двуреченское	0,15-0,18	0,006-0,033	1	27,2	0,69-0,7	5,2
Крапивинское	0,168	0,0042-0,0294	4	27,5	0,7	3,8

Проведенные нами гидродинамические исследования скважин и анализ полученных данных подтверждает информативность метода эхолокации по модифицированной методике ЗАО Компании "Сиам" для оценки свойств коллекторов.

Литература

1. Сваровская Н.А., Перминов С.Г. Влияние условий прохождения звуковой волны на скорость её распространения в затрубном пространстве скважины и оценку уровня жидкости при эхолокации // Наука и технология углеводородов. – М., 2003. – № 4. – С. 71–73.
2. Хисамов Р.С., Сулейманов Э.И., Фархуллин Р.Г. и др. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2000. – 228 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КАТИОННО-AКТИВНЫХ ПАВ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ВРЕМЕНИ ГЕЛЕОБРАЗОВАНИЯ **С.К. Салех**

Научный руководитель доцент Ш.А. Гафаров
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Одним из методов ограничения и ликвидации водопритока в скважины является использование гелеобразующих композиций. Образование геля непосредственно в пластовых условиях позволяет создавать зоны (экран) с повышенным фильтрационным сопротивлением и исключать межпластовые перетоки, подтягивание подошвенных вод.

Существуют различные составы гелеобразующих композиции для регулирования проницаемости высокотемпературных пластов. Например, композиции на основе нефелина и соляной кислоты, высокоглиноземистого цемента (ВГЦ) и соляной кислоты и др. Недостатками известных композиций является невысокая эффективность вследствие быстрой нейтрализации кислотного раствора, в результате чего гелеобразующая композиция теряет свои свойства, а также трудность при дозировке реагентов и приготовлении состава.

Задачей данной работы является повышение технологичности, и эффективности гелеобразующей композиции за счет регулирования времени гелеобразования.

Известно, (Селимов и др, 2003), что способность к гелеобразованию определяется содержанием оксидов кремния и алюминия, которые при растворении в неорганических кислотах образуют композиции. Взаимно коагулируя, они создают гели, состоящие из аморфных положительно заряженных оксидов алюминия и отрицательно заряженных поликремневых кислот, расположенных в определенных соотношениях. Процесс растворения идет при избыточном содержании кислоты. Последующее образование геля происходит путем агрегации с образованием областей трехмерных полимерных сеток. Такие области микрогеля продолжают увеличиваться до тех пор, пока твердый микрогель не займет примерно половину всего объема. При этом вязкость становится очень большой, и золь достигает "точки геля".

Необходимое время гелеобразования подбирают путем изменения концентрации регулятора гелеобразования в составе цеолита. Регулятор скорости гелеобразования, адсорбируется на поверхности растущих мицелл геля, уменьшает скорость их роста и тем самым увеличивает время гелеобразования.

Для подбора эффективного состава гелеобразующих компонентов и придания составу приемлемой скорости гелеобразования использовали следующие реагенты:

Цеолитный компонент для производства синтетических моющих средств (ЦКСМС) – порошок белого цвета, относится к 4 классу опасности, выпускается по ТУ 381011366. Химический состав (ЦКСМС) следующий: Al₂O₃ – 28%, SiO₂ – 34,4%, Na₂O – 17,6% связанная вода – 20%.

Раствор соляной кислоты, выпускаемый по ТУ 6-01-04689381 плотностью 1110 кг/м³ и являющийся отходом производства.

В качестве регулятора скорости гелеобразования использовали катамин АБ. Катамин АБ относится к классу катионно-активных ПАВ. Представляет собой четвертичное аммониевое соединение, получаемое конденсацией третичного амина и бензохлорида формулы $(R_1R_2R_3N^+CH_2C_6H_5)Cl$, где $R_1=$ алкил C_8, C_{18} ; $R_2=CH_3; C_2H_5; C_3H_7$; $R_3=CH_3; C_2H_5; C_3H_7$.

Раствор для исследования времени гелеобразования готовили путем растворения навески цеолита в соляной кислоте. Регулятор скорости гелеобразования предварительно растворяли в соляной кислоте. Растворение цеолита проводили при перемешивании (15–20 минут) до полного растворения.

Определение времени гелеобразования проводили следующим образом: солянокислотные растворы цеолита в герметично закрытых ампулах помещали в термостат и визуально следили за процессом гелеобразования. Результаты экспериментов приведены в табл. № 1, 2.

Таблица 1

Зависимость времени гелеобразования от концентрации ПАВ в гелеобразующей композиции цеолит-соляная кислота при 20⁰С

Состав композиции		Время гелеобразования при 20 ⁰ С, час				
Цеолит, г/л	HCL, мас. %	Концентрация катамина АБ, %				
		0,0	0,05	0,1	0,5	1,0
6	6	228,50	335,00	355,00	402,00	438,00
6,5	6,5	170,50	215,00	265,00	315,00	370,00
7	7	118,00	207,00	248,00	285,00	310,00
7,5	7,5	102,50	107,00	131,00	154,00	181,00
8	8	68,50	79,00	95,00	125,00	140,00
8,5	8,5	51,50	54,50	75,50	98,00	123,00
9	9	40,00	43,00	49,00	72,00	98,00
9,5	9,5	30,00	35,50	39,00	45,00	66,00
10	10	23,50	25,00	27,00	36,00	49,00

Данные табл. № 1, 2 показывают, что рост концентрации цеолита и соляной кислоты приводит к уменьшению времени гелеобразования состава. В то же время добавления катионноактивного ПАВ катамин АБ увеличивает время гелеобразования. В промышленных условиях рост времени гелеобразования повышает эффективность состава за счет более глубокого проникновения в пласт. Меняя концентрацию гелеобразователя, соляной кислоты и регулятора скорости гелеобразования, можно получать гелеобразующие составы с широким диапазоном времени гелеобразования, что позволяет их эффективно применять при различных геолого-физических характеристиках месторождений и технологических задачах.

Экспериментальные данные показывают, что состав можно использовать для регулирования проницаемости высокотемпературных пластов, а также при изоляционных работах при капитальном ремонте скважин.

Добавление в гелеобразующий состав поверхностно-активного вещества катамин АБ решает и другую важную задачу: предохраняет металлическое оборудование и насосно-комприссорные трубы от активной коррозии при высоких температурах. Катамин АБ адсорбируясь на поверхности оборудования, труб, поверхности порового пространства, образует пленку, значительно снижающую смачиваемость породы соляной кислотой, уменьшающую скорость взаимодействия гелеобразующей композиции с породой пласта, снижающую реакцию соляной кислоты с металлом.

Таким образом, на основании выполненных экспериментальных работ можно делать следующие выводы:

1. Предложенные композиции имеют небольшую вязкость и регулируемый период гелеобразования.
2. Образовавшийся в пласте гель имеет высокую вязкость при начальном напряжении сдвига 20–200 мПа*с.
3. Водозолирующий состав не столь агрессивен, и скорость коррозии соизмерима со скоростью коррозии ингибированной кислоты, применяемой при солянокислотной обработке.

Таблица 2

Зависимость времени гелеобразования от концентрации ПАВ в гелеобразующей композиции цеолит-соляная кислота при 80⁰С

Состав композиции		Время гелеобразования при 80 ⁰ С, час				
Цеолит, г/л	HCL, мас. %	Концентрация катамина АБ, %				
		0,0	0,05	0,1	0,5	1,0
6	6	12,25	12,50	14,20	41,50	67,20
6,5	6,5	9,50	10,20	11,50	31,30	48,40
7	7	7,25	8,00	9,30	16,50	21,50
7,5	7,5	5,50	6,00	6,50	12,50	16,00
8	8	4,50	5,20	5,50	7,00	10,00
8,5	8,5	4,25	4,40	5,10	6,00	8,20
9	9	3,30	3,40	4,10	4,40	5,50

9,5	9,5	2,50	3,00	3,30	4,00	5,10
10	10	1,50	2,00	2,10	2,25	3,20

Литература

1. Селимов Ф.А., Кононова Т.Г., Блинов С.А., Чупров Н.М. Гелеобразующие композиции на основе кислых растворов алюмосиликатов // Интервал, 2003. – № 5. – С. 38–40.

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ
МЕТОДОМ ИНТЕГРИРОВАННЫХ МОДЕЛЕЙ**

Д.В. Севостьянов

Научный руководитель профессор В.Л.Сергеев

Томский политехнический университет,

Томский университет систем управления и радиоэлектроники, г. Томск, Россия

В практике нефтегазодобычи в целях определения технологической успешности и экономической эффективности технологий повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти широко используются модели добычи нефти в виде заданных с точностью до параметров функций регрессии, получившие название характеристик вытеснения (Пьянков, 1997).

Характеристики вытеснения разделяются на кривые обводнения и падения добычи. Кривые обводнения представляют зависимость текущего или накопленного отбора нефти от текущего или накопленного отбора воды (жидкости) за произвольно выбранный отрезок времени. Они используются при обводненности продукции более 50%. В период добычи безводной нефти в начале разработки месторождения используются кривые падения добычи, которые характеризуют эволюцию текущего или накопленного отборов нефти во времени.

Оценки эффективности проводимых мероприятий на скважине, которые принято называть геолого-техническими мероприятиями (ГТМ), определяются из дополнительной добычи нефти. Дополнительная добыча определяется как разность между фактической накопленной добычей нефти и ее прогнозным значением. Прогнозное значение добычи рассчитывается по ограниченному базовому участку истории разработки до проведения ГТМ.

Характеристики вытеснения, определенные на ограниченном базовом участке истории разработки до проведения мероприятий, часто приводят к большим ошибкам прогнозной добычи, что в конечном итоге приводит к существенным ошибкам оценки эффективности мероприятий.

Для повышения устойчивости и точности базового прогноза добычи нефти после проведения мероприятий в данной работе предлагается методика, основанная на использовании интегрированной системы моделей, в которой наряду с характеристиками вытеснения используется дополнительная априорная информация об извлекаемых запасах, прогнозных значениях добычи нефти, жидкости и воды, рассчитанных на моделях добычи, адаптированных по всей истории разработки до проведения мероприятий.

Метод оценки технологической эффективности ГТМ

Метод основан на использовании двух интегрированных систем моделей добычи нефти и воды и одной интегрированной системы моделей характеристик вытеснения. Первая интегрированная система моделей, предназначенная для прогнозирования добычи нефти, имеет вид (Сергеев и др., 2002; Севостьянов и др., 2004):

$$\begin{cases} \mathbf{q}_n^* = \mathbf{f}_n(\boldsymbol{\alpha}) + \boldsymbol{\xi}, \\ \bar{\mathbf{s}} = \int_{t_0}^T f_n(\tau, \boldsymbol{\alpha}) d\tau + \boldsymbol{\eta} = \mathbf{s}(\boldsymbol{\alpha}) + \boldsymbol{\eta}, \end{cases} \quad (1)$$

где $\mathbf{q}^* = (q(t_1), q(t_2), \dots, q(t_n))^T$ – вектор столбец фактических значений (с начала разработки t_0) добычи нефти $q(t_i)$ за соответствующие промежутки времени $\Delta t = t_i - t_{i-1}, i = \overline{1, n}$ (год, месяц); $\mathbf{f}(\boldsymbol{\alpha}) = (f(t_1, \boldsymbol{\alpha}), f(t_2, \boldsymbol{\alpha}), \dots, f(t_n, \boldsymbol{\alpha}))^T$ – вектор столбец значений добычи нефти, полученных на основе модели $f(t, \boldsymbol{\alpha})$; $\bar{\mathbf{s}} = (s_1, s_2, \dots, s_l)^T$ – вектор экспертных оценок извлекаемых запасов нефти за время разработки месторождения T , полученных на основе различных методик их расчета; $\boldsymbol{\alpha} = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m)$ – вектор неизвестных параметров, $\boldsymbol{\xi}, \boldsymbol{\eta}$ – случайные величины, представляющие ошибки измерений дебита нефти и расчетов извлекаемых запасов.

