

было окупить расходы и получить прибыль по Фазе-2. Заявляют о своем возможном выходе из проекта, если это условие не будет выполнено. Как говорится, вольному – воля. Во время второго конфликта Казахстан выдержал жесткое давление Запада. Сегодня Запад на такие акции уже не способен. Тогда же озвучена позиция Казахстана: любое изменение существующего СРП – это новое СРП. Переговоры по нему начнутся с вопроса о распределении прибыльной нефти в первые годы ее добычи. Во время второго конфликта желаемый объем озвучен – 40% в пользу Казахстана. В соответствии с существующим СРП доля Казахстана составляет 10%.

Итак, сроки окупаемости вложений в проект добычи нефти на Кашагане и получение прибыли для участников Консорциума сдвинуты в «туманное» будущее. Это в лучшем случае. В худшем – они безвозвратно потеряют часть вложений. Для Казахстана же Северо-Каспийский проект окажется чрезвычайно выгодным. Сделав минимальные вложения, он получит полный контроль над Фазой-1 и свободу в реализации Фазы-2 добычи нефти на Кашагане, а также в реализации проектов разработки других месторождений, открытых Консорциумом. Принципиально то, что Консорциум находится в безвыходном положении, в полной зависимости от Казахстана.

Л и т е р а т у р а

1. Тюрин А. М. Шах-Дениз – мегапроект Каспийского региона //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2014. – Вып. 78. – С. 10–13.
2. Тюрин А. М. Азери-Чираг-Гюнешли – мегапроект Каспийского региона //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2014. – Вып. 80. – С. 12–21.
3. Ronchi P., Ortenzi A., Borrromeo O., Claps M. and Zempolich W.G. Diagenetic Processes and Their Impact from the Petrophysical Properties in Kashagan Carbonate Platform Reservoir (Carboniferous, Kazakhstan) //AAPG Search and Discovery Article #90090©2009 AAPG Annual Convention and Exhibition, Denver, Colorado, June 7–10, 2009.

УДК 622.276:552.578.08

КУДИНОВСКОЕ НЕФТЯНОЕ ПОЛЕ: ОСОБЕННОСТИ ЗАЛЕГАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ

© 2015 г. Л. А. Анисимов¹, С. В. Яночкин¹, С. В. Кузнецов²

1 – ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг"

2 – ОАО "РИТЭК"

Истощение крупных месторождений углеводородов неизбежно повышает интерес разработчиков к объектам с низкой плотностью подвижных запасов. Такие запасы обычно относятся к трудноизвлекаемым в силу малой толщины продуктивных пластов и разобщенности залежей по изолированным резервуарам. К таким объек-

там относится Кудиновское нефтяное поле в Волгоградской области (рис. 1). Использование термина «нефтяное поле» авторы обосновывают многочисленностью изолированных залежей, распределенных на огромной территории.

Основные продуктивные пласты приурочены к глинистой формации терриген-

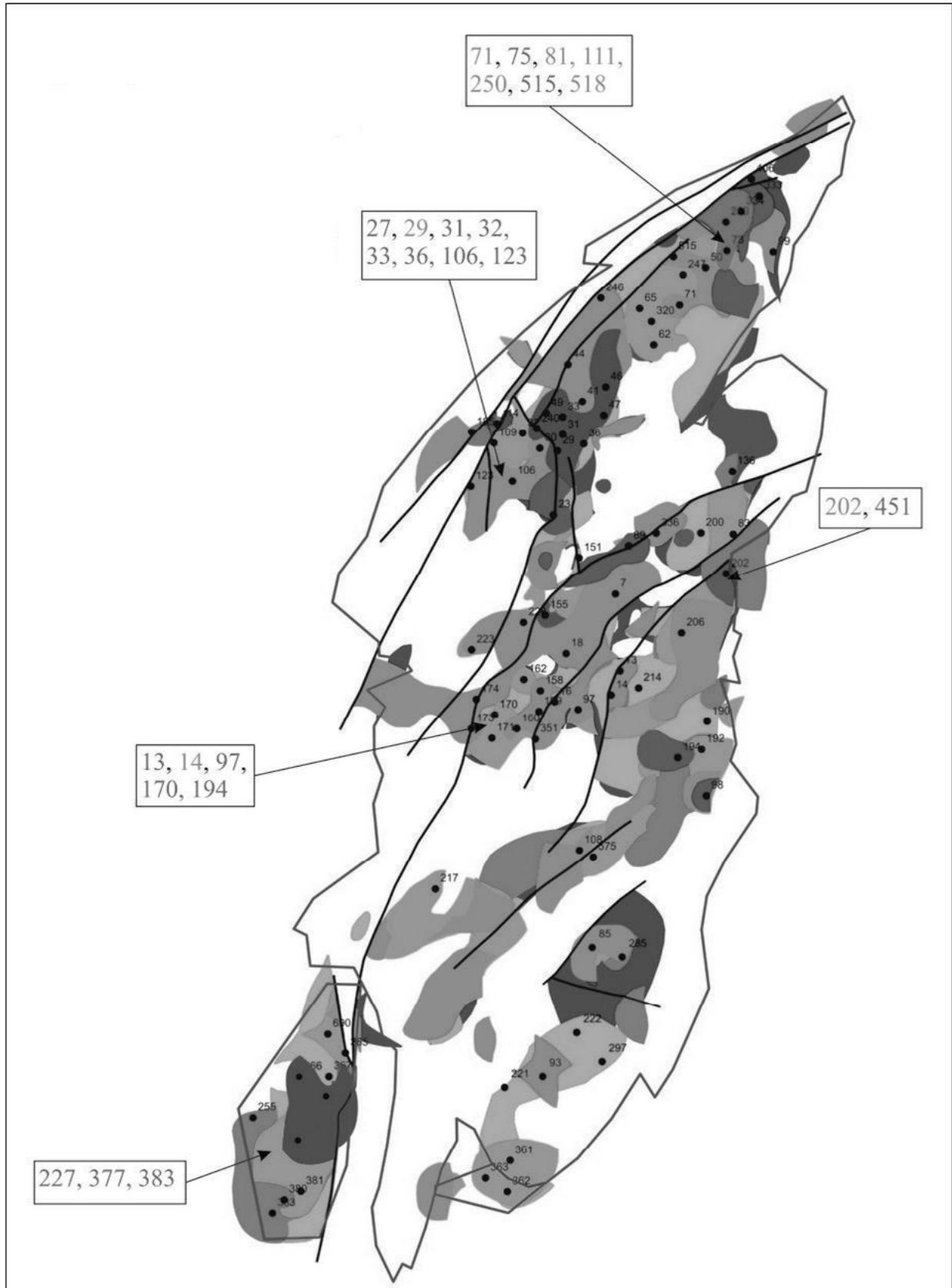


Рис. 1. Кудиновское нефтяное поле
(интенсивность окраски определяется числом этажей продуктивности)

ного девона, песчаные тела сосредоточены в толще глинистых отложений пашийского и воробьёвского возраста мощностью в первые метры (рис. 2). Глубина залегания 2800–3100 м. Отдельные залежи присутствуют и в залегающих выше отложениях карбонатного девона. В пределах месторождения выделяется целый ряд антиклинальных складок значительной протяженности северо-восточного простирания, осложненных в ряде случаев локальными поднятиями с амплитудой 10–100 м. Практически все выявленные ловушки оказались продуктивными.

