

Таким образом, применение конкретного вида технологии зависит как от типа разреза продуктивного пласта, так и от степени выработанности (заводнения) высокопроницаемых слоев коллектора.

Выводы

Представленные выше результаты исследований позволяют сформулировать условия успешного применения технологии для разных типов разрезов.

1. Эффективность технологии теплового воздействия (закачка горячей воды) выше на участках, где наблюдается слияние пропластков с разной проницаемостью (гидродинамическая связанность слоев). Если высоко- и низкопроницаемые пропластки разделены непроницаемыми слоями, то по мере заводнения высокопроницаемого слоя эффективность теплового воздействия будет снижаться. Не рекомендуется применение технологии на участках с заводненными высокопроницаемыми слоями.

2. Технологии полимерного заводнения имеют максимальную эффективность на участках залежи,

где высокопроницаемые слои изолированы от низкопроницаемых по разрезу пласта.

3. Технология закачки горячего вязкого агента эффективна с максимальным приростом в добыче нефти для всех рассмотренных случаев и условий применения.

4. Комбинированная технология, предусматривающая чередующуюся закачку полимерного раствора и горячей воды, рекомендуется к применению в течение ограниченного периода разработки до момента полной выработки высокопроницаемых слоев коллектора и значительного возрастания обводненности добываемой продукции, после чего необходимо перейти к полимерному заводнению.

ЛИТЕРАТУРА

1. Владимиров И.В., Пичугин О.Н. Исследование выработки запасов высоковязкой нефти из послонно неоднородного по проницаемости коллектора с применением полимерного заводнения и теплового воздействия // *Нефтепромышленное дело*. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2013. – № 11. – С. 31–40.

УДК 622.276.43"5"

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ЗАЛЕЖАХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРНЫЕ БУЗАЧИ

И.В. Владимиров, О.Н. Пичугин

(ЗАО "КОНКОРД", г. Москва),

А.В. Горшков

("Бузачи Оперейтинг Лтд.", г. Актау)

Проблемы извлечения нефти из неоднородного по проницаемости коллектора (особенно неоднородного послонно) в настоящее время встают в полный рост перед нефтедобывающими компаниями. Данные проблемы обостряются и даже переходят на новый уровень сложности при разработке высоковязких нефтей, проявляющих структурно-механические свойства (СМС) в пластовых условиях. Ранее в работе [1], посвященной влиянию СМС на процессы нефтеизвлечения, было показано, что повышение градиента динамического давления сдвига (ГДДС) значительно снижает коэффициент извлечения нефти, увеличивает объемы попутно добываемой воды. Однако, как было показано в работе [2], в условиях проявления СМС нефти нестационарное заводнение (НЗ) может стать хорошим методом повышения нефтеотдачи, так как позволяет существенно увеличивать градиенты давления на границе "заводненный слой – нефтенасыщенный слой".

Ниже рассмотрим результаты применения нестационарного заводнения на примере блока 7 первого эксплуатационного объекта месторождения Север-

ные Бузачи (Казахстан) (рис. 1). Отметим следующее. Несмотря на богатый опыт применения технологий НЗ на нефтяных месторождениях бывшего СССР [3], использование циклической закачки воды на залежах нефти высокой вязкости имеет мало примеров. Поэтому нет возможности воспользоваться готовыми подходами. Применение НЗ на месторождении Северные Бузачи, несмотря на промышленный масштаб, носит до сих пор экспериментальный характер. Седьмой блок юрских отложений стал полигоном, на котором опробовались разные технологии нестационарного воздействия.

Нефть залежи характеризуется высокой вязкостью и плотностью, низким газосодержанием. Нефть разнородна по своим свойствам, обнаружена зависимость ее свойств от расстояния до зеркала ВНК. По данным исследований [4] по юрским отложениям (первый эксплуатационный объект) отмечен значительный разброс параметров пластовой нефти – давление насыщения от 1,24 до 2,79 МПа, газосодержание – от 3,68 до 9,89 м³/т, объемный коэффициент от 1,011 до 1,040 доли ед., вязкость от 122 до 510 мПа·с.