Прогнозные значения добычи нефти после проведения мероприятий рассчитываются по формуле

$$\bar{q}_n(t_1 + \Delta t) = f_1(t_1 + \Delta t, \boldsymbol{\alpha}^*(\boldsymbol{\beta}^*)) \quad (2)$$

Оценки вектора параметров $\boldsymbol{\alpha}^*$ и $\boldsymbol{\beta}^*$ в (2) вычисляются на основе метода интегрированных моделей, путем решения двух оптимизационных задач:

$$\boldsymbol{\alpha}^*(\boldsymbol{\beta}) = \underset{\boldsymbol{\alpha}}{\operatorname{argmin}}(\Phi = \mathbf{J} + \sum_{k=1}^l \beta_k \mathbf{Q}_k), \quad \boldsymbol{\beta}^* = \underset{\boldsymbol{\beta}}{\operatorname{argmin}} \mathbf{J}, \quad (3)$$

где Φ – комбинированный критерий качества; $\mathbf{J} = \|\mathbf{q}^* - \mathbf{f}(\boldsymbol{\alpha})\|^2$ и $\mathbf{Q}_k = \|\bar{\mathbf{s}} - \mathbf{s}(\boldsymbol{\alpha})\|^2$ – частные квадратичные критерии качества модели добычи нефти и, соответственно, модели извлекаемых запасов нефти; $\|\mathbf{X}\|$ – норма вектора \mathbf{X} . Вторая интегрированная система моделей добычи воды имеет аналогичный с (1) вид, где $\bar{\mathbf{s}}$ имеет смысл вектора оценок извлекаемой попутной воды за время разработки месторождения. Прогнозные значения добычи воды после проведения мероприятий рассчитываются по формуле:

$$\bar{q}_w(t_1 + \Delta t) = f_2(t_1 + \Delta t, \boldsymbol{\alpha}_2^*(\beta_2^*)). \quad (4)$$

Прогнозные значения добычи жидкости определяются как сумма прогнозных значений добычи нефти и воды:

$$\bar{q}_{жк}(t + \tau) = \bar{q}_n(t + \tau, \boldsymbol{\alpha}_1^*(\beta_1^*)) + \bar{q}_w(t + \tau, \boldsymbol{\alpha}_2^*(\beta_2^*)), \tau = \overline{1, t} \quad (5)$$

Интегрированная стохастическая система моделей характеристик вытеснения имеет вид:

$$\begin{cases} V_n^*(t_i) = f_x(t_i, \boldsymbol{\alpha}, V_{жк}^*(t_i), V_w^*(t_i)) + \xi_i, t_i = t_0 + \Delta t \cdot i, i = \overline{1, n_1} \\ \bar{V}_n(t_j) = f_x(t_j, \boldsymbol{\alpha}, \bar{V}_{жк}(t_j), \bar{V}_w(t_j)) + \eta_j, t_j = t_1 + \Delta t \cdot j, j = \overline{1, n_2} \end{cases} \quad (6)$$

где $V_n^*(t_i), V_{жк}^*(t_i), V_w^*(t_i)$ – фактические значения накопленной добычи нефти, жидкости и воды на базовом интервале времени разработки $t_i = t_0 + \Delta t \cdot i, i = \overline{1, n_1}$; $\bar{V}_n(t_j), \bar{V}_{жк}(t_j), \bar{V}_w(t_j)$ – прогнозные значения накопленной добычи нефти, жидкости и воды на участке после проведения мероприятия, полученные на основе (2), (4),(5); ξ_i и η_j – случайные переменные; $\boldsymbol{\alpha}$ – вектор параметров; f_x – характеристика вытеснения.

Технологическую эффективность мероприятий на основе метода интегрированных моделей предлагается определять по формуле:

$$\Delta q_n(t_1 + \Delta t \cdot n_2) = V_n^*(t_1 + \Delta t \cdot n_2) - f_x(t_1 + \Delta t \cdot n_2, \boldsymbol{\alpha}^*(\beta^*)), \bar{V}_{жк}(t_1 + \Delta t \cdot n_2), \bar{V}_w(t_1 + \Delta t \cdot n_2) \quad (7)$$

Алгоритм для получения оценки технологической эффективности ГТМ состоит из трех основных этапов:

1) на первом этапе на основе данных добычи нефти, воды и оценок извлекаемых запасов нефти и попутной воды формируются интегрированные системы моделей добычи нефти (1) и воды. Проводится адаптация полученных интегрированных систем моделей, определяются прогнозные значения добычи нефти, жидкости и воды по формулам (2), (4), (5);

2) на втором этапе формируется интегрированная система моделей (6). Производится адаптация моделей по алгоритму вида (3). Корректируются (уточняются) прогнозные значения добычи нефти;

3) дополнительная добыча нефти определяется по формуле (7) при использовании соответствующих характеристик падения добычи или обводнения.

Исследование точности и устойчивости предложенной оценки технологической эффективности ГТМ (7) проводилось методом статистического моделирования.

В таблице приведены относительные ошибки оценок технологической эффективности, полученных на основе метода наименьших квадратов (НК) и метода интегрированных моделей (ИМ), для пяти наиболее используемых на практике характеристик вытеснения.

Таблица

Относительная ошибка оценки эффективности ГТМ

Характеристика вытеснения	Автор	Относительная ошибка	
		Метод НК	Метод ИМ
1. $V_n = \alpha_1 + \alpha_2 \ln(V_{жк})$	Сазонов Б.Ю.	0,36	0,125
2. $V_n = \alpha_1 - \alpha_2 V_{жк}^{-1}$	Камбаров Г.С.	0,42	0,14
3. $V_n = \alpha_1 - \alpha_2 V_{жк}^{-1/2}$	Пирвердян А.М.	0,28	0,11
4. $V_n / V_{жк} = \alpha_1 - \alpha_2 V_H$	Гайсин Д.К.	0,37	0,12
5. $V_n = \alpha_1 + \alpha_2 \ln(V_B)$	Максимов М.И.	0,26	0,08

Из таблицы видно, что метод ИМ дает более точные и устойчивые оценки технологической эффективности ГТМ.

В заключение следует отметить следующее:

1) предложен метод оценки эффективности ГТМ (7), пригодный для обводненных и необводненных скважин и пластов на основе оперативного (для базового участка разработки) и стратегического (на весь период разработки) прогноза добычи нефти;

2) метод позволяет оценивать извлекаемые запасы нефти, повысить точность и устойчивость оценок технологической эффективности ГТМ.

Литература

1. Севостьянов Д.В., Сергеев В.Л. Алгоритмы идентификации показателей разработки нефтяных месторождений методом интегрированных моделей // Моделирование неравновесных систем: Материалы VII Всероссийского семинара. – Красноярск, 2004. – С. 146–147.
2. Сергеев П.В., Сергеев В.Л. Комбинированные алгоритмы идентификации систем нефтегазодобычи с учетом априорной информации // Моделирование неравновесных систем: Материалы VII Всероссийского семинара – Красноярск, 2002. – С. 158–162.
3. Пьянков В.Н. Алгоритмы идентификации параметров модели Баклея – Леверетта в задачах прогноза добычи нефти // Нефтяное хозяйство, 1997. – № 10. – С. 62–65.

МЕТОД ИДЕНТИФИКАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ПО КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ С УЧЕТОМ ПРОДОЛЖАЮЩЕГОСЯ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ

П.В. Сергеев

Научный руководитель профессор А.М. Кориков

Томский университет систем управления и радиоэлектроники, г. Томск, Россия

Задачей идентификации гидродинамических исследований скважин (ГДИС) является построение оптимальной, в смысле заданных критериев качества, математической модели пластовой системы и оценка неизвестных фильтрационных параметров по результатам измерений забойного давления и дебитов скважин.

Классические алгоритмы решения задач идентификации ГДИС на неустановившихся режимах методами восстановления забойного давления (КВД, КВУ) с учетом продолжающегося притока жидкости в скважину часто приводят к значительным ошибкам, связанных с операциями дифференцирования и интегрирования экспериментальных значений забойного давления (Шагиев, 1998).

В работе предлагается метод идентификации КВД без использования операций численного дифференцирования или интегрирования КВД, позволяющий учитывать продолжающийся приток жидкости в скважину и дополнительную априорную информацию о накопленной жидкости в стволе скважины, пластовом давлении и фильтрационных параметрах пласта.

Метод идентификации КВД с учетом притока

Метод основан на стохастической интегрированной системе моделей КВД вида:

$$\begin{cases} \bar{\mathbf{P}}_3^* = \mathbf{P}_3(\boldsymbol{\alpha}, \boldsymbol{\beta}) + \boldsymbol{\xi}, \\ \bar{\mathbf{V}} = \mathbf{V}(\boldsymbol{\beta}) + \boldsymbol{\eta}_1, \\ \bar{\mathbf{P}}_{nl} = \mathbf{P}_3(T, \boldsymbol{\alpha}, \boldsymbol{\beta}) + \boldsymbol{\eta}_2, \\ \Gamma_k \bar{\boldsymbol{\alpha}}_k = \Gamma_k \cdot \boldsymbol{\alpha}_k + \boldsymbol{\eta}_{3k}, k = \overline{1, l}, \end{cases} \quad (1)$$

$\bar{\mathbf{P}}_3^* = (P_3^*(t_i), i = \overline{1, n})^T$ – вектор столбец измеренных значений забойного давления в моменты времени t_i ;

$\mathbf{P}_3(\boldsymbol{\alpha}, \boldsymbol{\beta}) = \left(\int_{t_0}^{t_i} f(\tau, \boldsymbol{\alpha}) \cdot q(t_i - \tau, \boldsymbol{\beta}) d\tau, i = \overline{1, n} \right)^T$ – вектор столбец значений забойного давления в моменты времени t_i ,

t_i , вычисленный на основе модели КВД в форме интеграла свертки; $f(\tau, \boldsymbol{\alpha})$ – передаточная функция;

$\boldsymbol{\alpha} = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m)$ – вектор фильтрационных параметров пласта (гидропроводность, пьезопроводность и т.п.);

$\bar{\mathbf{V}} = (\bar{V}(t_j), j = \overline{1, m_1})^T$ – вектор столбец накопленной к моменту времени t_j жидкости в стволе скважины после

ее остановки; $\bar{\mathbf{V}}(\boldsymbol{\beta}) = \left(\int_{t_0}^{t_j} q(\tau, \boldsymbol{\beta}) d\tau, j = \overline{1, m_1} \right)^T$ – вектор столбец накопленной жидкости, вычисленной на основе

модели; $q(\tau, \boldsymbol{\beta})$ – модель дебита притока жидкости в скважину после ее остановки; $\bar{\mathbf{P}}_{nl} = (\bar{P}_{nl,k}, k = \overline{1, d})^T$ –

вектор столбец дополнительных априорных данных и экспертные оценки пластового давления; $\mathbf{P}_3(T, \boldsymbol{\alpha}, \boldsymbol{\beta})$ –

значение пластового давления, полученного на основе модели КВД при $t_i = T$; $\bar{\boldsymbol{\alpha}}_k = (\bar{\alpha}_{1k}, \bar{\alpha}_{2k}, \dots, \bar{\alpha}_{km})^T$ – вектор

дополнительных априорных данных о фильтрационных параметрах нефтяного пласта, полученный с объекта –

аналога с номером k ; $\Gamma_k, k = \overline{1, l}$ – диагональные (индикаторные) матрицы нулей либо единиц, где

$0 \cdot \bar{\alpha}_{kj}, k = \overline{1, l}, j = \overline{1, m}$ означает, что априорная информация о параметре отсутствует; $\boldsymbol{\xi} = (\xi_i, i = \overline{1, n})^T$ – вектор

ошибок выбора модели, ошибок измерений забойного давления; $\boldsymbol{\eta}_1, \boldsymbol{\eta}_2, \boldsymbol{\eta}_3$ – вектора случайные величины,

представляющие ошибки задания дополнительных априорных сведений.

Для модели (1) метод определения вектора фильтрационных параметров $\boldsymbol{\alpha}$ и параметров $\boldsymbol{\beta}$ сводится к решению оптимизационных задач вида (Сергеев и др., 2003):

$$\mathbf{a}^*(W), \mathbf{\beta}^*(W) = \underset{\mathbf{a}, \mathbf{\beta}}{\operatorname{argmin}} (\Phi = \|\mathbf{P}^* - \mathbf{P}(\mathbf{a}, \mathbf{\beta})\|_{w_1}^2 + \|\bar{\mathbf{V}} - \mathbf{V}(\mathbf{\beta})\|_{w_2}^2 + \|\bar{\mathbf{P}}_{nl} - P_3(T, \mathbf{a}, \mathbf{\beta})\|_{w_3}^2 + \sum_{k=1}^l \|\Gamma_k \bar{\mathbf{a}}_k - \Gamma_k \cdot \mathbf{a}_k\|_{w_4}^2), \quad (2)$$

$$W^* = \underset{W}{\operatorname{argmin}} (\Phi = \|\mathbf{P}^* - \mathbf{P}(\mathbf{a}^*(W), \mathbf{\beta}^*(W))\|_{w_1}^2),$$

где $W^* = (w_i^*, i = \overline{1,4})$ – матрица оптимальных значений управляющих параметров, учитывающих вес дополнительных априорных данных о накопленной жидкости в стволе скважины после ее остановки, пластовом давлении и фильтрационных параметрах пласта. Под $\operatorname{argmin}_x \Phi(x)$ здесь понимается точка x^* минимума функционала качества $\Phi(x)$, $\|X\|$ – норма вектора X .

Результаты исследования точности оценок

Исследование точности оценок фильтрационных параметров пласта $\mathbf{a}^*(W^*)$ и оценки пластового давления $P_{nl}^* = P_3(T, \mathbf{a}^*(W^*), \mathbf{\beta}^*(W^*))$ проводилось на основе (1) методом статистического моделирования, где предполагалось, что случайные величины $\xi, \eta_1, \eta_2, \eta_3$ распределены по нормальному закону с нулевыми средними значениями. В качестве модели КВД использовалось интегральное уравнение вида:

$$P_3(t, \mathbf{a}, \mathbf{\beta}) = P_0 + \frac{1}{4\pi\alpha_1} \int_0^t q(t-\tau, \mathbf{\beta}) \exp(-r_c^2 / 4\alpha_2 \cdot \tau) / \tau \cdot d\tau, \quad (3)$$

где $\alpha_1 = \frac{kh}{\mu} = \sigma$ – гидропроводность пласта, $\alpha_2 = \chi$ – пьезопроводность; $q(t-\tau, \mathbf{\beta}) = q^0(1 - \exp(\beta \cdot (t-\tau)))$ – уравнение дебита скважины после ее остановки, k – проницаемость пласта, h – толщина пласта, μ – вязкость нефти, P_0 – забойное давление в момент остановки скважины, q^0 – дебит жидкости перед закрытием скважины.

В качестве меры точности оценки пластового давления P_{nl}^* в зависимости от длительности снятия КВД $t_n = n < T$ была использована относительная ошибка

$$\delta_n(P_{nl}^*) = \operatorname{abs}(P_{nl}^* - P_{nl}) / P_{nl}. \quad (4)$$

В качестве критериев точности оценок гидропроводности, пьезопроводности в зависимости от длительности снятия КВД t_n , по аналогии с (14), использовались, соответственно, их относительные ошибки:

$$\delta_n(\sigma^*) = \operatorname{abs}\left(\frac{\sigma^* - \sigma}{\sigma}\right), \delta_n(\chi^*) = \operatorname{abs}\left(\frac{\chi^* - \chi}{\chi}\right). \quad (5)$$

Решение оптимизационных задач (2) проводилось на основе метода деформируемого многогранника, предназначенного для поиска экстремального значения функции многих переменных – (метод Нелдера – Мида).