При сопоставлении промыслово-геофизического материала наблюдается выпадение незначительных мощностей (10–20 м) из разреза многих скважин. Уменьшение мощностей в основном приурочено к тер-

ригенным разностям разреза. При этом в ряде скважин наблюдается уменьшение толщин в нескольких пачках. Такое частое отклонение разреза от нормального дает основание предполагать существование сбросов, связанных не только с тектоническими подвижками. Часть из них (малоамплитудные) обусловлены оползневыми явлениями в условиях развития морских авандельтовых и дельтовых образований или процессов различной степени уплотнения глин. Независимо от характера нарушения, она (степень) влияет на распределение нефтегазоносности, т. к. при наблюдаемой малой мощности продуктивных пластов нарушения с незначительной амплитудой являются экранами для залежей.

Особенностью Кудиновского нефтяного поля является наличие в его недрах большого количества залежей с различным насыщением. По существующей классификации в зависимости от состава и фазного состояния углеводородов залежи относятся к газоконденсатным, газоконденсатонефтяным и нефтяным.

Продуктивная толща пашийского горизонта содержит 6 промышленно-газоносных пластов, имеющих индексацию (сверху вниз) 1 а, 1 б, 1 в, 2 а, 2 б, 2 в. К каждому из пластов приурочены от одной до двадцати шести залежей, контролируемых зонами распространения коллекторов, локальными поднятиями и тектоническими блоками. В пластах – коллекторах пашийского горизонта выявлены 73 залежи, в том числе 37 газоконденсатных, 16 газоконденсатонефтяных и 20 нефтяных. Залежи все пластовые.

В воробьёвской толще прослеживаются два промышленных нефтегазоносных пласта, в которых выявлены 35 залежей, из них 12 газокон-

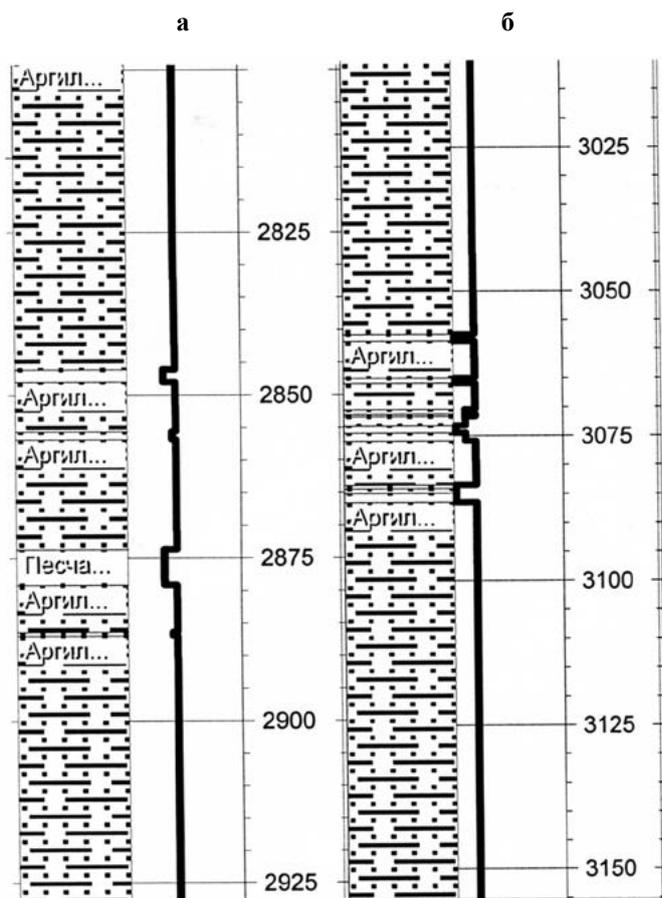


Рис. 2. Разрезы терригенного девона Кудиновской зоны

а – пашийский горизонт, б – воробьёвский горизонт

денсатных, 17 газоконденсатонефтяных и 6 нефтяных. Все залежи пластовые, приурочены к структурным литологически или тектонически ограниченными ловушкам.

Просмотр имеющихся геофизических планшетов показал, что можно выделить два типа резервуаров по воробьевским отложениям. Первый тип, наиболее распространенный, представлен двумя достаточно однородными пластами толщиной 4–6 м. Второй тип характеризуется расчленением этих пластов глинистыми прослоями. Получается слоистая толща (15–20 м), состоящая из чередующихся проницаемых и непроницаемых пластов.

Небольшая толщина коллекторов (4–6 м) в сочетании с многочисленными тектоническими нарушениями и амплитудой 20–30 м делает невозможным формирование протяженных коллекторов, поэтому все выявленные продуктивные резервуары имеют ограниченный объем, а их насыщение не определяется какой-либо закономерностью.

В 1969 и 1979 гг. на Кудиновском месторождении проведен подсчет запасов нефти и газа и обобщение данных о составе и распределении флюидов в начальных условиях и при разработке месторождения. В результате анализа было определено наличие следующих видов флюидов:

- газ,
- газоконденсат,
- смесь газоконденсата и нефти,
- нефть,
- пластовая вода.

Также разработчики упоминали о «тяжелой окисленной нефти», анализ которой использовался ранее, но затем отбраковывался.

Свойства и состав газа

Газ воробьевского горизонта является метановым и аналогичен по своим физико-химическим свойствам газу пашийского горизонта. Относительная плотность колеблется в пределах 0,591–0,878 кг/м³,

содержание метана 61,31–92,92%, этана 1,97–15,74%, пропана 0,40–13,34%, бутана – 0,28–7,35%, пентана+высших – 0,16–3,87%, азота+редких – 0,113%, углекислоты – 0,2–1,8%, сероводород отсутствует.

