

НОВАЯ КОНЦЕПЦИЯ ЭФФЕКТИВНОГО ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА И ЕЕ ПРИЛОЖЕНИЯ К ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ, ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ И НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК

С.Н. Закиров., Э.С. Закиров, И.М., Индрупский, Д.П. Анিকেев
ИПНГ РАН

1. Новая концепция эффективного порового пространства и её следствия

Наступившая эра компьютерного моделирования выявила негативные стороны традиционной концепции абсолютного порового пространства (АПП).

В этой концепции пористая среда характеризуется, вообще говоря, абстрактными параметрами абсолютной проницаемости и открытой пористости. В альтернативной новой концепции эффективного порового пространства (ЭПП) базисными параметрами являются реалистичные коэффициенты эффективной пористости (доля пор в объеме элемента пласта, не занятых остаточной водой) и эффективной проницаемости (фазовая проницаемость для нефти (газа) при остаточной водонасыщенности).

Переход к реалистичным базисным параметрам пласта привел к изменению методологии исследований во всех научных дисциплинах, причастных к нефтегазовому недропользованию. При этом было восстановлено нарушенное взаимодействие иерархически выстроенной совокупности нефтегазовых научных дисциплин, имевшее место в традиционной методологии. Концепция ЭПП, соответственно, повышает достоверность результатов 3D компьютерного моделирования и позволяет обеспечивать адекватные технологии разработки месторождений нефти и газа.

Одно из важных следствий принятия новой концепции касается методологии подсчета запасов нефти и газа и построения 3D геологических и базирующихся на них 3D гидродинамических моделей продуктивных пластов. В традиционной концепции АПП в этих научных дисциплинах имели место следующие принципиальные искажения реального геологического строения продуктивных пластов.

В современной методологии подсчета геологических запасов нефти и газа, а также 3D геологического моделирования рукотворно производится выделение так называемых

“неколлекторов”. Они выделяются по данным методов промысловой геофизики и опробования скважин.

Во-первых, такие “неколлектора” исключаются при подсчете запасов нефти и газа. Во-вторых, при 3D геологическом моделировании и последующем 3D гидродинамическом моделировании им присваиваются нулевые значения пористости, проницаемости, нефтенасыщенности. То есть искажается реальное геологическое строение продуктивных пластов.

Соответствующий подход регламентирован действующими руководящими документами (РД) и методическими рекомендациями.

На рис. 1а и 1б приведены, по данным проф. Р.Х. Муслимова, два представления характерного профильного разреза Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. На рис. 1а закрашенные области соответствуют коллекторам, выделенным при подсчете запасов в 1960-е годы. Граничное значение проницаемости составляло 30 мДарси. На рис. 1б темным цветом дополнительно закрашены участки разреза, которые переходят в разряд коллекторов при снижении граничных значений проницаемости – до 1 мДарси. При таком, хотя и частичном, устранении понятия “неколлекторов” прирост балансовых запасов нефти на данном месторождении составил около 700 млн т.

В реальных залежах запасы нефти (газа) размещаются, начиная с уровня зеркала свободной воды (ЗСВ) и до кровли продуктивного пласта. Уровень ЗСВ характеризуется нулевым значением капиллярного давления в соответствующей двухфазной системе (нефть–вода или нефть–газ).

Согласно существующим РД, подсчет запасов нефти и газа осуществляется не от ЗСВ, а от рукотворных отметок водо-нефтяного контакта (ВНК). Эти отметки устанавливаются по данным поинтервального опробования пласта в скважинах на приток флюидов, а также с использованием результатов геофизических исследований скважин.

На рис. 2 на примере уникального по запасам Русского газонефтяного месторождения сопоставлены уровень ЗСВ (сплошная горизонтальная линия) и поверхность ВНК (пунктирная линия). Разница в запасах нефти в случае подсчета их от ЗСВ и от ВНК составила для данного блока около 20%. Дополнительный учет запасов нефти в “неколлекторах” увеличил оценку доли “потерянных” запасов примерно до 30%.

Практически все водонапорные бассейны, к которым приурочены залежи нефти и газа, характеризуются наличием естественного фильтрационного потока воды той или иной интенсивности. При этом поверхность ВНК или ГVK (точнее, ЗСВ) является искривленной, а не горизонтальной.

Данный важный фактор также не учитывается при традиционном подсчете запасов нефти и газа и построении 3D геологических моделей продуктивных пластов.