Относительные ошибки дополнительных априорных сведений $\bar{\mathbf{P}}_{nl}, \bar{\mathbf{V}}, \bar{\mathbf{a}} = (\alpha_1, \alpha_2)$ составляли порядка 5%–10%.

Таблица

Значения относительных ошибок оценок фильтрационных параметров пласта

Ошибка	W	Длительность исследований в часах										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$\delta_n(P_{nl}^*)$	w^*	0,12	0,14	0,06	0,07	0,04	0,05	0,04	0,03	0,02	0,02	0,018
	0	–	–	0,25	0,21	0,18	0,13	0,12	0,18	0,08	0,06	0,05
$\delta_n(\sigma^*)$	w^*	0,21	0,18	0,17	0,15	0,14	0,08	0,06	0,04	0,03	0,02	0,021
	0	–	–	1,4	0,81	0,41	0,42	0,44	0,51	0,23	0,21	0,22
$\delta_n(\chi^*)$	w^*	0,17	0,16	0,14	9,15	0,21	0,09	0,06	0,05	0,04	0,03	0,027
	0	–	–	0,26	0,27	0,24	0,15	0,16	0,07	0,06	0,04	0,056

В таблице приведены относительные ошибки оценок пластового давления и фильтрационных параметров пласта в зависимости от длительности проведения исследований. Следует отметить, что при значениях управляющих параметров $W=0$ априорная информация не учитывается, оценки соответствуют традиционным приближениям метода наименьших квадратов и при малом объеме исходных данных дают значительную ошибку. Метод интегрированных моделей (2) с учетом априорной информации при оптимальных значениях управляющих параметров $W=w^*$ работает более точно практически с начала проведения исследований и позволяет существенно сократить длительность проведения исследований, что связано с сокращением потерь добычи нефти при проведении исследований.

В заключение следует отметить, что:

1) предложен метод идентификации ГДИС по КВД с учетом продолжающегося притока жидкости после остановки скважины, позволяющий учитывать априорную информацию о накопленной добыче нефти после остановки скважины, пластовом давлении, фильтрационных параметрах пласта;

2) метод позволяет повысить точность оценок фильтрационных параметров пласта, значительно сократить длительность исследований и, соответственно, потери добычи нефти при их проведении.

Литература

1. Сергеев П.В., Сергеев В.Л. Идентификация гидродинамических исследований скважин на основе интегрированных моделей // Моделирование неравновесных систем: Материалы VI Всероссийского семинара. – Красноярск, 2003. – С. 154–155.
2. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ НА ОБЪЕКТАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.А. Сотниченко

Научный руководитель преподаватель Н.В. Юрченко
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

В настоящее время большинство нефтяных месторождений России разрабатываются большой период времени. Многие из них находятся на средней и поздней стадиях. Они характеризуются достаточно высокой остаточной нефтенасыщенностью, высокими темпами обводненности. Для решения вопроса, связанного с доизвлечением, становятся актуальными современные методы повышения нефтеотдачи пластов (Гиматулинов, 2001; Муравьев, 2002). Среди их большого многообразия можно выделить технологию регулирования заводнения неоднородных пластов с помощью шитых полимерных систем (СПС). Данный метод направлен на повышение текущего и конечного коэффициента нефтеотдачи за счет увеличения охвата пласта заводнением.

Шитые полимерные составы – гелеобразующие композиции, обладающие изоляционными свойствами, способные создавать дополнительные сопротивления течению отбираемой жидкости в высокопроницаемых прослоях (Румянцева, 2004). Последующая закачка воды осуществляется вслед оторочки СПС. Вода, двигаясь по низкопроницаемым нефтенасыщенным слоям, вовлекает последние в разработку, тем самым происходит охват залежи по мощности и по площади.

Закачка СПС была проведена на объектах трех месторождениях Западной Сибири, находящихся на различной стадии разработки и представленные различными геолого-физическими характеристиками. Основными объектами воздействия являются нижнемеловые отложения, пласты групп АВ и БВ.

Геолого-физическая характеристика объектов внедрения приводится в таблице.

Таблица

Геолого-физическая характеристика объектов Западной Сибири

Параметры	Западная Сибирь	
	АВ ₁₋₃ , АВ ₂	БВ ₂ , БВ ₃ , БВ ₆ , БВ ₈
Средняя глубина залегания, м	1750–2250	2040–2800
Тип залежи	пластово-сводовый с литологическими ограничениями	пластово-сводовый
Тип коллектора	терригенный	терригенный
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	2,6–16,9	0,8–16,5
Пористость, %	18–24	18–23
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,48–0,65	0,50–0,75
Проницаемость, мкм ²	0,009–0,328	0,094–0,662
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,381–0,491	0,257–0,860
Коэффициент расчлененности, доли ед.	2,2–5,8	1,5–6,5
Начальная пластовая температура, °С	60–90	70–100
Начальное пластовое давление, МПа	17–20	21–27
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,3–2,8	0,67–2,60
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	767–870	743–875

Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,09–1,4	1,092–1,45
Содержание в нефти серы, %	0,7–1,1	0,8–1,6
Содержание парафина в нефти, %	1,9–4,2	1,6–3,9
Содержание смол в нефти, %	5,6–10,0	4,6–7,1
Содержание асфальтенов в нефти, %	1,9–4,8	0,8–2,0
Давление насыщения нефти газом, МПа	7–12	6,5–11,0
Газосодержание нефти, м ³ /т	27–75	30–97
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	1013	1008–1016

АВ по разрезу представлен неравномерным чередованием песчано-алевролитовых пропластков и глин. Емкостно-фильтрационные свойства коллекторов пласта в среднем изменяются в следующих пределах: пористость – 18–24%, проницаемость – 0,009–0,133 мкм².

Пласты групп БВ характеризуются в целом однородным строением и выдержанностью по простиранию, высокой (до 86%) песчаностью. В среднем пористость коллекторов пластов составляет 18–23 %, проницаемость – 0,094–0,662 мкм².

Внедрение технологии СПС осуществлялось на так называемых “открытых” участках. Воздействие на пласт АВ_{1,2} участка скважин 5560 (Вать-Еганское месторождение) сшивающимися полимерными системами (СПС) позволило увеличить дебиты скважин по нефти в среднем на 4,4 т/сут и снизить обводненность на 5,4% в первый месяц после воздействия. Максимальное снижение обводненности произошло на четвертый месяц – на 11,1%. Дополнительная добыча нефти за 10 месяцев составила 7,7 тыс.т. или 15,6 % от общей добычи нефти.

Воздействие на пласт АВ_{1,2} на участке скважины 5335 (Вать-Еганское месторождение) позволило снизить темп падения добычи нефти и роста обводненности. С учетом высокой выработанности участка, находящегося на средней стадии разработки, удалось в течение 20 месяцев поддерживать добычу нефти на практически постоянном уровне и снизить обводненность на 2%. Дополнительно добыто 6,2 тыс.т. нефти.

Воздействие на пласт БВ₃ на участке скважин 4107Б, 4126 (Ключевое месторождение) позволило добыть дополнительно около 8 тыс.т. нефти за 8 месяцев продолжительности эффекта, который продолжается. Средний дебит нефти за 8 месяцев после воздействия увеличился на 1,8 т/сут, обводненность снизилась на 7% по сравнению с аналогичным периодом до воздействия. Максимальное снижение обводненности на 10,4% произошло на четвертый месяц.

Воздействие на пласт АВ_{1,2} участка из четырех нагнетательных скважин (№№293, 573, 579, 580) Урьевского месторождения было осуществлено в два цикла – с мая по июль 2002 г. и в начале 2003 г. Это позволило интенсифицировать добычу нефти и снизить обводненность продукции. Дебит нефти в первый месяц после проведения мероприятия увеличился в среднем на 1,2 т/сут, обводненность добываемой продукции уменьшилась в среднем на 1,2%. Максимальное снижение обводненности произошло на 7,4 пункта на третий месяц после воздействия. Дополнительная добыча нефти за 19 месяцев составила около 25,9 тыс. т., что составляет 53% от общей добычи нефти.

Закачка СПС, проведенная на четырех опытных участках Западной Сибири (в восьми нагнетательных скважинах Вать-Еганского, Ключевого и Урьевского месторождений), обеспечила получение дополнительной добычи нефти по окружающим нефтяным скважинам в количестве более 47 тыс. т. и снижение обводненности добываемой продукции, в большинстве случаев, на 8–10% в течение 8–19 месяцев.

Реализация технологии на месторождениях Западной Сибири позволила получить экономический эффект в сумме 124,3 млн.руб., удельный экономический эффект составил 10,3 млн. руб./скв.-обр.

Литература

1. Гиматулинов Р.М. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 2001. – 426 с.
2. Муравьев Е.П. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 2002. – 534 с.
3. Румянцева Е.А. Оптимизация параметров потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи пластов с применением гелеобразующих композиций: Дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2004. – 184 с.

ОСОБЕННОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Ф.С. Стрельцов

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Программа для гидродинамического моделирования Eclipse была создана в 1981 году компанией Schlumberger и в 1983 году была впервые реализована. В настоящий момент эта программа является одной из самых распространенных в мире, она совместима с очень большим количеством других программ для моделирования. Кроме Eclipse в России достаточно широко распространены и другие пакеты программ для гидродинамического моделирования, такие как Yusim, IraPRMS, UTCHEM, Tempest, Техсхема и т.п. Нижеприведенный анализ велся в основном на пакете программ Eclipse, однако описанные проблемы в основном

характерны и для всех остальных пакетов программ (Eclipse 100. Справочное руководство, 2002; Eclipse 100. Руководство пользователя, 2002).

Качественное моделирование должно объединять в себе максимальное число параметров, которые характеризуют пласт. Например, сейсмические данные используются для определения структурных характеристик, составления карт разломов, идентификации стратиграфических изменений и составления карт седиментационных поверхностей (установление границ между породами и составление карт с этими границами), обнаружения углеводородов. По графикам зависимости проницаемости от пористости мы получаем информацию о профиле проницаемости по каротажу, каротажные диаграммы дают нам информацию о пористости, насыщенности, глубине залегания, нефтенасыщенных толщинах, также при испытании скважин мы получаем информацию о проницаемости на скважине, скин факторе, о границах, сбросах и т.д. Все получаемые данные закладываются в одну конечную ячейку сетки, которая служит основой для построения сетки, являющейся моделью пласта.

Месторождения западной Сибири чаще всего приурочены к юрским и меловым отложениям. Вот краткий перечень основных свойств данных отложений.

Юрская система разделяется на ряд свит.

Котухтинская свита (J_{1p} – J_{1t})

Отложения свиты с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на породах фундамента. Отложения чаще всего перекрываются радомской глинистой пачкой. К кровле свиты приурочен сейсмический отражающий горизонт "Т₃". Общая толщина свиты составляет 100–130 м. Средняя глубина залегания свиты 2950 м.

Тюменская свита (J_{2a} – J_{2bt})

Тюменская свита, представлена всеми тремя подсвитами: нижней – ааленского возраста, средней – байоского возраста и нижней – батского. Свита согласно залегает на отложениях Котухтинской свиты и несогласно перекрывается Васюганской. Свита представляет собой глинисто-алевролитно-песчаную толщу континентального генезиса, которая изредка разделяется глинистыми пачками, образовавшимися в результате локальных трансгрессий в прибрежно-морских условиях. Общая толщина Тюменской свиты составляет 310–350 м. Кровля свиты является сейсмическим отражающим горизонтом "Т".

Васюганская свита (J_{2c} – J_{3o})

Свита трансгрессивно и несогласно залегает на отложениях Тюменской свиты. Представлена обеими подсвитами: нижней и верхней. Формирование свиты происходило в мелководно-морских условиях. Нижняя подсвита представлена толщиной аргиллитов с тонкими прослоями алевролитов и песчаников. Возраст отложений определяется как келловей-оксфордский. Верхняя подсвита существенно более песчаная. Толщина свиты составляет 100–160 м. Средняя глубина залегания 2480 м.

Георгиевская свита (J_{3km})

Маломощные отложения этой свиты согласно перекрывают Васюганскую свиту. Породы Георгиевской свиты представлены черными аргиллитами. Средняя толщина свиты составляет 15–20 м. Возраст свиты киммериджский.

Баженовская свита (J_{3t} – K_{1b})

Отложения свиты заканчивают разрез юрской системы. Свита представлена аргиллитами бурьми, битуминозными, массивными и карбонатными. Породы баженовской свиты имеют глубоководно-морской генезис. С кровлей свиты связан сейсмический отражающий горизонт "Б". Своей верхней частью свита незначительно уходит в нижнемеловые отложения. Средняя толщина свиты составляет 50–70 м. Глубина залегания кровли около 2400 м.

Меловая система

Мегионская свита (K_{1b} – K_{1v})

Свита не подразделяется на подсвиты, но в её составе выделяются: Самотлорская пачка в кровле свиты, Ачимовская толща в подошве. Ачимовская толща сложена пластами песчаников. Песчаные пласты разделяются пластами аргиллитов. Общая толщина свиты составляет 340–350 м.

Ванденская свита (K_{1g} – K_{1br})

Ванденская свита согласно залегает на Мегионской и также согласно перекрывается Алымской свитой. В разрезе свиты выделяются две подсвиты: нижняя и верхняя. В составе нижней подсвиты выделяется Урьевская глинистая пачка. В отложениях верхней подсвиты выделяются пласты группы "А". Общая толщина свиты изменяется в широких пределах – от 300 до 650 м. Глубина до кровли в среднем составляет 1840 м.