Газ пашийского горизонта метановый, без сероводорода. Плотность газа по воздуху 0,604–0,864 кг/м³. В составе газа содержание метана колеблется в пределах 69–92 объемных%, этана – 2,89–11,25%, пропана – 0,49–8,44%, бутана 0,79–4,8%. Характерно содержание азота 0,2–6%, углекислоты – 0,1–0,55%.

Свойства и состав конденсата

Конденсат воробьевских и пашийских отложений практически идентичен по своему составу и характеристике. Потенциальное содержание стабильного конденсата в газе, определенное до начала разработки, составляет 271 г/см³ в воробьевском и 269 г/см³ в пашийском горизонте. Конденсат имеет плотность, меняющуюся в пределах 712–774 кг/м³. Температура кипения варьирует от 43 до 110 °С. Выход светлых нефтепродуктов – в пределах 47–91%, легких фракций (до +350 °С) – 87–99%. Асфальтены и акцизные смолы практически отсутствуют. Объем смол силикагелевых может достигать 5%. Конденсат метано-нафтенного типа со значительным содержанием ароматических углеводородов. Границу раздела между конденсатом и нефтью установить сложно.

Так как давление насыщения и точка росы в природных системах Кудиновского месторождения близки к пластовому давлению, появление в призабойных зонах эксплуатационных газовых скважин конденсата, а в нефтяных скважинах свободного газа – неизбежно. Следствием является резкое снижение проницаемости пласта за счет появления новых фаз и, соответственно, возникновение проблем с обводнением или снижением продуктивности скважин.

Свойства и состав нефти

По воробьевскому горизонту в поверхностных условиях средняя величина плотности сепарированной нефти составляет 823 кг/м^3 , изменяясь в пределах $802\text{--}847 \text{ кг/м}^3$, температура застывания нефти $-10 \text{ }^\circ\text{C}$. Вязкость сепарированной нефти невелика, и при повышении температуры ее значение резко снижается: от $34,6 \text{ МПа}\cdot\text{с}$ при $0 \text{ }^\circ\text{C}$ до $2,77 \text{ МПа}\cdot\text{с}$ при $50 \text{ }^\circ\text{C}$. Среднее содержание серы составляет $0,21\%$, парафина – $3,2\%$, смол силикагелевых – $9,9\%$. Выход светлых фракций (до $+300 \text{ }^\circ\text{C}$) изменяется от 43 до 91% . В групповом углеводородном составе светлых нефтепродуктов преобладают метановые (до 66%). Отмечено значительное содержание (до 12%) ароматических углеводородов.

Нефти пашийского горизонта также легкие, плотностью 820 кг/м^3 , диапазон изменения $802\text{--}842 \text{ кг/м}^3$, температура застывания $-6 \text{ }^\circ\text{C}$. Вязкость нефти невелика. Зависимость ее от температуры ничем не отличается от других нефтей: с ростом температуры значение вязкости резко уменьшается от $22,68 \text{ МПа}\cdot\text{с}$ при $0 \text{ }^\circ\text{C}$ до $1,98 \text{ МПа}\cdot\text{с}$ при $50 \text{ }^\circ\text{C}$. Выход легких фракций (до $+300 \text{ }^\circ\text{C}$) изменяется от 36 до 75% . По углеводородному составу фракций нефти относятся к метано-нафтеновому типу со значительным содержанием ароматических углеводородов. По товарной характеристике нефть пашийского горизонта малосернистая ($0,16\%$), малосмолистая ($9,8\%$), парафинистая ($3,1\%$).

Появление на фоне легких нефтей с плотностью 820 кг/м^3 «тяжелой окисленной нефти» с плотностью более 840 кг/м^3 в пашийском горизонте является фактом, заслуживающим внимания. Если получение нефти с пониженной плотностью можно было объяснить присутствием пузырьков газа или конденсата, то утяжеление нефти в отдельных скважинах, скорее всего, связано с вымыванием из нее легких компо-

нентов при продувке газом в призабойной зоне пласта (ПЗП) или в стволе скважины. В случае если процесс затронет значительное количество легких компонентов нефти, остаточная нефть может обогатиться смолами и асфальтенами с соответствующим повышением вязкости и закупоркой каналов фильтрации. Случаи повышения плотности нефти более 840 кг/м^3 в основном зафиксированы в скважинах, эксплуатирующих пашийский горизонт.

Ухудшение проницаемости, связанное с закупоркой призабойной зоны пласта смолами, отмечалось в скв.27 (промывка в 1979 и 2005 гг.) и в скв.406, где неоднократно проводилась промывка ПЗП растворителями с повышением дебита нефти после каждой промывки. Промывки проводились с 1983 по 1991 год и прекратились после обводнения скважины.

Пластовая вода

В нескольких скважинах при испытании и эксплуатации выявлена пластовая вода. Анализ воды пашийского и воробьевского горизонтов показал колебания минерализации преимущественно в диапазоне $170\text{--}200 \text{ г/л}$. Пластовые воды хлоридной группы кальциевой подгруппы с плотностью от 1120 до 1150 кг/м^3 . Вязкость воды в пластовых условиях – $0,5 \text{ МПа}\cdot\text{с}$. Газонасыщенность пластовых вод воробьевского горизонта изменяется от 880 до $1800 \text{ см}^3/\text{л}$. Так же как в пашийских водах, в пластовых водах воробьевского горизонта присутствует йод (до 24 мг/л) и бром (до 1290 мг/л).

По минерализации воды терригенного девона резко отличаются от вод вышележащих отложений карбонатного девона. Это характерно как для Кудиновского месторождения, так и для всей территории Кудиновско-Романовской зоны. На рисунке 3 представлено распределение замеренной минерализации по 141 пробе воды из пашийского и воробьевского горизонтов и по 97 пробам из вышележащих отложений