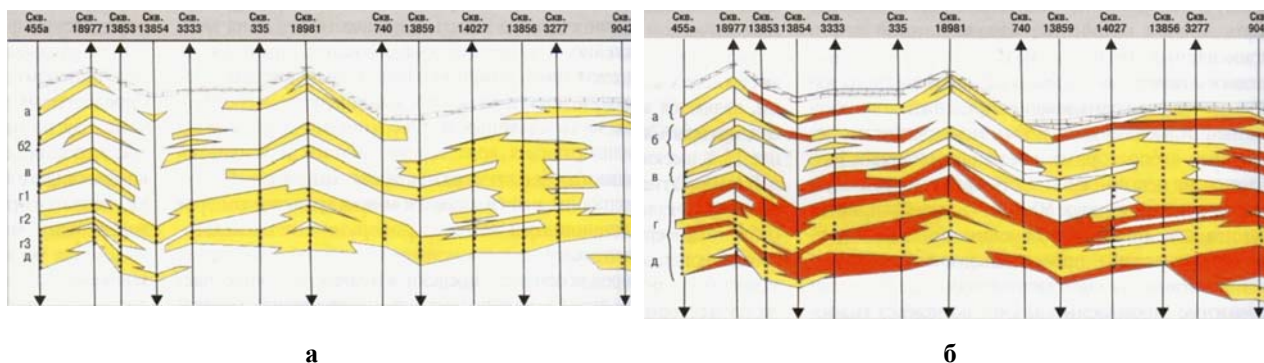


Рис. 1. Характерный геологический профиль Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения для утвержденных (а) и уточненных (б) запасов

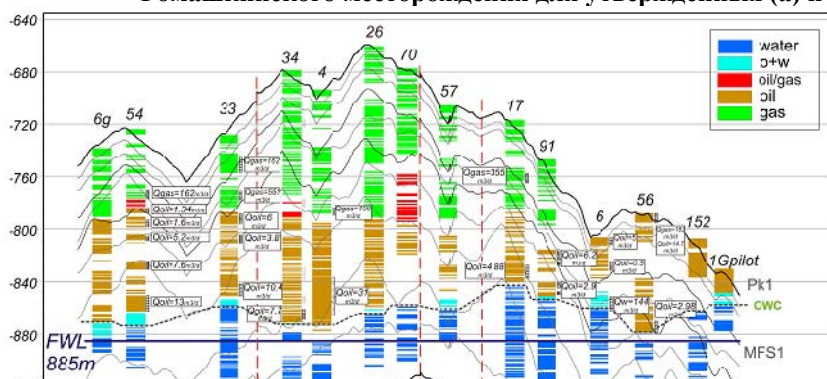


Рис. 2. Сопоставление поверхностей ЗСВ (сплошная горизонтальная линия) и ВНК (пунктирная линия) для основного блока Русского газонефтяного месторождения

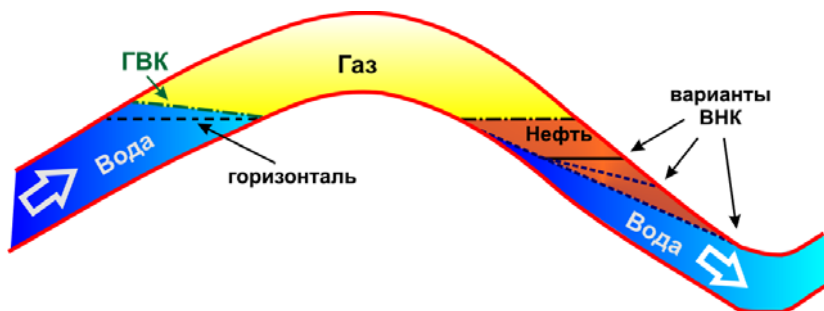


Рис. 3. Возможные конфигурации флюидальных контактов Ен-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения без учета и с учетом естественного фильтрационного потока воды

Типичный пример схематично дается на рис. 3 применительно к Ен-Яхинскому нефтегазоконденсатному месторождению. Сплошной линией на правом крыле структуры конфигурация ВНК некорректно представляется горизонтальной поверхностью. Возможная корректная конфигурация поверхности ЗСВ с учетом естественного

фильтрационного потока воды соответствует одному из двух вариантов наклонных контактов на правом крыле. Данный пример демонстрирует, что неучет рассматриваемого явления приводит к искажению запасов нефти и газа и соответствующим ошибкам в проектных решениях на разработку месторождений.

Рассматриваемые факторы, с одной стороны, приводят к отличию подсчитанных по традиционной методологии запасов нефти и газа от реальных запасов в пласте. Как следствие, утверждаемые в ГКЗ МПР и ставящиеся на Госбаланс запасы нефти и газа являются не геологическими, а балансовыми запасами.