Алымская свита (K_{1a})

Алымская свита согласно залегает на отложениях Ванденской свиты. Породы свиты накапливались в морских условиях. Свита разделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. С кровлей нижней подсвиты связан региональный сейсмический отражающий горизонт "М".

Покурская свита (K_{1a} – K_{2c})

Свита согласно залегает на отложениях Алымской свиты и несогласно перекрывается глинами Кузнецовской свиты. Свита накапливалась в континентальных условиях.

Кузнецовская свита (K_{2t} – K_{2k})

Свита трансгрессивно и несогласно залегает на отложениях Покурской свиты. Представлена серыми глинами с прослоями глауконитов и алевролитов.

Березовская свита (K_{2s} – K_{2sp})

Березовская свита по литологическому признаку разделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. С кровлей нижней подсвиты связан сейсмический отражающий горизонт "С".

Ганькинская свита (K_{2m} - Pg,d)

Отложениями Ганькинской свиты заканчивается разрез меловой и начинается разрез палеогеновой системы. Накопление свиты происходило в морских условиях.

Как видно из геологических данных, во всех месторождениях Западной Сибири присутствуют глинистые перемычки внутри продуктивных горизонтов, которые зачастую полностью исключают перетоки между пропластками. Таким образом, вытеснение углеводородов будет происходить независимо от других прослоев. При построении моделей, как правило, глинистые перемычки небольших мощностей игнорируются и месторождение моделируется как монолитное, а не многопластовое, что неизбежно приводит к ошибкам в расчетах.

Еще одной проблемой при построении модели как на Eclipse, так и на других программах является невозможность достаточно быстрого расчета при большом количестве ячеек из-за несовершенства компьютерных технологий. Это неизбежно приводит к процедуре так называемого «апскейлинга» (UPSCALING), то есть уменьшением числа ячеек с изменением их свойств и построением псевдокривых проницаемостей. Естественно, данное осреднение свойств в ячейках приводит к усреднению свойств коллектора в модели (в том числе по пористости и проницаемости), что опять таки может привести к стиранию непроницаемых границ. Таким образом, даже если инженер, строящий модель, и не пытается игнорировать данные непроницаемые границы, посредством «апскейлинга» данные границы все равно могут исчезнуть из модели, что, естественно, приведет к изменению влияния основных сил пласта (вязкостных, гравитационных, капиллярных).

Аналогичные проблемы возникают при наличии в пласте различного вида разломов, выклиниваний и нарушений (сбросов, всбросов, горстов и грабенов). При «апскейлинге» (особенно грубом), если данные нарушения имеют небольшое простирание по площади и по высоте, также возможно «стирание» данных нарушений из модели, что приведет к перераспределению направлений фильтрационных потоков относительно реального месторождения.

Аналогичная ситуация возникает при наличии различного рода микротрещин.

Конечно, все эти особенности можно учесть при правильном подходе и введением отдельных условий. Однако, как показывает практика, это требует дополнительных и значительных затрат времени (необходимо найти, ввести соответствующие дополнения в нужных местах, просчитать все это на компьютере и при неудовлетворительном результате искать ошибку и т.д.), а инженеры довольно ограничены во времени по причине того, что любой заказчик требует получения результатов в максимально короткие сроки. И, как правило, инженеры идут на «стирание» вышеперечисленных проблем из модели.

Опять же можно на это возразить, что при изменении коллекторских свойств пласта (иногда параметры увеличиваются или уменьшаются в десять и более раз) модели, как правило, имеют довольно хорошую сходимость с историей разработки. Но для моделей месторождений, не имеющих еще историю разработки, данный метод не применим. Кроме того, если задать довольно жесткие границы условий, результаты выработки запасов по модели со «стертыми» свойствами пласта, будут сходиться с историей разработки. Однако при многократном завышении или занижении коллекторских свойств пласта (таких как проницаемость, пористость и проч.) вероятность правильного прогноза будущих показателей разработки по месторождению резко падает. Это, конечно, приведет к большим финансовым потерям, так как на основании неверных прогнозов могут быть даны неверные рекомендации по оптимизации работы скважин и интенсификации выработки запасов.

Решение данной проблемы возможно осуществить либо путем улучшения производительности компьютеров, что позволит увеличить скорость вычислений и, следовательно, уменьшение количества ячеек будет производиться в меньших масштабах, либо предоставления большего количества времени для моделирования. Первый способ решения данной проблемы на первый взгляд выглядит вполне реальным, так как производительность ПК растет от года в год, однако с ростом производительности компьютеров растут и требования к моделям. Таким образом, проблема как бы ходит по кругу: чтобы сделать более детальную модель необходимо увеличить производительность ПК, а как только возрастает производительность, тут же еще более увеличиваются требования к качеству модели.

Трудно решить данную проблему и путем увеличения времени, отведенного на построение модели, так как любая нефтедобывающая компания заинтересована в получении результатов моделирования как можно скорее и, естественно, предоставит контракт той компании, которая даст обязательства выдать результат в более короткие сроки. Ввиду вышесказанного при проектировании разработки стараются максимально уменьшить сроки выполнения гидродинамического моделирования с целью получить контракт.

Также существует проблема (особенно на ранних этапах разработки месторождения) в недостатке данных для построения модели ввиду малого количества исследований. Зачастую многие свойства берутся либо осредненными, либо по пластам-аналогам. Это, конечно, возможно, но также резко увеличивает вероятность ошибочного прогноза и, следовательно, неверных рекомендаций. Однако решение данной проблемы полностью зависит от данных, предоставляемых заказчиком. Проблемы же, связанные с недостатком данных на вновь введенных и вновь открытых месторождениях, вообще решить невозможно.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что оптимального решения выше перечисленных проблем на данный момент нет, и качество гидродинамического моделирования полностью зависит от квалификации и добросовестности специалистов, которые занимаются гидродинамическим моделированием.

Литература

1. Eclipse 100. Справочное руководство, 2002. – 626 с.
2. Eclipse 100. Руководство пользователя, 2002. – 987 с.

ВЛИЯНИЕ КОЛИЧЕСТВА И СОСТАВА ПРОПАН-БУТАНОВОЙ ФРАКЦИИ НА КАЧЕСТВО ТОВАРНОГО ГАЗА

И.В. Хорошавин

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При отсутствии путей сбыта пропан-бутановой фракции (ПБФ) многие газодобывающие предприятия сдают ПБФ совместно с товарным газом, при этом необходимо соблюдать требования, предъявляемые к осушенному газу, а именно температуру точки росы по углеводородам (Вяхирев и др., 2002).

Данная работа посвящена исследованию влияния ПБФ, добавляемого в сухой газ, на температуру точки росы газа, а именно выявлению допустимого количества ПБФ в сухом газе.

В процессе работы была разработана и исследована моделирующая схема установки комплексной подготовки газа методом низкотемпературной сепарации и конденсата (УКПГ и К). Моделирование проводилось с помощью программного комплекса HYSYS, погрешность моделирования основных параметров работы установки входит в диапазон погрешности измерительных приборов, следовательно, модель можно считать адекватной реальной действительности.

Схема УКПГ и К представлена на рисунке, основанные технологические параметры работы УКПГ и К, использованные при моделировании, приведены в таблице 1.

Таблица 1

Основные параметры моделирования

Параметр	Технологические аппараты				
	БВН	10С-2	10С-3	ПХЗГ	20К-2(верх колонны)
P, МПа	9	85,8	3,74	3,21	1,5
t, °С	23	3,37	-34,88	12,29	84

Количество и качество ПБФ, как известно, зависит от работы второй колонны (20К-2) установки стабилизации конденсата (УСК), а именно от температуры верха колонны, температуры кубовой части, количества орошения и выбора тарелки питания (Афанасьев и др., 2002). Что бы отразить влияние температуры верха колонны 20К-2 на выход и состав ПБФ, в данной работе все остальные параметры работы установки приняты постоянными (таблица 1). В рассматриваемой схеме (рисунок) получаемая ПБФ впрыскивается не только в газопровод перед узлом учета (ПХЗГ), но и в сухой газ перед теплообменником 10Т-1, что позволяет значительно понизить температуру сырого газа в 10С-2, а следовательно, и температуру сепарации. Так как температуру сепарации оставляем неизменной, поэтому расход ПБФ перед 10Т-1 оставляем постоянным. Кроме того, изменение температуры верха второй колонны приведет к изменению состава стабильного конденсата (СК), что скажется на его качестве (Иванов и др., 2003). Расход сухого газа без впрыска ПБФ составляет 81540 м³/ч, расход ПБФ перед 10Т-1 – 3262 кг/ч.

Зависимость влияния количества и состава ПБФ, впрыскиваемого в газопровод, на температуру точки росы товарного газа, от режима работы 20К-2, представлена в таблице 2.

Как видно из таблицы 2 оптимальной температурой верха колонны для работы в зимний период, исходя из требований ОСТа 51.40-93, является температура примерно равная 79С, но учитывая большой конденсатный фактор сырья, в стабильном конденсате остается от 10 до 12 % мольн. легких углеводородов. При этих условиях температура точки росы по углеводородам сухого газа будет около -10С. В летний период работы установки температуру верха 20К-2 целесообразно поднять до 84С, что позволит снизить содержание легких углеводородов в стабильном конденсате до 6,9 % мольн., температура точки росы по углеводородам сухого газа достигнет 5,7С.

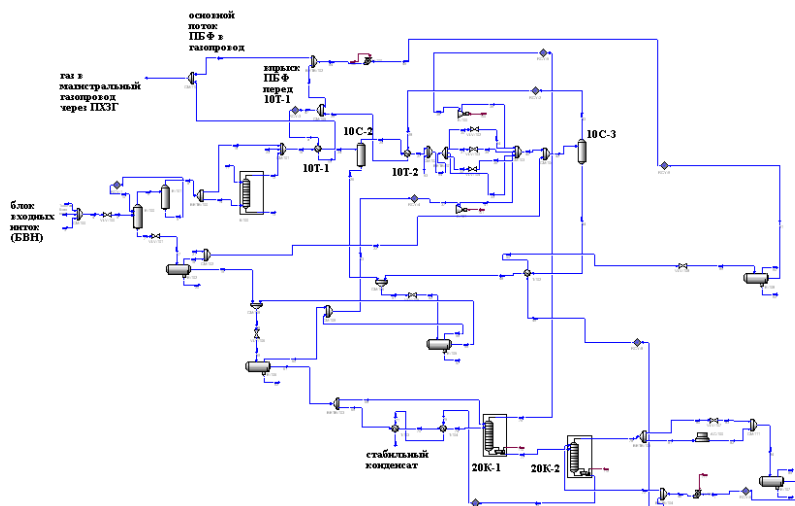


Рис. Технологическая схема УКПГ и К

Таблица 2

Влияние расхода ПБФ на температуру точки росы сухого газа, сдаваемого в газопровод, в зависимости от режима работы колонны 20К-2

№ п/п	Температура верха 20К-2, °С	Расход ПБФ в газопровод, кг/ч	Содержание C ₅₊ в ПБФ, % мольн	Температура точки росы газа по у/в, °С	Содержание C ₁₋₄ в СК, % мольн
1	70	1098	0,0974	-18,839	19,5853
2	72	1614	0,7615	-15,373	16,5266
3	74	1840	1,9601	-14,426	14,9308
4	76	2129	2,6866	-13,249	13,5164
5	78	2411	3,7066	-12,044	12,1356
6	80	2720	4,7588	-9,5158	10,613
7	82	3056	5,8506	-8,1204	8,8985
8	84	3422	6,9946	-5,716	6,9712
9	86	3821	8,2243	-4,097	4,8459
10	88	4222	9,6000	-2,4155	2,9294

Для того чтобы не пострадало качество стабильного конденсата и сухого газа, в зимний период работы необходимо найти пути сбыта “лишней” части ПБФ, что позволит достичь необходимой точки росы. В качестве варианта использования ПБФ можно применить ПБФ для собственных нужд: как топливо для подогрева конденсата в печах УСК, для котельной и т.д.

В таблице 3 приведены результаты моделирования, определяющие количество избытка ПБФ, то есть той части, которая не позволяет в зимний период получать товарный газ с температурой точки росы по углеводородам -10С, при соответствующих требованиях к стабильному конденсату.

Таблица 3

Зависимость изменения избытка ПБФ от температуры верха колонны 20К-2

№ п/п	Т верха 20К-2, °С	Расход ПБФ в газопровод, кг/ч	Избыток ПБФ, кг/ч	Содержание C ₅₊ в ПБФ, % мольн	Температура точки росы по у/в сухого газа, °С	Содержание C ₁₋₄ в СК, % мольн
1	80	2170	550	4,7588	-10,106	10,613
2	82	2056	1000	5,8506	-10,094	8,8985
3	84	1922	1500	6,9946	-10,170	6,9712
4	86	1821	2000	8,2243	-10,176	4,8459
5	88	1722	2500	9,6000	-10,188	2,9294
6	90	1177	3450	11,175	-10,141	1,5981

Учитывая расход ПБФ на 10Т-1, можно сделать вывод о том, что оптимальное количество ПБФ допустимое для впрыска в 1м³ сухого газа составляет 66,61 г, при минимальном избытке ПБФ (Таблицы 3, 4).