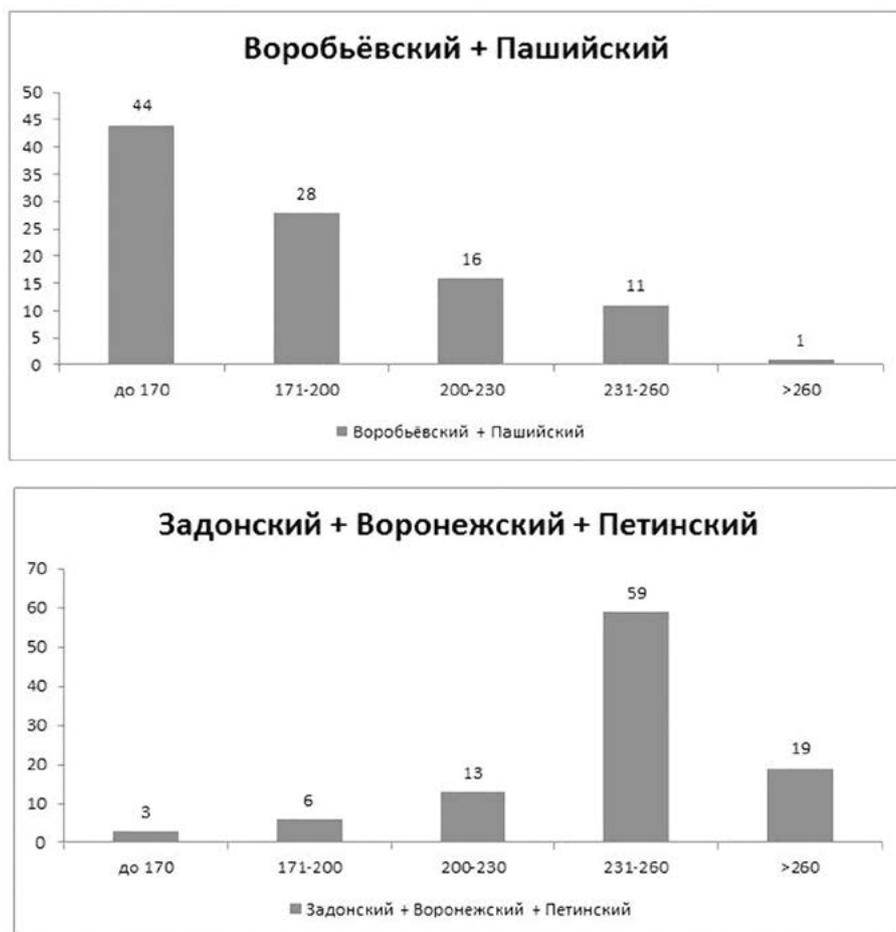


Рис. 3. Сравнение распределения минерализации воды пашийского и воробьёвского горизонтов (терригенный девон) и отложений карбонатного девона (задонский, воронежский и петинский горизонты)

карбонатного девона в пределах Кудиновского месторождения. Различия достаточно отчетливые. Если для терригенного девона основной массив проб характеризуется минерализацией до 200 г/л, то в карбонатном девоне основной массив находится в интервале 230–260 г/л. Более низкая минерализация вод терригенного девона укладывается в концепцию гидрохимической инверсии разреза.

Снижение минерализации ниже 100 г/л в терригенном девоне можно объяснить влиянием закачки пресных вод при ППД или использованием технологических жидкостей. Повышение минерализации, скорее всего, связано с перетоком вод из вышележащих отложений. Условия для такого пе-

ретока вполне благоприятны в случае нарушения герметичности заколонного пространства и резкого снижения давления при отборе флюидов в терригенном девоне при разработке.

История разработки

Месторождение было в пробной эксплуатации с 1966 года, а в 1970-м введено в разработку. По технологической схеме планировалась разработка всех залежей и пластов пашийской и воробьёвской толщ как единого объекта на естественном режиме, общей треугольной сеткой добывающих скважин с расстояниями 750 м. В связи с изолированностью скоплений УВ оказалось, что в зависимости от размеров залежи разрабатывались одной или несколькими скважинами,

например в пашийском горизонте – одной или двумя скважинами. В воробьевском же горизонте имеются более крупные объекты. Так, в пласте 1 а залежь 2 эксплуатируется десятью скважинами, залежь 11 – девятью скважинами. В пласте 2 залежь 2 эксплуатируется двенадцатью скважинами, залежь 10 – десятью, залежь 12 – девятью скважинами.

Специфической особенностью залежей Кудиновского месторождения является равенство начальных пластовых давлений, соответствующих процессу конденсации газа и насыщению нефти газом для нефтяных залежей и оторочек. В ходе разработки залежей по мере снижения пластового давления выделялся растворенный газ, в результате чего в пласте происходила фильтрация не однофазных, а двухфазных смесей.

Фазовая проницаемость пористой среды при этом, как правило, снижается, чем обычно и объясняется падение продуктивности скважины. При значительной насыщенности конденсатом порового пространства проницаемость газа также

уменьшается, что характерно для многих газоконденсатных скважин при снижении пластового давления. В ряде нефтяных скважин дебит падал до нуля из-за снижения фазовой проницаемости нефти при скоплении выделившегося газа в призабойной зоне пласта. По аналогичной причине после капитальных ремонтов, сопровождающихся заполнением скважин соленой водой, ряд скважин перестали давать нефть, возможно из-за появления в призабойной зоне водной фазы. Резкое снижение дебита скважин на порядок отмечалось после нескольких месяцев их эксплуатации, что объясняется снижением проницаемости при двухфазной фильтрации или ограниченным объемом резервуара.

Пример скважин, эксплуатирующих пласты достаточной толщины (для Кудиновского месторождения более 6 м), приведен на рисунке 4. По скв.68 наблюдалось резкое снижение дебита нефти и увеличение газового фактора. Прорыв газа мог произойти как за счет перетока из газовой шапки, так и за счет изменения фазовой проницаемо-