В то же время действующие РД по созданию 3D геологических и 3D гидродинамических моделей для проектирования разработки настаивают на совпадении запасов в этих моделях с запасами, находящимся на Госбалансе. Хотя очевиден принцип, что невозможно создание достоверных 3D моделей, если их геологические запасы не равняются реальным запасам в пласте.

Концепция ЭПП приводит к отказу от рукотворного выделения “неколлекторов” при подсчете запасов нефти и газа и 3D моделировании. Согласно положениям новой концепции, “неколлекторы” должны включаться в 3D модели с реально присущими им значениями фильтрационно-емкостных параметров. Соответственно, их роль в пластовых процессах при разработке месторождения определяется по результатам прогнозного моделирования. При этом концепция ЭПП предусматривает углубленное лабораторное изучение низкопроницаемых коллекторов (бывших “неколлекторов”).

Для 3D компьютерного моделирования при отказе от понятия неколлекторов принципиальную значимость приобретает знание анизотропии проницаемости вдоль продуктивного разреза. Очевидно, что керновые исследования не позволяют получить информацию такого рода. Поэтому определение фактического коэффициента вертикальной анизотропии проницаемости пласта осуществляется на основе обоснованных в рамках концепции ЭПП технологий вертикального и 3D гидропрослушивания. В результате появляется возможность обосновывать эффективные технологии извлечения нефти, газа, конденсата на основе не только латеральных (вдоль напластования), но и вертикальных фильтрационных течений.

На основе положительных аспектов концепции ЭПП обоснована новая технология вертикально-латерального сайклинг-процесса для газоконденсатных залежей, подстилаемых подошвенной водой, со значительным содержанием конденсата в

пластовом газе и высокой неоднородностью пласта. Традиционный (латеральный) сайклинг-процесс обладает в таких условиях низкой эффективностью из-за ранних прорывов закачиваемого сухого газа в добывающие скважины по высокопроницаемым пропласткам. Образование конусов подошвенной воды приводит к обводнению скважин и требует удаления их забоев от отметок газовой контактной (ГВК). То есть уменьшаются дренируемый объем залежи и коэффициент охвата ее воздействием.

Предлагаемая технология вертикально-латерального сайклинг-процесса основывается на размещении горизонтальных добывающих стволов у кровли пласта (рис. 4). Горизонтальные стволы для закачки сухого газа располагаются вблизи уровня ГВК или подошвы пласта.

Следующие результаты сопоставительных газогидродинамических расчетов для элемента разработки получены с использованием 3D многофазной секторной модели. В качестве примера принимались исходные данные, близкие к параметрам одной из массивных сложнопостроенных карбонатных газоконденсатных залежей в Республике Узбекистан (недропользователь – ООО “Лукойл Оверсиз”). По сравнению с традиционной технологией, продолжительность сайклинг-процесса до прорыва сухого газа в добывающие скважины увеличивается с 5 до 10 лет, коэффициент конденсатоотдачи (КИК) за этот период возрастает с 0,363 до 0,514, накопленная добыча воды снижается с 1,3 тыс. м³ до нуля. Более привлекательны показатели новой технологии и на конец разработки, после перехода от сайклинг-процесса к истощению. Важно и то, что при реализации вертикально-латерального сайклинг-процесса сокращаются объемы бурения в расчете на месторождение в целом.

Применение предлагаемой технологии вертикально-латерального сайклинг-процесса также актуально для ачимовских отложений Большого Уренгоя.

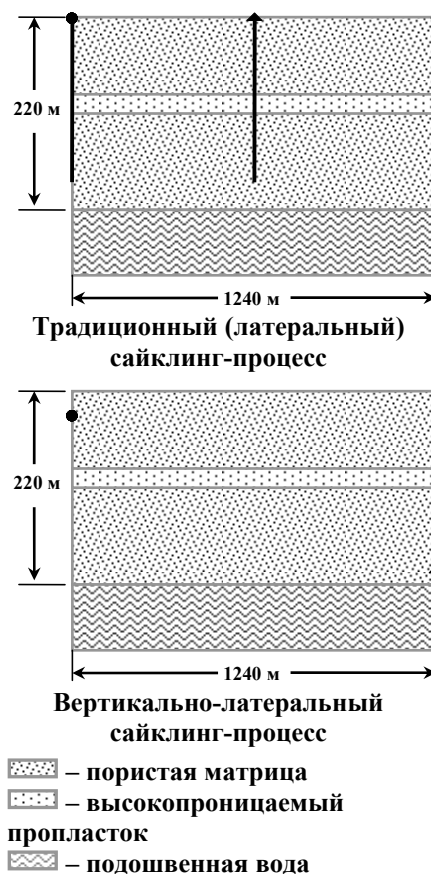


Рис. 4. Схемы размещения добывающих и нагнетательных скважин в элементе для двух технологий сайклинг-процесса