Таблица 4

Зависимость изменения оптимального количества ПБФ для впрыска в 1м³ газа от температуры верха колонны 20К-2

№ п/п	Температура верха колонны 20К-2, °С	Количество ПБФ, впрыскиваемое в 1 м ³ газа, г	Содержание C ₅₊ в ПБФ, % мольн.	Температура точки росы по у/в сухого газа, °С
1	80	66,61	4,7588	-10,106
2	82	65,21	5,8506	-10,094
3	84	63,57	6,9946	-10,170
4	86	62,33	8,2243	-10,176
5	88	61,12	9,6000	-10,188
6	90	54,43	11,175	-10,141

В результате проделанной работы, можно сделать следующие выводы:

- при увеличении температуры верха колонны 20К-2 происходит увеличение выхода ПБФ, причем, чем выше температура, тем больше тяжелых углеводородов содержится в ПБФ, и меньше легких углеводородов остается в стабильном конденсате (таблица 1);
- установлена зависимость допустимого удельного количества ПБФ, добавляемого в газ, от состава ПБФ, который определяется температурой верха колонны – стабилизатора (таблица 3).

Литература

1. Афанасьев А.И. и др. Справочник. Технология переработки природного газа и конденсата. – М.: Недра, 2002. – 517 с.
2. Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р. М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений – М.: Недра, 2002. – 728 с.
3. Иванов В.Г., Маслов А.С., Ушева Н.В. и др. Повышение эффективности технологии промышленной подготовки газового конденсата // Газовая промышленность, 2003. – № 7 – С. 54–57.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ БИОПОЛИМЕРОВ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

В.А. Ячменёв

Научный руководитель доцент В.М. Галкин

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Как известно, на сегодняшний день, проблема увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) стоит очень остро (Сафонов и др., 1997; Сафонов и др., 2003; Щелкачев, 2001). Одним из дешевых, но достаточно эффективных методов является изоляция водопритоков и изменение направления движения флюида в пласте (Агзамов и др., 2005; Анализ..., 2001; Балакин и др., 1998). Для этой цели всё большее применение находит воздействие на пласт и призабойную зону ПАА, кремнийорганическими полимерами, растворами биополимеров (Власов и др., 2002; Гамзатов и др., 1998). Кроме изоляции высокообводнившихся пропластков такое воздействие позволяет более эффективно (чем простое заводнение) вытеснять флюид при закачке в нагнетательные скважины, изолировать промытые зоны в нагнетательных скважинах и предупреждать конусы водоносности и газоносности в добывающих. Из перечисленных веществ биополимеры, по критерию стоимости/эффективности, являются наиболее привлекательными.

Для нефтяной промышленности биополимеры под названием Ксантан производятся фирмами "Келко Мерк" (США), "Статойл" (Норвегия), "Рон Пуленк" (Франция).

Биополимер БП-92

В рамках Государственной научно-технической программы "Прогрессивные технологии комплексного освоения топливно-энергетических ресурсов недр России" реализован проект, направленный на решение проблемы производства отечественных микробных полисахаридов для нефтяной промышленности (Пат. ..., 1997). В рамках этого проекта проведена селекция микроорганизма *Azotobacter vinelandii* (штамм ФЧ-1), являющегося продуцентом полисахаридов (коммерческое название БП-92), разработаны составы вязкоупругих систем для закачки в нагнетательные скважины с целью изменения направления фильтрационных потоков и увеличения нефтеотдачи, создана технология производства непосредственно в промышленных условиях. Полученный биополимер является экологически безопасным, нетоксичным.

Наиболее трудоемкая стадия в традиционной схеме производства полисахаридов – стадия выделения продукта в чистом виде, существенно повышающая стоимость его производства. На основе проведенных исследований был сделан вывод о том, что культуральная жидкость, содержащая полисахарид 1 %-ной концентрации с добавлением бактерицида, может эффективно использоваться для повышения нефтеотдачи пластов, о чем свидетельствуют проведенные в НПО "Союзнефтеотдача" лабораторные исследования. В связи с этим из схемы производства была исключена стадия сушки.

Взаимодействие полимерных ассоциатов с ионами солей является весьма важным аспектом практического применения полимера в качестве водоизолирующего агента. Исследования этого вопроса показали деструктивное влияние пластовой воды на БП-92. Вязкость раствора на основе пластовой воды в несколько раз ниже вязкости раствора на основе пресной воды (при одинаковой концентрации биополимера). Следовательно, при закачке необходимо создать пресную оторочку, а уже после закачивать биополимерный раствор. Кроме того, выяснилось, что добавка одно- и двухвалентных солей оказывает влияние на вязкость раствора этого экзополисахаридов, а трехвалентные ионы Cr^{3+} , Al^{3+} , Ce^{3+} и Fe^{3+} могут вызывать гелеобразование.

Зарубежные аналоги

Для нефтяной промышленности биополимеры под названием Ксантан производятся фирмами "Келко Мерк" (США), "Статойл" (Норвегия), "Рон Пуленк" (Франция).

Биополимер Симусан

В Институте микробиологии и вирусологии АН УССР также были проведены исследования в этой области, в результате которых селекционирована культура бактерий *Acinetobacter* sp. (штамм 12), получившая название "Симусан" (Пирог и др., 2003; Юлбарисов и др., 1996).

Источником углеводного питания является синтетический спирт. Для него, в отличие от углеводного сырья растительного происхождения, используемого в производстве ксантана и склероглюкана, характерны стабильный состав, отсутствие примесей, асептика, низкая стоимость, простота и удобство транспортировки, хранения и дозировки. Также, показана возможность более интенсивного синтеза микробных экзополисахаридов при выращивании штамма *Acinetobacter* sp. на смеси двух энергетически-неравноценных субстратов (этанол + глюкоза).

Культура бактерий находящаяся в Симусане способна накапливать в культуральной жидкости полисахарид, который обладает существенными преимуществами по сравнению с такими известными биополимерами как ксантан, склероглюкан, сочетая структурные элементы, химические и реологические свойства ксантана и эмульсана. С одной стороны, это кислый разветвленный полисахарид, имеющий основную

цепь как у ксантана, с другой, в его состав, подобно эмульсану, входят остатки высших жирных кислот, благодаря чему он обладает заметной поверхностной активностью. Наличие большого числа химически активных функциональных группировок (гидроксильных, карбоксильных, ацетальных и др.) создает возможность для получения различных модификаций биополимера и создания на его основе композиций с другими химическими соединениями с целью увеличения нефтеотдачи пластов, придания им свойств – поверхностно-активных, гелеобразующих, антикоррозионных и др.

Однако у Симусана есть и недостатки, главный из которых – подверженность биологической деструкции микрофлорой пласта.

Применение биополимеров

Биополимер обладает некоторыми преимуществами по сравнению с ПАА. Термическая (до 150°C) и химическая (как в кислой, так и в щелочной среде) устойчивость делают его применимым в условиях высокотемпературных пластов Западной Сибири и высокоминерализованных пластовых вод Волго-Уральского нефтяного региона, где использование обычных полимеров небиологического происхождения достаточно сложно. Биополимеры можно применять как для составления щелочных композиций, обладающих повышенными нефтewытесняющими свойствами, так и кислотных с пролонгированной растворяющей способностью в отношении карбонатов пород коллекторов (Фомин и др., 1998).

Эффективность работ по выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин для снижения обводненности добывающих уменьшается по мере выработки запасов. Но, даже на объектах нефтедобычи с выработкой более 80% извлекаемых запасов проведение таких работ экономически оправдано. Проведённые оценочные расчеты показали, что микроотрочки из биополимера объемом 5-10% объема закачиваемой воды, создаваемые с периодом 90–150 суток, достаточно устойчивы. Следовательно, при периодической закачке разбавленного раствора биополимера в течение 7–10 дней и воды в течение 90–150 дней можно получить результат, близкий к результату, который можно было бы ожидать при непрерывной закачке раствора.

Технологии, основанные на применении БП-92 и композиций на его основе, прошли успешную промышленную апробацию. Так в Татарии дополнительная добыча нефти на одну обработанную скважину, в среднем, составляет 530 тонн (или около 300 тонн нефти на тонну товарной формы биополимера).

Выводы

Приемлемая цена биополимеров, высокая технологическая эффективность применения, с одной стороны, и отсутствие ресурсных ограничений, с другой, позволяют, в настоящее время, широко использовать методы повышения нефтеотдачи, основанные на применении биополимеров для нефтедобывающей промышленности.

Литература

- Агзамов Ф.А., Морозов Д.В. Применение биополимеров для водоизоляции пластов. - www.rusbio.biz, 2005.
- Анализ разработки месторождений // ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»: ЗАО «ГИНГ», 2001. – 356 с.
- Балакин В.В., Власов С.А., Фомин А.В. Моделирование полимерного заводнения слоисто-неоднородного пласта // Нефтяное хозяйство, 1998. – № 1. – С. 47–48.
- Власов С.А., Краснопевцева Н.В., Каган Я.М., Полищук А.М. Повышение нефтеотдачи с применением биополимеров // Нефтяное хозяйство, 2002. – № 7. – С. 104–109.
- Гамзатов С.М., Власов С.А., Булавин В.Д. Эффективные технологии производства биополимеров в промысловых условиях и воздействия ими на пласты // Нефтяное хозяйство, 1998. – № 1. – С. 45–46.
- Пат. 2073712 Россия. (Штамм бактерий – продуцент экзополисахарида) Краснопевцева Н.В., Чернягин А.В., Яроцкий С. В. Оpubл. 20.02. 1997. Бюл. № 17. – 18 с.
- Пирог Т.П., Коваленко М.А., Кузьминская Ю.В. Энергетические и биохимические аспекты интенсификации синтеза экзополисахаридов *acetobacter* sp. на смеси этанола и глюкозы // Микробиология, 2003. – Т. 72. – № 3. – С. 348–355.
- Сафонов Е.Н., Алмаев Р.Х. Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Башкортостана. – Уфа: РИЦ АНК "Башнефть", 1997. – 247 с.
- Сафонов Е.Н., Лозин Е.В. Методы увеличения нефтеотдачи: реальность, перспективы, научные проблемы // Нефтяное хозяйство, 2003. – № 4. – С. 46–48.
- Фомин А.В., Пономарева И.А., Лындин А.В. Экономическая оценка вариантов разработки с применением биополимеров отечественного производства // Нефтяное хозяйство, 1998. – № 4. – С. 30–32.
- Щелкачев В.Н. Отечественная и мировая нефтедобыча – история развития, современное состояние и прогнозы // Нефть и газ, 2001. – 204 с.
- Юлбарисов Э.М., Фаизов Ш.М., Симаев Ю.М. Исследования фильтрационных характеристик водных растворов симусана и его композиций на двухслойной модели пласта // Нефтяное хозяйство, 1996. – № 3. – С. 31–34.

Subsection 3 – Geology and oil & gas industries

GEOLOGIC TERMS AND PECULARITIES OF THEIR TRANSLATION IN THE FIELD OF PETROLEUM GEOLOGY

E.I. Pavlikovskaya

Scientific coordinator assistant professor L.M. Bolsunovskaya

Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

This article is concerned about research on technical translation of special terms in the field of petroleum geology, which was made during the compilation of dictionary of geologic terms. It also deals with term specific character in process of scientific and technical translation and examination of problem of equivalence with reference to term. In this work definition of term, main requirements to term and classification of terms are given.

Scientific and technical literature is typical of factual statement and accuracy of formulation. One of the main distinctive characteristic features of scientific and technical literature language is the significant abundance of specific terms. New fields of science and technology increase the number of new terms and at the same time, change the meaning of already existing terms.

The aim of this paper is to analyze the features of terminology in scientific – technical literature and to discuss the problem of terminology equivalence in the field of petroleum geology. At present the main problem of scientific and technical translation and particularly specific texts in petroleum geology is to give an exact and precise translation of geological terms which is hampered by the lack of or even sometimes the absence of the translation of this or that term. Therefore, this paper considers specific terms in petroleum geology and their equivalent translation, and their difficulties in translation from Russian into English.

What is a term? As a number of definitions exist, the most exact one can be considered as the following:

Terms- words or phrases, which have a strict fixed meaning in a certain field of science and technology. They precisely express (convey) concepts, processes and names of objects according to a certain branch of production. A term should be brief and precise. The precision of term is in its ability to orientate, i.e. literal meaning of its components should correspond to its semantic content.

In scientific and technical text terms usually prevail over basic vocabulary. These words and phrases of scientific and technical language are used to express special contents and denote specific objects. But as well as ordinary words terms can be polysemantic. For example, reservoir – 1)пласт-коллектор, 2)нефтеносный пласт, 3)резервуар/сосуд/емкость.

Terms, which are polysemantic not only in one speciality, are usually not difficult to translate. Whereas terms combining closely related concepts demand a certain discernment (“double understanding”) into the context, for example “слоистость” – bedding – stratification – lamination.

Bedding – layered feature of sedimentary rocks characterized by differences in composition, texture or structure, general term signifying the presence of strata.

Stratification – a bedded or layered arrangement of materials, the term is used especially in reference to sedimentary rock.

Lamination – the formation of laminae (the thinnest discernible layers in a sedimentary rocks) or the state of being laminated, specifically the finest stratification, such as is found in shale.

Let’s examine the following examples.

К числу первичных текстур, возникающих на самых ранних стадиях образования осадочных пород, относятся все явления слоистости.

The primary structures formed at early stages of sedimentation are all types of bedding.

Translating this sentence we choose term bedding because it is general term denoting the presence of strata.

Для осадков в целом характерны сравнительно хорошая сортировка наличие правильной, часто тонкой слоистости.

As a whole, most sediments have a good sorting, regular often thin lamination.

The lexical interpretation of term “lamination” – the formation of laminae (the thinnest discernible layers in a sedimentary rocks) or the state of being laminated, specifically the finest stratification — so in this case it is better to choose this term. Neither of the two sentences causes difficulties in translation, as it is only necessary to understand the context of these two terms and find the equivalent translation.

It came into particular prominence that there is a number of terms in the field of petroleum geology that in Russian language have identical translation (word-for-word translation) i.e. correlate with selfsame term in Russian language and present some difficulties in translation.