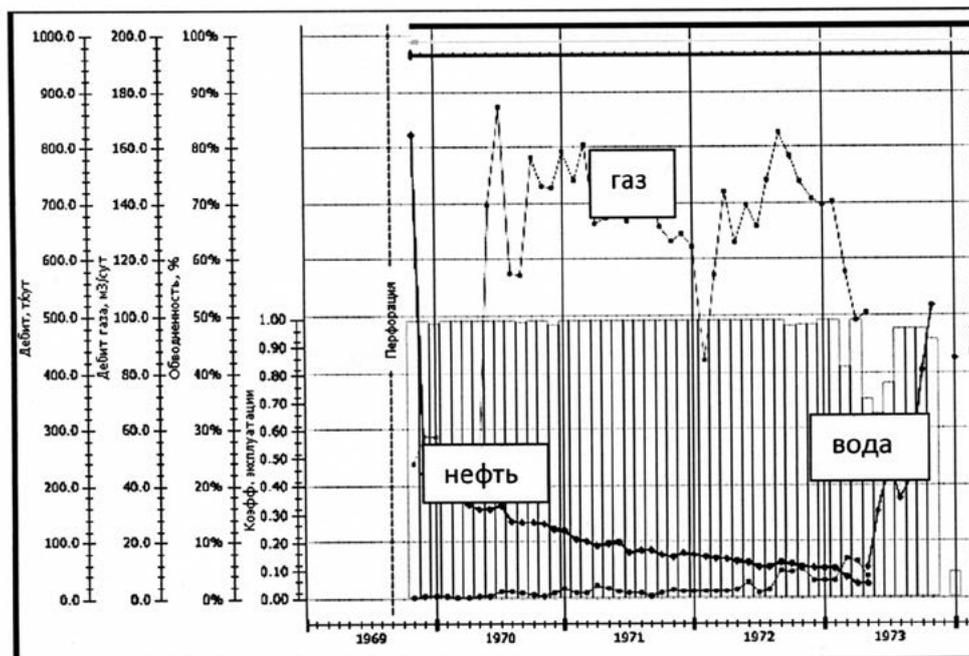


Рис. 4. График эксплуатации скв.68 в начальный период

сти. На последнюю причину косвенно указывает общее снижение дебитов как нефти, так и газа перед максимальным показателем дебита. Рост обводненности также сопровождается снижением дебитов нефти и газа.

Как правило, снижение дебита при отборе нефти происходило через 1–3 года после начала эксплуатации скважин. В одних случаях падение было резким, в других – более плавным и растягивалось во времени. Предполагается, что во втором случае каналы фильтрации постепенно отключались от призабойной зоны. Эффект закупорки каналов фильтрации вследствие выделения газа и деформации пород проявлялся постепенно и затрагивал сначала каналы с меньшей просветностью.

Запасы нефти для многих залежей приурочены к нефтяным оторочкам незначительной толщины и литологически и тектонически ограниченными линзами малых размеров. Выработка запасов в таких залежах происходила в основном на режиме растворенного газа, что и предопределило низкое значение нефтеотдачи в целом по горизон-

ту. В результате значения КИН для этих залежей достаточно низкие и составляют 0,1–0,15. Значительное снижение величины пластового давления (до 14 МПа) обусловило прорыв газа из газовых шапок и интенсивный рост газовых факторов по скважинам, что явилось основной причиной снижения дебитов нефти.

После периода разработки на естественном режиме три наиболее крупные газоконденсатонефтяные залежи Кудиновского месторождения (северный блок) стали эксплуатировать с поддержанием пластового давления (ППД). Опытные работы по закачке воды во 2 пласт воробьевских слоев начаты с августа 1971 года, промышленная закачка воды в залежи северной части месторождения осуществляется с мая 1973-го в бывшие добывающие скважины. Нагнетательные скважины при этом не бурились. ППД позволило стабилизировать пластовое давление и поднять коэффициент нефтеизвлечения до 0,3. В то же время повышение обводненности скважин вело к снижению дебита, что также может быть обусловлено

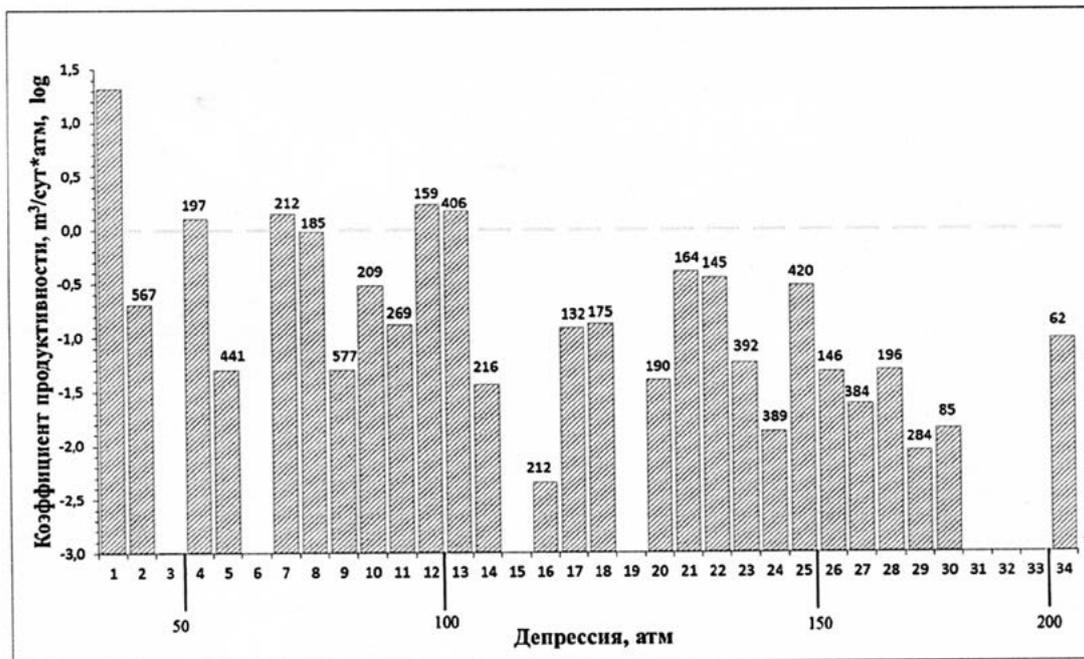


Рис. 5. Продуктивность скважин в зависимости от депрессии (данные испытания пластов на трубах (ИПТ))

появлением водной фазы при фильтрации в значительном объеме пласта.

Свой вклад в ухудшение проницаемости вносят деформационные процессы. Снижение давления в большинстве залежей достигало огромных величин, иногда пластовое давление снижалось до 5–10 МПа.

В общем виде эффект снижения продуктивности скважин при увеличении депрессии во время проведения испытаний пластов на трубах (ИПТ) приведен на рисунке 5. Несмотря на то что испытывались различные объекты, статистика показывает однозначное снижение продуктивности при увеличении депрессии. Разделить эффекты снижения проницаемости из-за образования новой фазы за счет большой депрессии или деформации призабойной зоны по имеющейся информации не представляется возможным. Также нельзя оценить, насколько деформации являются обратимыми. Нужны специальные гидродинамические исследования скважин.

Анализ результатов операций гидравлического разрыва пласта (ГРП)

В 2010–2013 годах были проведены операции гидроразрыва на 24 объектах в терригенном девоне. В большинстве операций получен положительный эффект, в ряде случаев прирост дебита нефти составлял 20–30 м³/сут. Однако на некоторых объектах прироста не получено. Терригенные коллектора в преимущественно глинистой формации Кудиновского месторождения практически полностью были насыщены углеводородами, любая продуктивная скважина может быть перспективной, поэтому эффективность планируемых операций будет лимитироваться, ввиду того что применяемые технологии соответствуют свойствам геологического объекта и технической подготовкой скважины.