По данным лабораторных экспериментов по вытеснению нефти разными агентами из моделей пластов разной длины доказаны заниженность коэффициентов вытеснения, завышенность коэффициентов охвата согласно традиционным представлениям. В результате утверждаемые и достигаемые коэффициенты нефтеизвлечения не отражают потенциальные возможности месторождений по извлекаемым запасам нефти. Соответственно, выявлены некорректности в построении 3D компьютерных моделей продуктивных пластов, недостоверность прогнозных расчетов и неадекватность систем разработки месторождений нефти. Как следствие, указаны пути повышения коэффициентов извлечения нефти, например за счет уплотняющего бурения и других воздействий. Своевременность и актуальность соответствующих инноваций заключается в том, что средний по стране коэффициент извлечения нефти сегодня снизился до критически малой величины 30%.

2. Технология доразработки краевой нефтяной оторочки нефтегазоконденсатной залежи (применительно к Уренгойскому месторождению)

Отличительные особенности нефтегазоконденсатных месторождений состоят в том, что они располагают запасами газа и конденсата в газоконденсатной шапке, а также нефти в нефтяной оторочке. При этом запасы нефти относятся к категории трудноизвлекаемых, так как добыча нефти из скважин сопровождается загазованием и обводнением их продукции.

Считается, что с точки зрения коэффициента извлечения нефти (КИН) целесообразно начинать разработку рассматриваемого типа месторождений с добычи нефти из нефтяной оторочки. Однако тогда законсервированными оказываются запасы газа и конденсата, которые в нефтяном эквиваленте в случае нефтегазоконденсатных месторождений превышают запасы нефти.

Со временем укоренилось ошибочное, на взгляд авторов, мнение, что коль скоро нефтяная оторочка находится в процессе расформирования, то прилагать какие-либо усилия по извлечению нефти из неё не имеет смысла. Тем более что даже в изначальной ситуации запасы в нефтяной оторочке относятся к категории трудноизвлекаемых.

Для подтверждения мнения авторов были выполнены 3D компьютерные эксперименты на секторных моделях элементов разработки нефтегазоконденсатной залежи с нефтяной оторочкой краевого типа. Параметры таких моделей были приближены

к залежам Уренгойского месторождения. Результаты 3D компьютерных экспериментов привели к относительно утешительному выводу, что даже при отборе из газоконденсатной шапки около 60 % запасов газа степень расформирования запасов нефти не является катастрофической. То есть немалая часть запасов нефти остается сосредоточенной в достаточно компактном объеме. Следовательно, целесообразными являются попытки доизвлечения остаточных запасов нефти из частично расформированной нефтяной оторочки.

Поэтому дальнейшие исследования были посвящены поиску технологических решений, позволяющих максимизировать конечный КИН, при условии перехода ко вторичной и даже третичной технологиям добычи, минуя традиционный первичный метод разработки нефтяной оторочки. Подобного рода исследования, по мнению авторов, пока не популярны для нашей нефтяной отрасли.

Поисковые исследования на основе 3D компьютерных экспериментов выполнялись на тех же 3D секторных моделях нефтегазоконденсатных залежей, на которых ранее моделировался процесс расформирования нефтяной оторочки. Другими словами, в качестве исходных рассматривались такие 3D модели, на которых был смоделирован процесс расформирования оторочки при отборе из газоконденсатной шапки около 60 % запасов газа.

В результате исследований технологические решения, составляющие суть обосновываемой технологии реанимации запасов нефти в нефтяной оторочке, сводятся к следующим моментам.

- Расформированная нефтяная оторочка должна разрабатываться с поддержанием пластового давления на основе процесса её заводнения.
- В качестве добывающих и нагнетательных скважин целесообразно использовать горизонтальные скважины.
- Добывающие горизонтальные скважины размещаются в текущем нефтенасыщенном объеме, вблизи текущего газонефтяного контакта (ГНК). При этом горизонтальные стволы добывающих скважин трассируются параллельно текущему контуру ГНК.
- Нагнетательные горизонтальные скважины размещаются в водоносной части пласта вблизи текущего водонефтяного контакта (ВНК). Горизонтальные нагнетательные стволы трассируются параллельно текущему контуру ВНК.