In this case translator should differentially understand the text and remember that the given term has different contextual meanings relating to one and the same phenomenon.

For example, the term “разрушение” –weathering – erosion – disintegration - degradation will be considered from the point of view of the Russian language and then only in the English language.

Под действием атмосферных агентов и химических процессов, которые разрушают породы, образуются обломки.

Particles are produced by the action of weathering and erosion that break down preexisting rocks.

This given example has a direct translation based on the term translation given in a glossary. At the same time this term is analyzed on the basis of the context, enclosed in the phrase: “механических и химических процессов”.

The English interpretation of the term “разрушение” is as following:

Erosion – the wearing away of any part of the Earth’s surface by natural agents.

Weathering – destructive natural processes by which rocks are altered with little or no transport of the fragment or altered material.

In this case, there is a contextual difficulty in the translation of this term:

...showing the erosion of early deposits.

...указывая на размыв ранее сложившихся отложений.

The term “erosion” has a number of synonymous versions in Russian language, expressing the meaning “разрушение” – эрозия, разъедание, разрушение, размывание. Thus, this term is translated as “размыв”, because the process proceeds by the action of running water.

It often occurs that a term defines one and the same phenomenon but the translation is opposite because of the different points of view on this term. Typical examples are terms “texture”, “structure”.

Table 1

Terms as a result of different points of view

Structure – the form assumed by a mineral.	Текстура - взаимное расположение частиц, слагающих породу.
Texture – the general character/appearance of a rock as indicated by relationships between its component particles, esp. grain size and shape, degree of crystallinity and arrangement.	Структура – строение, определяемое размером, формой, ориентировкой частиц и степенью кристалличности вещества

Table 2

Parallel terms, meanings of which do not semantically coincide

Hydrocarbon	Углеводород (гидрокарбон)
Гидрослюда	Brittle mica (hydromica)

Translating a term from English in to Russian one should pay attention to the fact whether the term is semantic or not. Multitude of parallel words exist, meanings of which do not coincide with each other.

Such terms that came into Russian language and assimilated do not coincide in meaning with their initial content. One shouldn’t fix attention on unequal translation, because similarity is only superficial, and these are the so called “false friends”.

Table 3

Parallel terms, meanings of which semantically coincide and do not semantically coincide

Аллювий	Alluvium
Элювий	Eluvium
Коллювий	Colluvium
Дельювий	Talus (deluvium)
Проллювий	Slope wash (proluvium)

Thus, geologic terms can be divided into five main groups:

1. Terms that are closely related in meaning and in the Russian language have identical translation, e.g., “слоистость” – bedding – stratification – lamination.
2. Terms as a result of different points of view, e.g., “текстура” – structure.
3. Parallel terms, meanings of which semantically coincide, e.g. “аллювий” – alluvium.
4. Parallel terms, meanings of which do not semantically coincide, e.g. “проллювий” – slope wash.
5. “Other” terms, which are monosemantic, e.g. “папа” – brine.

Percentage of above- mentioned groups in the Dictionary of geologic terms is following: first group -7,6%: second group -1,9%: third group – 76,4%: fourth group – 4,7%: fifth group – 9,4%. As is seen, meanings which coincide semantically are prevalent, and can be explained by the fact that these terms were adopted from another language and the meaning remains practically the same as in the initial language. But particular attention should be paid to those terms, which meanings do not coincide semantically.

On the base of above-mentioned classification we can conclude:

- translation of terms in the field of petroleum geology is possible only by the means of sophisticated semantic analysis taking into account content of original text;
- for revelation of the meaning translator should turn to additional literature in the original language (for Russian equivalents); to glossaries and additional literature in the language of translation;
- good knowledge of words and basic vocabulary is not a valuable acquisition for translator, because it causes difficulties in translation of scientific and technical texts. This may hinder the accurate translation of this or another term because of its abundance in meaning (especially in petroleum geology).

Translating a complicated term one should correctly determine borders of given variants, and then, starting from one fixed word, carry out analysis of each element, taking into account the original text in determining the logical connection between the elements.

Reference

1. Barhudarov L.S. Language and translation.-M.:MO, 1975. – 247 p.
2. Collins. Dictionary of geology.-London: Glasgow, 1985. – 561 p.

3. Pavlikovskaya E.I. Dictionary of geologic terms. – Tomsk, 2004. – 41 p.
4. Pumpyanskiyi A.L. Introduction into the practice of translation of scientific and technical literature from English language to russin. – M.:VSH,2000. – 356 p.
5. Yezhova A.V., Ten T.G. Practical lithology. – Tomsk, 1998. – 129 p.

RESERVOIR PERMEABILITY PREDICTION OF CRETACEOUS ACHIMOVSKY SEDIMENTS IN PUR-TAZOVSKY REGION

S. A. Redikultsev

Scientific adviser R.N. Abramova
Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

Nowadays, the development of electronic information processing, makes it possible to work with digital logging. Therefore, the application of more complicated logging information becomes vital. For example, application of mathematical statistic methods and more complicated functional dependences give more exact results in porosity and permeability prediction in comparison with calculation methods based on usual regression equations. In this article hydraulic flow unit method was applied for reservoir permeability prediction (Magshood..., 1995) in Nocho-Yacha field- Pur-Tazovsky region Western Siberia. Pay (producing) horizons are located in achimovsky sediments of the Cretaceous period. The lithologic cross-sections in five wells showed sandstone with thin argillite (claystone) and aleurolite (siltstone) layers.

Hydraulic flow unit method was applied for reservoir property estimation of source rock. This method includes the following steps:

- data base is developed from laboratory data porosity and permeability measurements (available information from well 843 and 838).
- obtained dependence is calculated according to log data
- reservoir rock is divided into different types according to their porosity and permeability

Many equations show the dependence between porosity and permeability but in this case the generalized Kozeny-Carman equation was used:

$$k = \frac{m^3}{(1-m)^2} \cdot \frac{1}{F_S \tau^2 \cdot S_{gv}^2}, \quad (1)$$

where k – permeability, m^2 , m – effective porosity, $F_S \tau^2$ – Kozeny constant (usually between 5 and 100 for most reservoir rocks). Variation in $F_S \tau^2$ is the main limitation for the universal use of this model because in reality, the Kozeny constant is not known for a given formation. In field units eq. 1 can be written:

$$0,0314 \cdot \sqrt{\frac{k}{m}} = \frac{m}{(1-m)} \cdot \frac{1}{\sqrt{F_S} \cdot \tau \cdot S_{gv}}. \quad (2)$$

where the following variables are defined:

$$\text{flow zone indicator} - F_{zi} = \frac{1}{\sqrt{F_S} \cdot \tau \cdot S_{gv}}, \quad (3)$$

$$\text{reservoir quality index} - I_{rq} = 0,0314 \cdot \sqrt{\frac{k}{m}}, \quad (4)$$

$$\text{modified porosity} - \phi_z = \frac{m}{(1-m)}. \quad (5)$$

Fig. 1(Graphic1.cdr)

Thus,

$$\log(I_{rq}) = \log(\phi_z) + \log(F_{zi}). \quad (6)$$

If each core sample with calculated porosity and permeability values are set as points in the plot I_{rq} vs. ϕ_z as log-log coordinates, then the points having close values to F_{zi} , will be found on straight lines characterized by F_{zi} and having a slope 45° from axes X. If all elements are compared with the value F_{zi} , then permeability can be calculated from:

$$k = 1014 \cdot (F_{zi})^2 \cdot \frac{m^3}{(1-m)^2}. \quad (7)$$

Groups with single F_{zi} value are called hydraulic flow units (later HU). The basic idea of this method is to select logs which have function relationship with HU, determine this relation in one well with selected cores. This gives the possibility to determine HU distribution in the uncored, but logged well.

This method was applied for well № 843 according to algorithm in the following way:

1. Values I_{rq} and ϕ_z , were calculated for each core sample.
2. Core function relationship with HU was determined, where F_{zi} was calculated for each sample.
3. Each sample corresponded to the log.
4. Log curvatures the most correlating to HU, such as potential polarization, acoustic logging, neutron-neutron logging, micro-potential sonde, microcaliper, were selected.
5. Based on the coefficients between logging values and HU, core analysis results from well № 838 were chosen for control obtained results. They were not used for calculations, but for controlling obtained permeability values.

6. Log measurement results were also obtained, where logging magnitudes are linearly scaled. Predicted permeability distribution coincides precisely with core measurements.

7. Permeability prediction evaluation for well № 839 was not exact because of the core data shortage necessary to determine the exact relationship between log values and HU distribution.

HU distribution result and permeability prediction for well № 838 was determined and correlates with obtained core values.

It must be noted that as porosity was precisely predicted from logging, this method can be used to calculate permeability from log data. This method gives more exact results, and does not use traditional regression approaches.

Reference

1. Magshood Abbaszadeh, Hikari Fujii, Fujio Fujimoto Permeability Prediction by Hydraulic Units – Theory and Applications. – SPE, 1995. – №30158.

PROFESSIONAL ENGLISH LANGUAGE ACQUISITION THROUGH WRITING O.V. Rozhkova

Scientific coordinator assistant professor L.M. Bolsunovskaya
Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

Writing can be a tool of successful professional language learning. In the present paper writing is considered as a subsidiary skill through which the 3rd and the 4th year students can acquire efficient strategies for their language development within the ESP course. The choice of writing pieces genres and numerous techniques for teaching them are also described in the article.

First of all, it is necessary to define writing pieces being taught and their link with the professional language skills. To begin with, the students studying ESP deal with a great amount of terminology in their speciality, so to organize their knowledge and the ability to explain the meaning of the terms they may need to write simple, extended and academic definitions. Secondly, the learners read a lot of texts and foreign articles on their speciality, therefore, they should be able to perceive and analyse information, thus they need to know how to paraphrase and write a summary. Thirdly, the students should be able to give extended answers to the asked questions and consequently to write an essay. In addition, the professional language learners should possess the skill of abstract writing in order to be able to give a short overview of a scientific article. Finally, the students may need to write annotation to their thesis.

In brief, the genres of writing pieces being taught to the students are:

- definitions (simple, academic, extended);
- summary;
- essay;
- abstract;
- annotation

It should be noted, that the first three are taught during the 3rd year, and the two last – during the 4th year.

There are several methods for teaching writing distinguished in classical methodology, namely, genre approach, process approach and product approach. The genre approach is based on the convention that any writing piece belongs to the certain genre, thus, numerous samples of a particular genre are given to the students. In the process approach emphasis is made on the process of writing rather than on the final result. In the product approach attention is paid to the final writing piece (product).

Within the process approach there exist numerous invention techniques for teaching writing which may be applied for professional language development:

Freewriting (is done for 5 minutes to elicit ideas on any subject you are going to write about);

Listing (is used for getting specific information on the topic you are going to write);

Wh-questions (you answer the following questions: **WHO, WHAT, WHEN, WHERE, WHY, HOW, WHICH**, thus, you generate ideas for your summary, essay);

Clusters or Branches (write down your associations with the topic and then classify them into clusters or branches or categories);

Looping (similar to freewriting but more focused, you should write continuously keeping the subject in the front of your mind; it can be especially useful when your ideas seem chaotic and you need to find a clear approach to your subject);

Cubing (involves looking at an idea from six different points of view each representing one of the six sides of a cube; use cubing either at the beginning of a writing project (to find an angle for your essay) or during a writing project (when you run out of things to say on your subject);

Outlining (is a skeletal framework for organizing information which is used for analysis and synthesis).

The mentioned above techniques are universal and can be chosen and applied by the students in different situations for writing tasks completion.

In conclusion, it should be highlighted that writing is of great importance for the students learning professional English language through which they can acquire universal learning strategies.

Reference

1. English for Specific Purposes. – St. Petersburg, 2001. – 55p.
2. Jordan P. R. Academic Writing Course (Study Skills in English). – Longman: England, 1999. - 160 p.

3. Ur P. A Course in Language Teaching, Practice and Theory. – Cambridge University Press, 2001. -559 p.
4. Hedge T., Writing. – New York: Oxford University Press. – 168 p.
5. Tribble C. Writing. – New York: Oxford University Press. 1996. – 168 p.

DEGASSING CURVE EVALUATION FOR CRUDE OILS IN WESTERN SIBERIA OILFIELDS

M.G. Svarovskaya

Scientific adviser Professor N.A. Svarovskaya, senior teacher R.N. Abramova
Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

Crude oil is a multi-complex gas-liquid system which properties essentially differ from those of stock-tank oil (according to the Russian state standard 51858–2002). Crude oil pressure and temperature in the producing well, gathering and refinery systems constantly vary which, in its turn, leads to phase transformations.

Oil phase behavior prediction makes it possible to find an optimal approach to oil gathering system facilities selection, determine estimate oil treatment technology and oil field transport systems.

Oil phase behavior prediction is based on the following factors: crude oil composition, gas oil ratio (GOR), oil volume factor, flash vaporization or differential vaporization of crude oil.

This paper presents the degassing curve evaluation results of crude oil in Sovetskoe, Gerasimovskoe and Igolsko–Talovoe oilfields, Western Siberia region.

Gas oil ratio (GOR_{sc}) and specific gas oil ratio (\hat{GOR}_{sc}) were calculated on the methods developed at the Russian State Oil&Gas University (Gubkin University) (Batalin and other, 1992).

$$GOR_{SC}(p, T_{20}) = 24,35 \cdot \frac{B_o \cdot \rho_o}{M_o} \cdot N''(p, T_{20}),$$

$$\hat{GOR}_{SC}(p, T_{20}) = 24,35 \cdot \frac{N''(p, T_{20})}{1 - N''_{FV}} \cdot \frac{1000}{M'_{FV}}$$

here M_o – crude oil molecular mass, g/mole;
 ρ_o – crude oil density, kg/m³;

$N''(p, T_{20})$ – mole fraction of petroleum gas, separated from crude oil under equilibrium pressure p and degassing temperature 20 °C;

N''_{FV} – mole fraction of petroleum gas, separated from oil during flash vaporization down to the atmospheric pressure and under 20 °C.