Так как на Кудиновском месторождении пробурено несколько сот скважин, которые вскрыли несколько десятков залежей, объем

операций по интенсификации добычи нефти и газа пока остается небольшим. Поэтому анализ проведенных мероприятий и разработка критериев поиска наиболее перспективных объектов для их активизации остается актуальной задачей при освоении ресурсов Кудиновского месторождения.

Анализ результатов проведения ГРП на скважинах Кудиновского месторождения показал возможное влияния многих факторов, обеспечивающих эффективность операций и влияющих на неоднозначность результатов. Среди этих факторов следует выделять:

- геологические,
- историю продуктивности скважины,
- состояние скважины во время проведения операции.

Геологические факторы

К ним прежде всего следует отнести особенности строения резервуара, толщину пластов и их взаимное расположение, замкнутость или протяженность пластов. По месторождению отмечаются зоны, где пласты имеют значительную толщину и протяженность. Но есть зоны с краевой водой, где пласты быстро обводняются (рис. 6). Проведение ГРП на таких объектах обычно приводит к хорошему результату по дебиту жидкости, представленной в значительной степени водой. Эффект отрицательный.

Другой случай, когда резервуар изолированный, а давление и дебит нефти или газа снижаются без появления воды (рис. 7). Если ГРП проводят после консервации скважины, запасы нефти могут частично восполниться за счет соседних слабопроницаемых пластов. Эффект ГРП в таких случаях положительный, хотя дебиты обычно ниже, чем при пуске скважины в эксплуатацию.

Проницаемые пласты, разделенные глинами значительной толщины, являются часто низкоэффективными объектами. В случае если перфорация проведена

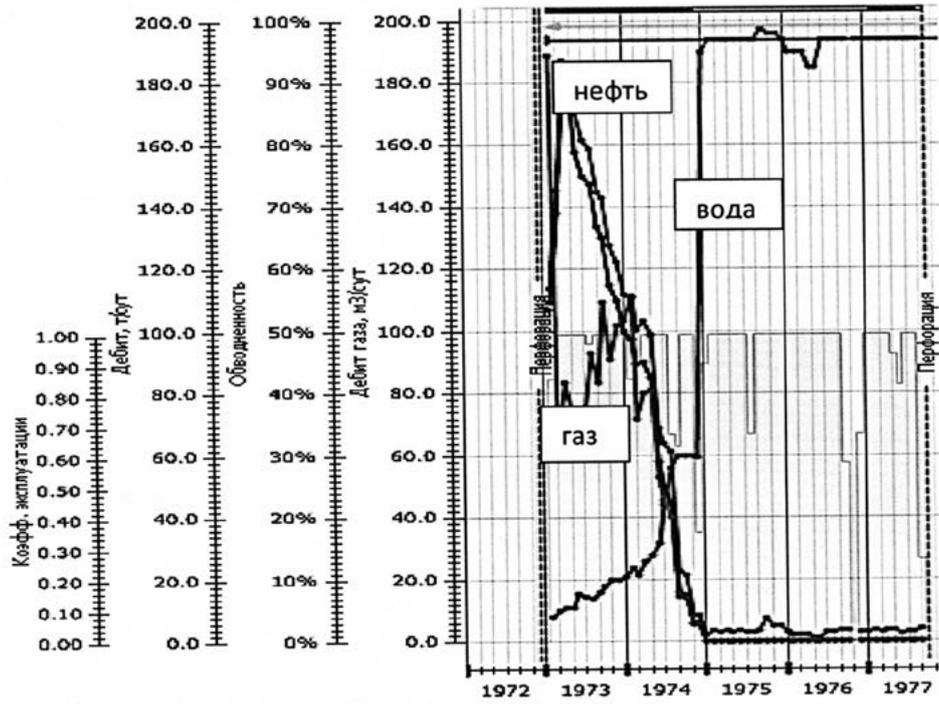


Рис. 6. График эксплуатации скв.518

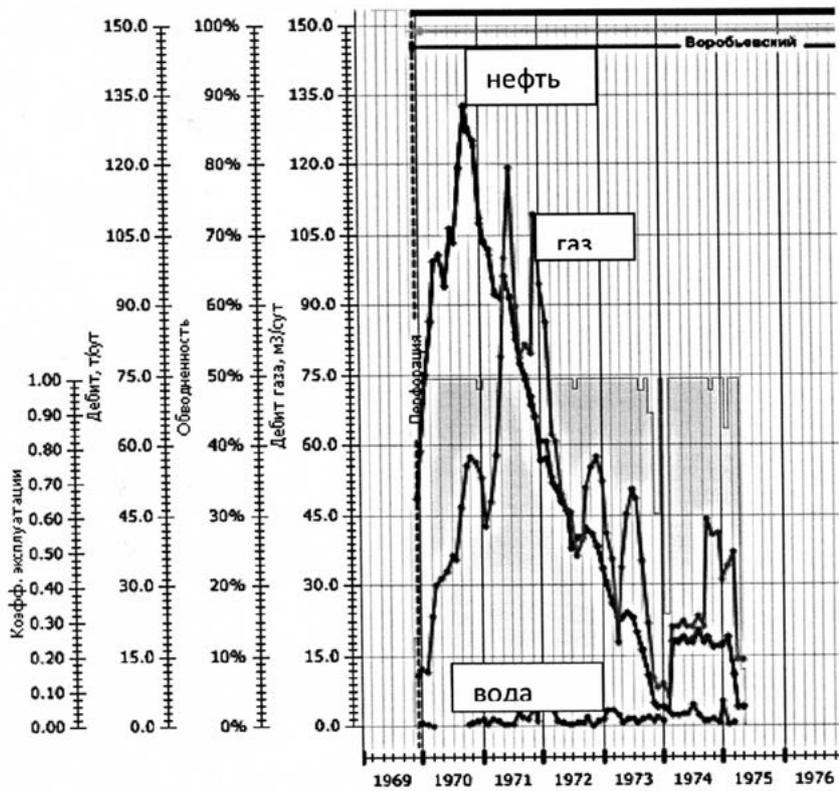


Рис. 7. График эксплуатации скв.29

на несколько пластов, то мощность разрыва распределяется на несколько объектов, а когда перфорация проводится на один пласт, то другие пласты не затрагиваются. Как правило, главный пласт наиболее истощен разработкой, а второстепенные пласты оказываются вне стимуляции и не дают тот объем продукции, на который способны.