- Обосновываемое местоположение нагнетательных скважин позволяет активизировать запасы нефти в нефтяной оторочке от нулевых нефтенасыщенных толщин пласта.

- Обосновываемое местоположение добывающих скважин вблизи ГНК, в традиционном представлении, является неразумным по причине быстрого загазования добываемой продукции. Приводимая рекомендация базируется на важном принципе, учитывающем уже сложившийся тренд распределения пластового давления при опережающей разработке газоконденсатной шапки в режиме истощения пластовой энергии.

- Закачка воды в пласт и отбор нефти из нефтяной оторочки (и продолжающаяся разработка газоконденсатной шапки) должны быть такими, чтобы соблюдался нисходящий (на разные моменты времени) тренд изменения пластового давления вдоль профилей от нагнетательных скважин вплоть до газодобывающих скважин. При реализации такого принципа исключается попутная добыча прорывного газа из газоконденсатной шапки.

3. Новая технология разработки нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей

Оторочки краевого типа часто характеризуются относительно малыми нефтенасыщенными толщинами. Однако компактность их расположения является позитивным фактором, который создаст предпосылку для создания эффективных технологий разработки объектов такого типа.

Существует технология барьерного заводнения [1]. Она основана на бурении на уровне ГНК системы нагнетательных скважин. Назначение водяного барьера заключается в предотвращении загазования добывающих нефтяных скважин и смещения нефтяной оторочки в газонасыщенную часть пласта.

Создание сплошного водяного барьера на всей площади ГНК затруднительно в случае обширной площади ГНК. При этом, как правило, по причине быстрого обводнения соответствующих скважин, не осуществляют бурение новых скважин и выработку запасов нефти вблизи нулевых нефтенасыщенных толщин у внешнего контура ВНК.

Предлагаемая технология включает несколько этапов.

- На первом этапе строят 3D геологическую, а затем и 3D гидродинамическую модели рассматриваемой нефтегазоконденсатной залежи.

- Далее с использованием 3D гидродинамической модели залежи исследуют альтернативные варианты разработки нефтегазоконденсатной залежи, включая нефтяную оторочку.

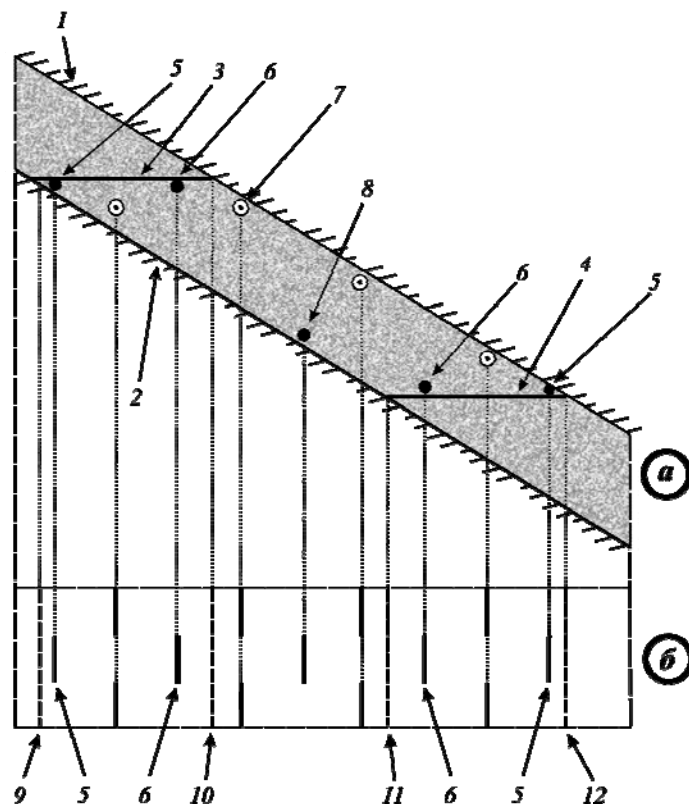
Принципы расположения скважин и их эксплуатации следующие.

1. Бурение добывающих и нагнетательных скважин для создания барьеров давления на уровне ГНК и ВНК. Создание барьеров давления осуществляют путем размещения барьерных рядов горизонтальных нагнетательных скважин с трассировкой стволов параллельно контурам ГНК и ВНК, у внутреннего контура ГНК и внешнего контура ВНК соответственно.

Создание барьеров давления исключает расформирование запасов нефти в области газо- и водонасыщенности, а также обеспечивает активизацию запасов нефти вблизи нулевых нефтенасыщенных толщин пласта у внутреннего контура ГНК и внешнего контура ВНК за счет вытеснения нефти в направлении к центру нефтяной оторочки (см. рис. 5).