B_o – formation volume factor, m³/m³;

M'_{FV} – molecular mass of black oil, g/mole;

Gas components calculation for gas from flash vaporization and differential vaporization is determined by using the data of crude oil properties and composition (table 1).

The calculation results of oil composition of flash vaporization in Sovetskoe and Igolsko–Talovoe fields using phase state constants (Dunjushkin, 2003) are also given below in table 1.

Gas composition is calculated from information about phase state constants. This value characterizes component distribution between liquid and gas phases for definite thermobaric conditions.

The investigation in this field lead to different software products development (“PVT– sim”, etc.), which give solutions from phase concentration equations with a huge amount of iteration in short periods of time. However, license versions of such products appear to be quite expensive and, as an alternative to them, there are methods of natural fuel phase equilibrium predictions, that work for common engineering calculations (Shilov, 2002).

Shilov V.I. (Shilov, 2002) developed a method of phase equilibrium constant calculation adapted for Western Siberia oilfields. The basis equation in this method was derived from the correlation of characteristic component parameters. This correlation was first developed by Gofman A. E., Cramp I. S., Heccet K. R. and was used in the present work.

Table 1

Crude oil composition in Igolsko–Talovoe oilfield and oil composition of standard flash vaporization for crude oils (at s.c.) in Sovetskoe and Igolsko – Talovoe fields

Components	Igolsko – Talovoe	Sovetskoe	Igolsko – Talovoe
Nitrogen	0,78	0,0001	0,00
Carbon dioxide	0,66	0,0003	0,19
Methane	21,57	0,27	0,08
Ethane	3,22	0,17	0,19
Propane	9,24	1,83	2,14
Isobutane	2,39	1,4	1,41
n-Butane	7,04	2,49	5,29
Isopentane	2,60	1,62	3,06
n-Pentane	3,93	1,96	5,24
Hexane +	48,58	90,26	82,6
Molecular mass (M), g/mole	130,2	Bubble point pressure (p_b), MPa	8,40
Oil density (ρ_o), kg/m ³	732,0	Formation pressure (p_{for}), MPa	25,20
Formation volume factor (B_o), m ³ /m ³	1,279	Formation temperature (T_{for}), °C	92,00

Table 2

Petroleum gas composition under various pressures and temperature 20°C in Gerasimovskoe oil field

№	Components	Petroleum gas composition in % mole, under pressures, MPa				
		0,10	0,57	1,15	2,87	3,77
1	Nitrogen	4,68	5,57	6,76	11,83	17,06
2	Carbon dioxide	2,56	2,39	1,99	1,16	0,90
3	Hydrogen sulphide	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Methane	62,58	69,50	74,12	75,66	72,89
5	Ethane	9,24	6,62	4,07	1,21	0,62
6	Propane	11,24	8,56	6,54	5,26	4,29
7	Isobutane	2,18	1,09	0,98	0,63	0,54
8	n-Butane	4,02	3,85	3,61	2,93	2,65
9	Isopentane	1,50	1,42	1,23	0,80	0,85
10	n-Pentane	0,95	0,48	0,39	0,30	0,04
11	Hexane	1,05	0,35	0,21	0,13	0,10
12	Heptane +	0,003	0,02	0,0002	0,059	0,032
	Total:	100,00	99,85	99,90	99,91	99,94

The results of petroleum gas composition calculation under various pressures and temperature T=20°C in Gerasimovskoe field is given in table 2.

The intervals of vaporization stages for the investigated oil was evaluated from bubble point pressure values: for Sovetskoe from 8,1 to 0,1 MPa, for Gerasimovskoe from 3,77 to 0,1 MPa and for Igolsko – Talovoe from 8,4 to 0,1 MPa.

Separated petroleum gas mole fractions under certain pressure are necessary to plot crude oil vaporization curves. The results are represented in table 3, showing that pressure decrease leads to oil gas mole fraction increase.

Table 3

Petroleum gas mole fractions for differential vaporization in Sovetskoe, Gerasimovskoe and Igolsko – Talovoe fields

Field	Parameters	Values under bubble point pressure, MPa							
		0,1	0,3	0,5	2,0	3,5	5,5	7,5	8,1
Sovetskoe	Vaporization stages	0,1	0,3	0,5	2,0	3,5	5,5	7,5	8,1
	Petroleum gas mole fractions, % mole	34,21	29,31	28,11	22,07	16,75	11,43	2,15	0,06
Gerasimovskoe	Vaporization stages	0,10	0,57	1,15	2,87	3,77			
	Petroleum gas mole fractions, % mole	22,09	15,57	11,81	4,51	1,13			
Igolsko – Talovoe	Vaporization stages	0,1	0,5	2,0	3,5	5,0	7,5	8,0	8,4
	Petroleum gas mole fractions, % mole	100	37,10	21,79	15,1	8,87	5,11	3,87	0,22

The results of gas oil ratio calculation are represented in table 4. Degassing curves of crude oils in Sovetskoe and Gerasimovskoe, as well as Igolsko – Talovoe fields (fig. 1) are plotted on the basis of the above mentioned investigations.

Table 4

Gas oil ratio calculation results

Sovetskoe field		Gerasimovskoe field		Igolsko – Talovoe field	
P _{bp} , MPa	GOR, m ³ /m ³	P _{bp} , MPa	GOR, m ³ /m ³	P _{bp} , MPa	GOR, m ³ /m ³
8,10	0,10	3,77	6,00	8,40	0,38
7,50	3,60	2,87	23,80	8,00	6,78
5,00	19,10	1,15	62,40	7,50	8,94
3,50	28,00	0,57	82,30	5,00	15,54
2,00	36,90	0,10	116,80	3,50	26,41
0,50	47,00	–	–	2,00	38,15
0,30	49,00	–	–	0,50	64,95
0,10	57,20	–	–	0,10	175,09

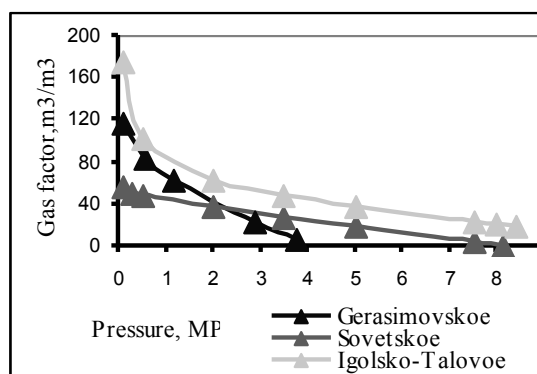


Fig. 1. Gas oil ratio vs. pressure

Calculated curves introduce some errors, however these results are quite suitable for oil gathering and treating system designs.

Reference

1. Batalin O.J., Brucilovskiy A.I., Zakharov M.J. Natural hydrocarbon systems phase equilibrium. – M.: Nedra, 1992. – 272 p.

2. Dunjushkin I.I., Mischenko I.T., Dunjushkina E.I. Construction and calculation of physical-chemical properties of crude, degassing and stock-tank oils. – Moscow: RSO&GU (Gubkin University), 2003. – 96 p.
3. Shilov V.I., Krikunov V.V. Natural petroleum systems phase state prediction. // *Neftyanoe khozyaistvo*, 2002. – № 8 – p. 100–103.
4. Shilov V.I., Krikunov V.V. The expanding composition and general properties determination for Western Siberia crude oils. // *Neftyanoe khozyaistvo*, 2002. – № 8 – p. 104–107.

DETERMINATION OF CLAY DISPERSE COMPOSITION AND ITS EFFECT ON DRILLING MUD AND CEMENT STABILITY

E.Y. Surova

Scientific advisor Professor N.G.Kvesko, senior teacher R.N. Abramova
Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

This paper was prepared for presentation on the International Scientific Symposium Named after Academician M.A. Usov “Problems in Geology and Natural Resources”, Oil and Gas Institute, Tomsk Polytechnic University. The information presented in this paper is only experimental and describes a new method that determines the disperse components of drilling mud and cements by using weight sedimentometer WS-3. The paper describes the analysis of two types of heavy clay (C-T№1 and C-T№2) and obtained results show that clay with smaller particle size (C-T№2) is more suitable for application in drilling mud and cement than clay with larger particles (C-T№1).

Drilling technology development is interconnected with the modernization of drilling mud and cements, which are complex poly-disperse heterogeneous systems. Successful drilling in complex geological conditions under depth increase can be achieved only by exact differential choice of appropriate system types in each concrete case and their regulations during drilling. Thus, the development and modernization of drilling mud and cements are the basic problems in drilling technology.

Poly-disperse systems determine the main drilling mud and cement technological properties. The physico-chemical processes are important in drilling mud and cement treatment, especially their interconnection with the well wall, cuttings and reservoir fluids and high bottomhole pressure and temperature. These factors influence the effect of new chemical agents, hamper the understanding of the solidification cement processes under different conditions and further the development of new technological cements.

Drilling mud and cement physico-chemistry is a science that studies the specific properties of multi-component, heterogeneous poly-disperse systems and their processes. The main objective is to study the conditions, determining the stability and destruction of the above-mentioned systems, and work out specific recommendations to develop and apply definite physico-chemical properties.

Disperse system stability has been divided into kinetic (sedimentation) and aggregate (based on N.P. Peskov classification). Kinetic stability is characterized by the ability of disperse particles to be suspended, while aggregate is determined by the adhesion and non-formation of the aggregate particles (mixture of substances). Consideration and application of these factors in the formation and development of disperse systems has a great importance in the drilling process.

However, dispersion and fraction composition of solid-phase drilling mud is uncontrollable. Grinding fineness of weighting material is determined by a Standard, and suction tank in circulation system removes coarse clay fractures and cuttings from the systems. In the shale-shakers, one can find particles more than 200-400 μm in size; in the hydrocyclone – 25-200 μm ; in the centrifugal – not smaller than 10 μm . It should be noted that clay fractions 5-10 μm in size are optimal for well-prepared drilling mud.

Fine grinded and fraction composition cement and other powder-materials for cementing are determined by the screen analysis.

Fraction size less than 7 μm significantly influences the cement properties. Total particle area of this fraction is more than particle area of remaining fractions although their mass is less.

The most exact method to determine specific surface disperse phase is sorption method based on the quantity substance determination of a powder which covers a particle area in a monomolecular field. In this method an adsorbate is nitrogen. A condition of adsorption is nitrogen or oxygen boiling temperature (low-temperature sorption method). The drawback of this method is that it is used only in experiments.

According to the molecular-kinetic feature, disperse system stability is explained by the balance between cohesion and repulsion forces.

Coagulation is the destruction of the disperse system aggregate stability as a result of particle adhesion in disperse phase under gravity forces. Destruction of aggregate stability leads to the kinetic stability decrease.

In such conditions the disperse system stability may increase by the decrease of the interface tension with the aid of surface – active substances, being adsorbed on the surface, which in their turn, decrease the free energy value. According to this factor, drilling mud and cement, as poly-disperse systems, should be considered as thermodynamic aggregate-unstable systems. However, this concept doesn't define the relation between free energy excess in the system and its duration in nonequilibrium state in reality. In many cases, sedimentation stability of such poly-disperse systems (drilling mud and cements) is determined by the possibility and occurrence condition of space structure formation, with a specific resistance. Such a structure is formed in conditions of particle disperse phase interaction.

Thus, the presences of surface-active substance, and sufficient solid phase concentration are necessary to construct a space framework. These two factors are required conditions for slurry stability, related to coarse –disperse systems.

Stability of a water-clay-mineral slurry (a simple drilling mud type) are based on their thixotropic properties which effect the constructed durable structure framework. Such a slurry, having solid body properties doesn't disintegrate in time. To stabilize above-mentioned slurry and impart aggregate stability, different surface-active substances are used.

The problem – the component disperse of drilling mud and cements – was successfully solved at the Research Institute of Applied Mathematics and Mechanics, Tomsk State University where a weight sedimentometer WS-3 was constructed – disperse drilling mud and cements component determination.

The weight sedimentometer WS-3 is for automated powder particle-size analysis. It is based on the method of particle sedimentation in liquids from a “starting” layer (height from which all particles fall) under gravity conditions. It has a wide field of application: in production of polymers, ceramics, composite materials, in powder metallurgy, in solution of ecological problems. WS-3 provides a wide-range analysis of particle sizes from 3 to 500 μm , with density more than 10 g/cm^3 , sample quantity from 20 to 40 mg, and testing procedure from 10-20 analyses. At the Tomsk Polytechnic University, Oil and Gas Institute this device was used in order to solve the above-mentioned problem. The experiment was based on the analysis of different drilling mud and cement components, for example, clays. The experimental procedure was as following:

- 1) two types of heavy clay (clay with barite) were chosen; density = $3,5 \text{ gr/cm}^3$;
- 2) disperse composition was determined by the weight-volume sedimentation method; analytic approximation-accumulation curve calculated on the basis of lognormal law;
- 3) selected samples were disaggregated using ultrasonic treatment (treatment period 1-2 minutes);
- 4) selected sample volume was 20 mgr; settling time was 20-30 minutes;
- 5) for weight-volume sedimentation C-T№1 settling height was 4,2 cm; for C-T№2 – 4 cm;
- 6) obtained results were computed.

The experiment data generated such results:

1) each type contained different amount of particles, size less than 1 μm : clay-type № 1 (C-T№1) contained 87% of particles, size < 1 μm ; clay-type № 2 (C-T№2) – 52%;

2) average particle diameter C-T№1 = 14,1 μm ; average particle diameter C-T№2 = 9,7 μm .