Наибольший эффект отмечен в замкнутых резервуарах, где пласты значительной толщины разрабатывались без обводнения. Аналогичный результат получен по скважинам, где объект представлен переслаиванием пластов песчаников и глин значительной толщины. Как правило, они обладают большими остаточными (незатронутыми разработкой) запасами.

Состояние флюидальной системы, замещение флюидов и фазовые переходы ведут к изменению фазовой проницаемости, что прежде всего сказывается на продуктивности скважин. Имеется несколько механизмов, ответственных за этот процесс.

Прорыв газовой шапки – резкое увеличение дебита газа, дебит нефти минимальный; появляется конденсат, который снижает проницаемость ПЗП и продуктивность. Процесс можно контролировать по плотности флюида, конденсат имеет плотность ориентировочно менее 770 кг/м^3 .

Дегазация нефти при снижении давления в ПЗП ведет к появлению газа и фазовой проницаемости, снижению продуктивности. На графиках эксплуатации темп снижения дебита нефти больше, чем темп снижения дебита газа. Стимуляция таких скважин с помощью ГРП дает положительный эффект, но дебиты обычно ниже, чем при пуске скважины в эксплуатацию. История скважины 14 н, где был проведен ГРП вскоре после падения дебита нефти, позволяет оценить его (дебит) после указанной операции при прочих равных условиях заниженным в два раза по сравнению с первоначальным (рис. 8).

Подтягивание краевых или закачиваемых вод (технических или вследствие ППД) ведет к обводнению ПЗП и даже более удаленных участков продуктивной зоны пласта. Появление новой фазы ведет к ухудшению проницаемости и продуктивности. Процесс развивается как постепенное замещение нефти водой (фазовая проницаемость по нефти замещается фазовой проницаемостью по воде) после периода низкой продуктивности или достаточно быстро. ГРП в обводнившихся пластах, как правило, имеет негативный эффект.

История продуктивности скважины

Характерной особенностью скважин Кудиновского нефтяного поля является снижение продуктивности уже в начальный период эксплуатации. Вне зависимости от объема резервуара различается и темп снижения дебита. Он может снизиться в течение 1–2 лет (скв.97, 106, 123, 377, 518), или же процесс значительно затягивается (скв.29, 71, 75, 194, 227). Длительная эксплуатация скважин, с одной стороны, говорит о хорошем резервуаре и больших начальных запасах, но, с другой, быстрое падение дебита может свидетельствовать о нереализованных возможностях резервуара, например о закупорке ПЗП при выделении газа или обогащении нефти тяжелыми фракциями при промывке ее газом.

Отмывка ПЗП от смолистых веществ растворителями проводилась на ряде скважин, и на скв.27, 383 и 406 получен прирост дебита. Если имеются подозрения на отложение смолистых веществ на забое и в ПЗП (высокая плотность нефти), перед ГРП необходима промывка скважины растворителем.

Состояние скважины

во время проведения операции ГРП

В большинстве случаев отмечено увеличение дебита жидкости на 1–2 порядка после проведения ГРП. Однако основной результат – прирост дебита нефти – получен не во всех случаях. При разработке Куди-

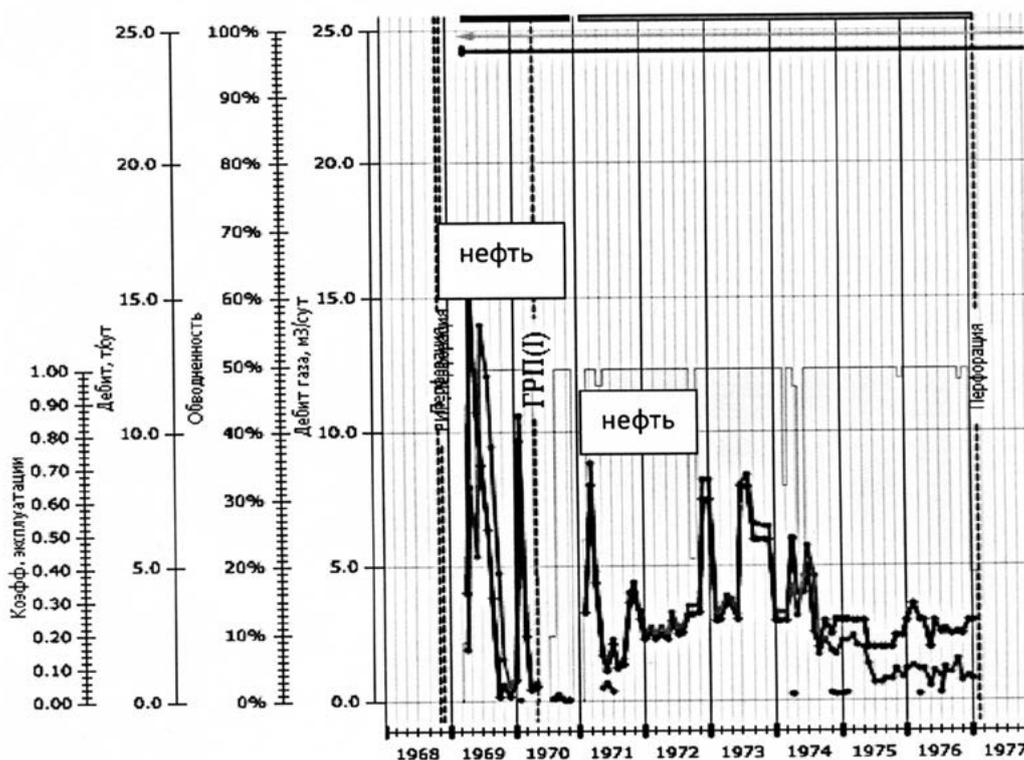


Рис. 8. График эксплуатации скв.14 н

новского месторождения в скважинах проводились различные воздействия на работающие зоны (установка мостов, обработка призабойных зон, заводнение резервуара, перевод скважины на другой горизонт или совместную эксплуатацию нескольких пластов). Здесь следует привести сравнение результатов ГРП по скв.31, 32 и 33, расположенным в северной части месторождения. По скв.32 получен лучший эффект, а в скв.31 и 33 результаты оказались прямо противоположными: по скв.31 прирост нефти составил $0,02 \text{ м}^3/\text{сут}$, а по скв.33, при обводненности 99,3%, прироста по нефти вообще не получено. Такое различие в результатах операции можно объяснить различной историей работы скважин за период их эксплуатации, а именно длительной разработкой этими скважинами вышележащих залежей в задонском и петинском горизонтах.