При значительной площади поверхностей ГНК и ВНК размещают дополнительные барьерные ряды горизонтальных нагнетательных скважин – на уровне ГНК, между внешним и внутренним контурами ГНК и параллельно им, а также на уровне ВНК, между внешним и внутренним контурами ВНК и параллельно им.

2. В пределах нефтяной оторочки реализуют однорядные системы заводнения на основе горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин с размещением горизонтальных стволов на площади в шахматном порядке и с трассировкой горизонтальных стволов параллельно контурам ГНК и ВНК. Горизонтальные добывающие стволы размещают в нефтяной и водонефтяной зонах вблизи кровли продуктивного пласта, а в подгазовой зоне – с отступом вниз от уровня ГНК. Нагнетательные стволы размещают у подошвы продуктивного пласта.



1 – кровля пласта, 2 – подошва пласта, 3 – ГНК, 4 – ВНК, 5 – скважина барьерного ряда, 6 – скважина дополнительного барьерного ряда, 7 – добывающая скважина, 8 – нагнетательная скважина, 9 – внутренний контур ГНК, 10 – внешний контур ГНК, 11 – внутренний контур ВНК, 12 – внешний контур ВНК

Рис. 5. Схема размещения барьерных, добывающих и нагнетательных скважин в профильном разрезе (а) и на площади продуктивности (б) элемента разработки

3. Для нефтяных оторочек с аномально низким начальным пластовым давлением закачку воды в предлагаемом способе целесообразно осуществлять с контролируемым уровнем перекомпенсации отбора флюидов закачкой воды.

4. Выбывшие из эксплуатации вследствие обводнения или загазования продукции горизонтальные добывающие скважины через 3-5 лет вводятся в повторную эксплуатацию для доизвлечения переформированных остаточных запасов нефти.

5. С начала процесса промышленной разработки нефтяной оторочки осуществляют мониторинг за показателями эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин.

4. Обработка результатов экспериментов по вытеснению вязких нефтей различными рабочими агентами

Для всякой расчетной модели требуется набор исходных параметров о коллекторских свойствах пласта, свойствах пластовых флюидов и закачиваемых рабочих агентов. Соответствующие параметры и зависимости определяются методами физики

нефтегазового пласта.

Преимущественная практика исследований на малых кернах породила предубеждение против неизменности во времени коэффициента вытеснения нефти (K_e) рабочими агентами.

В 2008–2009 гг. в ООО "Газпром-ВНИИГАЗ" были выполнены длительные лабораторные эксперименты по вытеснению вязких нефтей разными рабочими агентами из насыпных моделей пласта разной длины.

В экспериментах первой серии для месторождения А на моделях пласта с проницаемостью 0.109 Дарси длиной 0.3 и 1.0 м нефть вязкостью 20 сПз вытесняли раствором полиакриламида (ПАА) с вязкостью 60 сПз. Согласно замерам, допрорывный $K_e=36.2\%$, полный $K_e=79\%$.

На модели пласта длиной 1.0 м при вытеснении нефти водой величина допрорывного K_e получена равной всего 27%. Этот коэффициент оказался практически окончательным, так как после прорыва воды к выходу модели пласта дополнительного поступления нефти не происходило. В другом сравнительном эксперименте при длине модели 0.3 м коэффициент вытеснения нефти водой составил лишь 18%.