Result analysis

The experiment showed that the most appropriate clay disperse composition for drilling mud and cement processes is C-T№2. However, C-T№2 is not an ideal composition too, as it contains particle sizes more than 7 μm . Application of C-T№1 is not suitable for drilling mud and cement processes, because of large-size particles which lead to high consumption of clay material.

Thus, granular coarse composition of drilling mud and cement analysis is of significant importance as the particle size has direct effect on their stability.

Reference

1. Bulatov A.I, Makarenko P.P., Proselkov Y.M., Drilling mud and cements.-M.:Nedra,1992.-424 p.
2. Kvesko N.G., Process of particle layer sedimentation in liquids (application for granulometry). Dissertation.-Tomsk, 2002.- 255 p.

KAZAN PETROLIFEROUS COMPLEX WITH TEXTURE FEATURES OF JURASSIC TERRIGENOUS SEDIMENTARY SEQUENCES

E.A. Zagorodnyaya

Scientific adviser Doctor A.V. Yezhova, senior teacher T.F. Dolgaya

Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

This paper describes the main characteristic features of terrigenous sedimentary rocks in Jurassic sequences. All investigated samples were divided into 2 groups: primary and secondary. Each group showed the complex features of sedimentary rocks under different conditions, such as organic impurities, rock occurrence, etc. There criteria for reconstruction of depositional conditions and their genetic identification.

Jurassic sequences of terrigenous sedimentary rocks stripped in the territory of Kazan petroliferous complex of the area Kalinovaya, Nizhnetabaganskoe, Gerasimovskoe and North- Kalinovaya deposits are formed in various hydrodynamic and paleogeographic conditions of continental (Aalen - Batskiy period), transitive and sea (Kelloway - Volzhskiy period) modes of sedimentation. Keys to decoding the genesis of the accumulated deposits are layered and non-layered textures of rocks, which show various conditions of sedimentation in the past. All sets of the investigated textures can be divided into 2 groups: primary and secondary. The primary textures show the features of transportation and deposition of clastic material; the secondary textures indicate the conditions of further existence of a deposit before lithification (The atlas..., 1962). Primary textures are chaotic, massive (homogeneous) layered textures; secondary – are complex textures formed as a result of washing, slumping and redeposition of non-lithified sediments, as well as bioturbation and lump textures.

Primary textures occur at the earliest stages of sedimentary rock formation depending on environmental changes (gravity, flow direction, frequency rate) (Botvinkina, 1965). If hydrodynamic activity is high with extreme instability of the water environment, the irregular textures characterized by chaotic unsystematic distribution of

clastogene material are formed. Similar textures are found in rocks accumulating in temporary channels, in the basis of alluvial and transgressive cycles with abundant deposited clastic material (Yezhova, 2004).

Prolonged stabilization of the water environment with high dynamics, results in the accumulation of sandy rocks with homogeneous textures, which can be found in deposits of the alluvial central parts (straight plain rivers and limited meander rivers) and transgressive - regressive cycles (bars and barrier islands).

Bedding is often the main characteristic feature in sedimentation, because it indicates the gravity, flow direction, stability or variability of the water (Conditions, 2001) environment. Formation of layered textures depends on the rate of frequency of the water environment and transition (rectilinear lamination) or oscillatory (wave-like lamination) movements of water. The hydrodynamics results in morphology of lamination.

Horizontal bedding is formed in stable conditions in bed forms of various flood-plain lakes and deep-waters. Gentle wave-like lamination, rippled and lenticular beddings are commonly found in shallow waters as a result of small-scale wave flow. Microrippled bedding occurs in deep sea waters. According to the current strength and wave range there are different types of bedding: cross wave-like lamination, diversidirectional-cross lamination. These are coastal sea deposits, slope bar bodies, submerged shoals.

Increase of water dynamics (bar and flood-plain deposit complex) forms various types of cross bedding, and the variability of water environment forms horizontal and cross bedding sequences.

Secondary textures are formed after deposition when external factors have been changed. Horizontal or other beddings can subsequently be broken, and as a result, primary homogeneous or layered deposits have completely different texture characteristics. After the deposition process, water dynamics helps to form deformation textures. If the dynamic increase is insignificant, downhill creeping occurs. Rolling, crumpling, flow, sliding textures of poorly consolidated sediments occur on gentle slopes. These are fancifully undulated, strial bending of laminae. Textures of sliding occur on steep slopes as a result of coarse transportation.

Under conditions of rapid changes, lateral erosion growth, washout, conglomerate textures are formed from the rounded redeposited and accumulated fragments in place of underlying rocks. Besides, relics of older deposits often preserve their layered texture, although laminae might be deformed.

Formation of various lump textures is the result of flood-plain deposits (poundstone and pounson) with root remains that have been reworked from clay and siltstone substratum. Bioturbation textures occur in bay, lagoon, shallow-water deposits. These textures are shown by borings, tracks and trails of worms and benthonic burrowing animals, and are formed by the reworked material of enclosing and overlying rock.

The revealed genetic texture features of deposits with other features, such as textural characteristic features, rock occurrence data, organic impurities, etc, are rather reliable criteria for reconstruction of deposition conditions and their genetic identification.

Based on descriptive analysis, the following genetic texture features of deposits were revealed: the primary textures show the features of transportation and deposition of clastic material; the secondary textures indicate the conditions of further existence of deposits before lithification. Other texture features were also found such as: textural characteristic features, rock occurrence data, organic impurities, which are rather reliable criteria for reconstruction of deposition conditions and their genetic identification.

Reference

1. The atlas of textures and structures of sedimentary rocks. Part.1. Clastic and clay rocks / E.V.Dmitrieva, G.I.Ershova, E.V.Oreshnikova etc. / editors. A.V.Habakova. - M.: Gosgedtechirdat, 1962. - 578 p.
2. Botvinkina L.N. A Methodical study guide of lamination. - M.: Science, 1965. - 257 p.
3. Conditions of formation mid-upper Jurassic adjournment of east part Nyrol'skogo of sedimentary pool / A.V.Yezhova, N.M.Nedolivko, T.G.Ten etc. // Geology, prospecting and exploration of minerals of Siberia. - Tomsk, 2001. - T. 304. - p. 13-49.
4. Yezhova A.V., Ten T.G. Practical lithology. - Tomsk: TPU Publishing House, 2004. - 99 p.

CATHODIC PROTECTION MODE DETERMINATION OF OIL AND GAS PIPELINES, EXCLUDING STRESS-CORROSION CRACKING

A.V. Zhilin

Scientific manager V.I. Khizhnjakov
Tomsk Polytechnic university, Tomsk, Russia

The article introduces the problem of pipe stress – corrosion cracking (SCC) or corrosion destruction under pressure. The article describes survey for cathodic protection mode determination, excluding SCC. The Russian oil and gas pipelines are laid in soils, where corrosion process is due to cathodic reaction of oxygen reduction. Stimulator of stress - corrosion cracking formation may be inappropriate cathodic protection mode. For corrosion with oxygen depolarization, cathodic protection is effective if cathodic protection current density is equal to corrosion current density. But, in reality, the cathodic protective current is increased to avoid non-fully protected regime, which results in SCC. During the research in Tomsk polytechnic university four cathodic protection modes were established and pipe stress – corrosion cracking conditions were determined. It should be noted, that it is a necessity to estimate existing cathodic protection modes to prevent stress - corrosion destruction of oil and gas pipelines after incubation expiration period.

KEY WORDS: stress – corrosion cracking, SCC, cathodic protective current density, cathodic protection mode, incubation period.

For today, pipe stress – corrosion cracking (SCC) or corrosion destruction under pressure is problem number one in process of steel trunk pipeline aging. So, till 1990 the number of damages for this reason was less than 10 % from all failures, but during the last 5 years this number has reached 38 %.

Practice of trunk oil and gas operations show that the basic failure sources are:

- 1) internal and external corrosion;
- 2) mechanical damage;
- 3) defect of construction and assembly works;
- 4) operational defect and others.

Nowadays, up to 60 % of all failures is external and internal corrosion, and 38 % of which is SCC. Unfortunately, up to now there are no direct diagnostic methods to discover stress – corrosion. Hence, to detect the early stage of corrosion cracking is extremely inconvenient, and sometimes impossible.

For example, for a long time in Russia this type of corrosion was not even recorded, and only after 1983 43 failures of SCC were registered. Originally, the reasons for such failures were considered as quality of the metal, or welding technology and even, construction and assembly works. So, characteristic feature of stress-corrosion was the absence of obvious corrosion damage traces on the pipeline surface but simply cracks of various forms.

The most widespread hypotheses is that stress- corrosion cracking is caused by metal saturation by the hydrogen acting from external sources and accumulating in the crystal lattice defects under increased pressure. There is definition of stress-corrosion cracking: stress-corrosion cracking (SCC) is a process of hydrogen penetration in metallic layers, appearance of hydrogen microbubbles in a defected crystal lattice with the formation of cracks.

Potential hydrogen sources are various chemical compounds, such as: water, carbonates, sulphides and hydrogen sulphide, nitrates, and even bacterium, which under the influence of external electrical field of cathodic protection are decomposed with allocation of free hydrogen ions. Because of supermobility hydrogen ions partially penetrate into the pipe wall and dissolved inside. Hydrogen movement proceeds as long as the ion will not meet any obstacles, such as, microvoids or microcracks, disturbances, non metal inclusions, etc. Such places can become traps of hydrogen, where it is adsorbed by one iron atom and stops its further movement. If one more ion occurs in the same trap catalytic recombination reaction ($H_{ads} + H_{ads} = H_2$) takes place and forms a hydrogen molecule which exceeds in sizes up to a million. Such an abrupt increase volume of extraneous inclusions causes the growth of internal local pipe wall pressure up to 1000-2000 ap.

This initiates the formation of a local crack. Process can be repeated cyclically, promoting the formation of a much wider crack. These cracks are the first indications of stress - corrosion cracking and lead to pipe wall destruction in time.

Table 1

Cathodic protection modes

CATHODIC PROTECTION CURRENT RATIO TO MAX OXYGEN CURRENT (JPROT / JMAX OX.)	HYDROGEN DIFFUSION VELOCITY, ML/M ² ·DAY	HYDROGENATION INTENSITY, MG/100G·DAY	INCUBATION PERIOD (PERIOD BEFORE CRACKING), YEARS	HYDROGENATION DEGREE
BEFORE 20	0,4	0,0035	101,76	INSIGNIFICANT
20 - 50*	0,96	0,0087	40,93	MODERATE
50 - 100	1,92	0,0175	20,35	AVERAGE
MORE THAN 100	MORE THAN 1,92	MORE THAN 0,0175	LESS THAN 20,35	HIGH

*CRITICAL CATHODIC PROTECTION MODE (STRESS-CORROSION DESTRUCTION TAKES PLACE)

Stimulator of stress - corrosion cracking formation may be inappropriate cathodic protection mode. The Russian oil and gas pipelines are laid in soils, where corrosion process is due to cathodic reaction of oxygen reduction. Cathodic protection can be:

1. Effective, when oxygen in soil interacts with electrons from cathodic protection system rather than from the metal crystal lattice. In this case, cathodic protection current density is equal to density of maximum oxygen current or other words, corrosion current. It is realized when cathodic polarization equals 0.1 to 0.2V.

2. Non-effective:

a) in the non-fully protected regime, when oxygen interacts with electrons from the metal crystal lattice, which results in – metal destruction.

b) in the overprotected regime, when water cathodic decomposition ($H_2O \rightarrow H^+ + OH^-$) occurs and hydrogen liberation takes place, which results in – SCC. But, in reality, cathodic protection current is increased to avoid non-fully protected regime. Hence, hydrogen liberation occurs.

The formed hydrogen has the following distribution:

- into soil (forming a molecule)
- from pipe wall (returning to pipe wall surface)

- into dislocation (accumulating in traps)
- through pipe wall (going into transported product)

Thus, the hydrogen is captured in traps in the metal and forms accumulations called blisters or flocs.

The key problem to choose protective current value to eliminate the faulty cathodic protection mode was solved at Tomsk polytechnic university, transportation oil and gas department. This method is based on the criterion: ratio cathodic protection current density to maximum oxygen current density. These currents are defined with the help of a special sonde, which was developed and patented by the specialists of transportation oil and gas department.

During the research four cathodic protection modes were established.

The first mode, when cathodic protection current density exceeds the maximum oxygen current density more, than 20 times, so the hydrogenation intensity is insignificant and equals 0,0035 mg/100g per day. Incubation period exceeds 100 years. At the second mode the hydrogenation intensity grows and equals 0,0087 mg/100g per day. Incubation period 40 years. The cathodic protection mode, when the cathodic protection current ratio to maximum oxygen current exceeds 50 and more time, is critical, which excess is inadmissible. But in reality it is not so.

Understanding the stress-corrosion danger it is a necessity to estimate existing cathodic protection modes to prevent stress - corrosion destruction of oil and gas pipelines after incubation expiration period.

Reference

1. Ivancov O.M. Dark side of stress-corrosion//Pipeline construction. 1993. -№ 6. -P. 10 -16.
2. Krasnoyarskiy V.V. Cathodic protection parameters (theory development)//Metal protection. 2002. -V. 38. -№ 2. -P. 182 -185.
3. Mazel A.G. Hydrogen – factor pipelines corrosion cracking// Pipeline construction. 1992. -№ 9. -P. 23 - 26.
4. Moore E.M., Warga J.J. Factors influencing the hydrogen cracking sensitivity of pipeline steels//Materials performance. 1976. -V. 15. -№ 6. -P.17 – 23.
5. Pritula V.V. Pipe wall hydrogenation power and stress-corrosion// Pipeline construction. 1993. -№ 1. -P. 24 - 30.