При переходе скважин на вышележащий горизонт в случае некачественного

капитального ремонта создаются условия для гидравлической связи и перетока относительно высоконапорных вод нового объекта в истощенный нижележащий. Ранее в скв.33 резкий всплеск обводненности отмечен после промывки забоя растворами ПАВ в феврале 1990 года. Проведение ГРП в таких условиях также могло дать значительный эффект по повышению фазовой (по воде) проницаемости при снижении дебита нефти. Все это привело к обводнению скв.31 и 33 водами карбонатного девона, что подтверждается высокой минерализацией вод, установленной при отработке скважин после ГРП.

Резкий рост содержания воды (технической) в продукции зафиксирован в большинстве скважин после проведения ГРП, затем обводненность снижается, но не во всех скважинах. В некоторых (111, 377, 518) она остается почти 100-процентной. Таким образом, проведение ГРП в явно обводненных скважинах нерационально.

Основной вывод, который следует из анализа результатов, сводится к тому, что применяемые мощности и технологии ГРП в вертикальных скважинах эффективны в относительно однородных пластах с толщиной более 5 м и в слоистой толще с глинистыми прослоями небольшой мощности. Здесь формируется единая трещина в незатронутой разработкой зоне. Разделение проницаемых пластов глинистыми пластами значительной толщины (более 20 м) снижает эффективность ГРП, так его мощность распределяется между несколькими пластами.

Немаловажным критерием для выбора скважины-кандидата является высокий начальный дебит и безводная эксплуатация скважины в течение длительного времени. Проведение ГРП на таких скважинах, как правило, показывает положительный эффект. Имеющаяся база данных позволяет прогнозировать эффект ГРП: примерно в два раза меньше, по величине дебита и продолжительности, по сравнению с первоначальным периодом эксплуатации.

Выводы

Проведение успешных геолого-технических мероприятий, в частности ГРП, на Кудиновском нефтяном поле возможно при учете всех особенностей геологического строения этого сложного объекта, условий воздействия на пласт при разработке, состояния скважин и призабойной зоны пласта.

Анализ геологического строения продуктивных резервуаров и опыт ГРП на отдельных объектах позволяет сделать следующие выводы.

1. Основным препятствием для эффективной разработки Кудиновского месторождения являются ограниченный размер резервуаров и их изоляция друг от друга, многофазное насыщение, что ведет к блокировке фильтрационных путей в призабойной зоне пласта с последующим распространением этого явления на отдаленные

зоны при продолжающемся отборе с высокой депрессией на пласт. Следствием является снижение продуктивности и пластового давления.

2. Существующая база данных содержит сведения об истории добычи нефти, газа и воды по каждой скважине, однако гидродинамические данные ограничены. Рекомендуется провести гидродинамические исследования продуктивных скважин с учетом возможности разделения объектов с ограниченным объемом (и ресурсами) и объектов с нарушенными фильтрационными путями. Скорость восстановления пластового давления до первоначального может явиться основным критерием для оценки перспективности объекта.

3. На данном этапе исследований критериями для выбора приоритетных объектов являются большая толщина продуктивных пластов, высокие первоначальные дебиты нефти и достаточно плавная кривая падения дебита. В связи с тем что коэффициент нефтеизвлечения по резервуарам, которые не затронуты заводнением, достаточно низкий, не превышает 0,05–0,1, начальные параметры по скважинам могут быть приняты за основу при ранжировании объектов для проведения ГРП.

4. Высокую обводненность продукции после проведения ГРП следует рассматривать как существенный фактор, снижающий эффективность операций. Необходим углубленный оперативный гидрохимический контроль разработки месторождения, особенно до и после операций ГРП с целью выбора наименее обводненных участков для проведения операций.

5. Операции ГРП, видимо, остаются основным геолого-техническим мероприятием для интенсификации добычи на Кудиновском месторождении, так как в них могут быть задействованы многие старые скважины, в которых снижена продуктивность за период эксплуатации. Постоянный

мониторинг и анализ результатов ГРП позволит правильно выбрать скважины-кандидаты и повысить эффективность мероприятий.

УДК 553.98.061.12/.17

УСЛОВИЯ МИГРАЦИИ И ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРЕДЕЛАХ САРАТОВСКОЙ ЧАСТИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НГП

© 2015 г.

И. В. Орешкин, А. И. Орешкин, С. А. Новиков, К. В. Мудренова, Д. В. Токарев
ФГУП "Нижне-Волжский НИИ геологии и геофизики"

Сфера недропользования, в частности успешность поисково-оценочных работ, являющихся высоко наукоемкой отраслью, находится в прямой зависимости от выбранного комплекса и качества проводимых работ. Причем это не только "личное" дело недропользователя, даже если он проводит работы за счет собственных средств, оно непосредственно касается и интересов недровладельца, то есть государства и его субъектов.

В частности, недропользователь, закладывая первые поисковые скважины без соответствующего научного обоснования, с большой долей вероятности может получить отрицательный поисковый результат. Тем самым на его участке значительно затягивается срок открытия и, соответственно, ввод в эксплуатацию месторождений нефти и газа. При этом автоматически происходит отсрочка поступления в бюджет соответствующих платежей и налогов.

На успешность поисково-оценочных работ большое влияние оказывает оценка степени перспективности локальных поисковых объектов, подготовленных к глубокому бурению. В свою очередь, адекватность такой оценки находится в прямой зависимости от понимания процессов формирования скоплений нефти и газа в конкретных геологических условиях. Рассмотрим данный вопрос для территории Саратовской части

юга Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, степень разведанности суммарных ресурсов которой оценивается около 30%.

Одним из основных условий формирования скоплений углеводородов (УВ), генерированных нефтегазоматеринскими породами (НГМП) из очагов генерации, является их миграция. Весьма существенная особенность южной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (В-У НГП) состоит в том, что она, наряду с собственным генерационным потенциалом, граничит с мощным очагом генерации, которым являются подсолевые отложения Прикаспийской впадины и ее прибортовой зоны. Существование латерального миграционного потока из внутренних частей Прикаспийской впадины в юго-восточные участки Волго-Уральской НГП достаточно отчетливо демонстрируется характером распространения газовых залежей, тяготеющих именно к этому району (Волгоградская, Саратовская, юг Самарской и Оренбургской областей). При этом наблюдается изменение состава свободных газов на запад и на север от бортовой зоны Прикаспийской впадины. В частности, для большинства нефтегазоносных комплексов, по мере удаления от бортовой зоны Прикаспийской впадины, отмечается постепенный переход от жирных метановых к сухим метановым свободным газам. Для визейско-