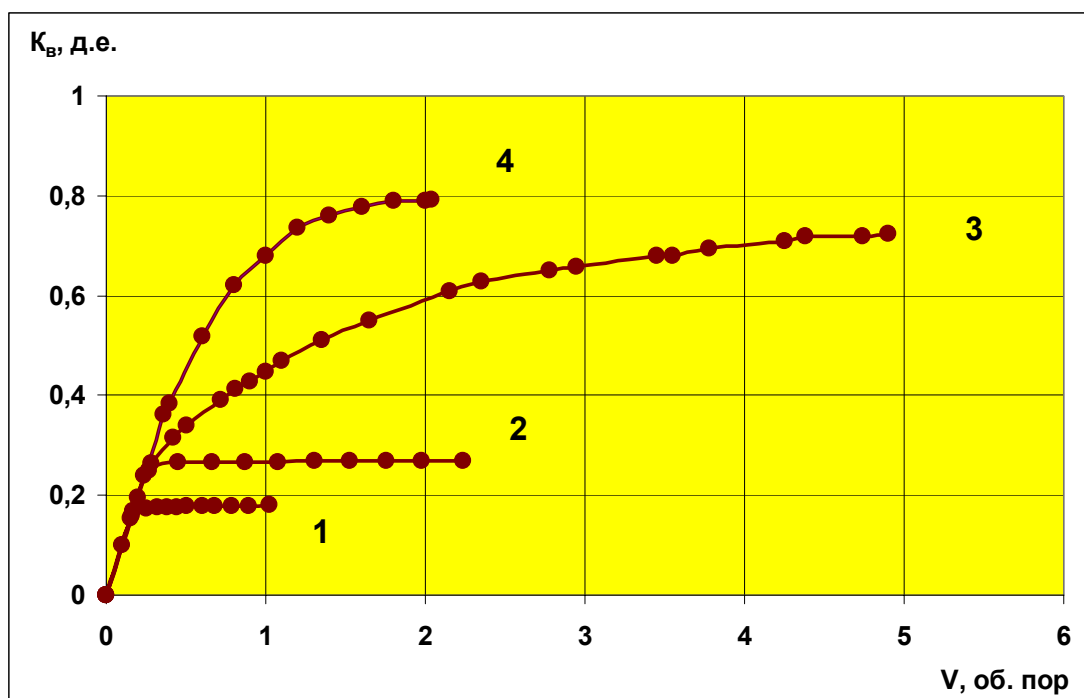
В экспериментах второй серии на подобных же моделях, но при проницаемости по воздуху 0.066 Дарси нефть вязкостью 20 сПз вытесняли двухфазной водогазовой смесью (ВГС). ВГС состояла на 50% из метана и на 50% из воды, ее "вязкость" (кажущаяся) составляла около 4,4 сПз. В этих экспериментах достигнуты допрорывный $K_e=45.8\%$ и полный $K_e=79.5\%$.

Результаты указанной серии экспериментов в графической форме представлены на рис. 6.

В случае вязких нефтей довольно тривиальным является результат, свидетельствующий о низкой эффективности использования воды в качестве вытесняющего агента. Тем не менее можно сделать акцент на двух моментах.

Во-первых, вязкостная неустойчивость в процессах вытеснения известна давно. Однако преобладающее мнение заключается в том, что вязкостная неустойчивость сказывается на снижении коэффициента охвата при вытеснении нефти водой на макроуровне. Здесь же имеет место, видимо, низкая вытесняющая способность маловязкого агента более вязкой нефти на микроуровне.

Во-вторых, коэффициент вытеснения вязкой нефти водой зависит от длины модели пласта, то есть с увеличением длины все же возрастает значение коэффициента K_e .



Количество закачанного агента в долях от объема пор

Рис. 6. Динамика коэффициентов вытеснения K_e нефти с вязкостью $\mu_H=20$ сПз разными агентами в функции закачанного объема агента: 1 – вода (вязкость агента $\mu_a=1$ сПз), модель пласта 0.3 м; 2 – вода, модель пласта 1 м; 3 – раствор ПАА ($\mu_a=60$ сПз), модель пласта 0.3 м; 4 – раствор ПАА ($\mu_a=60$ сПз), модель пласта 1 м

Если говорить о K_e при вытеснении вязкой нефти полимерным раствором, то ранее было выполнено немало число соответствующих лабораторных исследований [2, 3, 4].

Значение коэффициента вытеснения около 80% ранее достигали лишь при вытеснении маловязких, легких нефтей при термобарических условиях, близких к условиям смешивающегося вытеснения [3].

Выполненные и рассматриваемые здесь исследования меняют наши представления о механизме процессов вытеснения по крайней мере вязких нефтей различными агентами. Считать так дает основание, во-первых, то обстоятельство, что эксперименты выполнены на моделях пласта разной и весьма значительной, по сравнению с кернами, длины. Во-вторых, зависимости на рис. 6 являются вогнутыми по отношению к оси ординат. Анализ

результатов экспериментов приводит авторов к следующим важным выводам.

- Представленные данные имеют разумное объяснение при допущении, что K_g зависит от объема прокачиваемого вытесняющего агента в каждом элементарном участке модели пласта.

- Поэтому масштабный фактор соответственно становится значимым при интерпретации результатов данных и подобных экспериментов.

Если справедливы предыдущие рассуждения на качественном уровне, то имеет место следующее утверждение. Представленные результаты исследований затруднительно интерпретировать на основе традиционных подходов. Ибо они предполагают, что начавшийся процесс вытеснения якобы характеризуется постоянным значением K_g во всех элементарных участках за фронтом вытеснения (промытых 2-3 поровыми объемами), что находит отражение в задаваемых функциях ОФП.

В этой связи была создана методика интерпретации приведенных специфических результатов. Модель пласта длиной L разбивалась на n одинаковых элементарных участков. Принималось, что коэффициент нефтенасыщенности в i -ом участке после j объемов прокачки рабочего агента составит:

$$S_i^j = \left[S_{cr} + (S_0 - S_{cr}) e^{-\alpha j} \right]_i. \quad (1)$$

Здесь S_{cr} – остаточная неснижаемая нефтенасыщенность, S_0 – начальная нефтенасыщенность, α – искомый безразмерный параметр. В предельном случае, когда $j=0$, имеем, что $S_i^j = S_0$. В другом предельном случае, при $j \rightarrow \infty$, получаем, что $S_{i,j} = S_{cr}$.

Экспоненциальная зависимость выбрана из следующих физических соображений. Процесс доотмыва является затухающим во времени процессом. Здесь аналогом времени выступает количество объемов вытесняющего агента j , прошедших через рассматриваемый i -ый участок модели, в долях его порового объема.

Искомые значения S_{cr} и α определяют поведение экспериментальных данных. Определение их осуществлялось с использованием методов решения обратных задач. Для этого в качестве минимизируемого функционала рассматривается сумма квадратичных невязок расчетных и фактических значений k_g^j :

$$J = \sum \left[K_{e,j}^{факт} - \left(K_e^* + \sum_{j=n+1}^j (\Delta k_{ej}^* - \Delta k_{ej-1}^*) \right) \right]^2.$$

Для минимизации функционала использовалась квазиньютоновская процедура (метод BFGS [5]).

Эффективность процесса разработки месторождений нефти определяется коэффициентом извлечения нефти (КИН). В 50-х годах акад. А.П. Крылов предложил следующую простую формулу для расчета величины КИН [6]:

$$КИН = K_e \cdot K_{охв}. \quad (2)$$

Здесь K_e – коэффициент вытеснения нефти водой, учитывающий степень эффективности процесса вытеснения на микроуровне; $K_{охв}$ – коэффициент охвата вытеснением нефти водой, характеризующей эффективность процесса заводнения на макроуровне.

Несмотря на то, что сегодня для определения КИН предложены более корректные многочленные формулы [7], далее проще будет оперировать формулой (2).

Приведенные результаты лабораторных экспериментов и предложенное их объяснение с учетом масштабного фактора, на основе (2), позволяют иначе оценивать фактические данные разработки нефтяных месторождений.

1. Традиционная методика определения K_e на образцах керна приводит к занижению его значений. Следовательно, определяемая из (2) величина $K_{охв}$ оказывается завышенной. Это создает иллюзию благополучия с состоянием разработки рассматриваемого месторождения нефти. В результате отпадает необходимость, например, в уплотняющем бурении скважин и в иных методах повышения $K_{охв}$, а значит, КИН.

2. Современная методология 3D компьютерного моделирования нуждается в коррекции. Ибо использование заниженных значений K_e и принятие допущения об их независимости от объемов прокачки рабочего агента приводят к неадекватности результатов прогнозных расчетов и обоснований технологий разработки и соответствующих технологических решений.

3. Требуется изменений общепринятый и регламентированный подход к определению коэффициента вытеснения и кривых ОФП в пределах прокачки 2-3 поровых объемов

рабочего агента.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Гавура В.Е., Исайчев В.В., Курбанов А.К., Латидус В.З., Лещенко В.Е., Шовкринский Г.Ю.* Современные методы и системы разработки газонефтяных залежей. М.: ВНИИОЭНГ, 1994. С. 13-17.
2. *Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г.*: Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород. М: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2007. 592 с.
3. *Закс С.Л.*: Повышение нефтеотдачи пласта нагнетанием газов. М: Гостоптехиздат, 1963. 192 с.
4. *Забродин П.И., Раковский Н.Л., Розенберг М.Д.* Вытеснение нефти из пласта растворителями. М: Недра, 1968. 224 с.
5. *Гилл Ф., Мюррей У., Райт М.* Практическая оптимизация: пер. с англ. М.: Мир, 1985. 510 с.
6. *Крылов А.П.* Состояние теоретических работ по проектированию разработки нефтяных месторождений и задачи по улучшению этих работ // Опыт разработки нефтяных месторождений и задачи по улучшению этих работ. М.: Гостоптехиздат, 1957. С. 116-139.
7. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С., Абасов М.Т., Фахретдинов Р.Н., Аникеев Д.П., Рощина И.В., Контарев А.А., Северов Я.А., Роцин А.А., Мамедов Э.А., Брадулина О.В., Лукманов А.Р.* Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. 484 с.