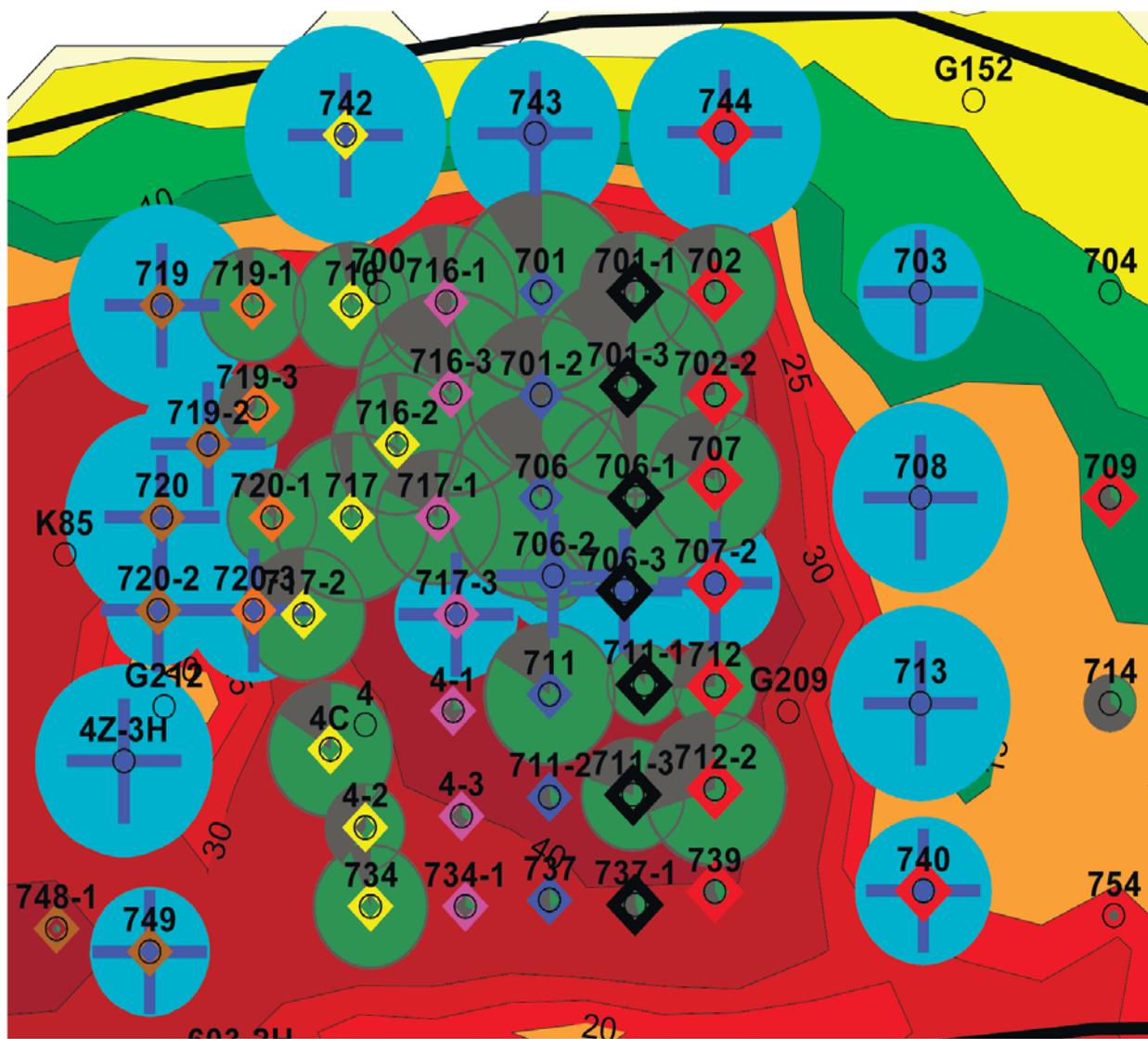
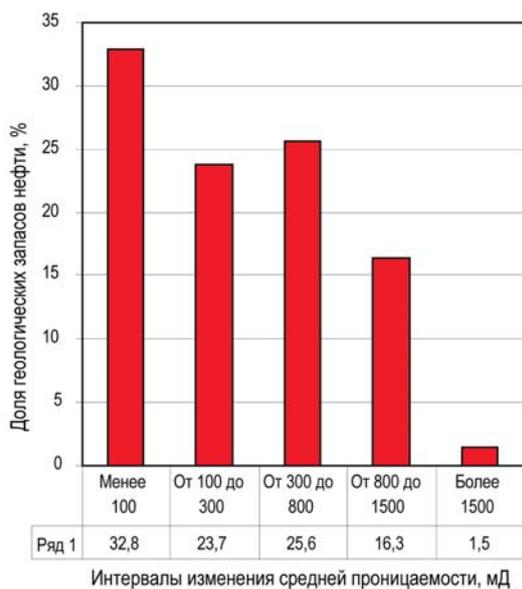
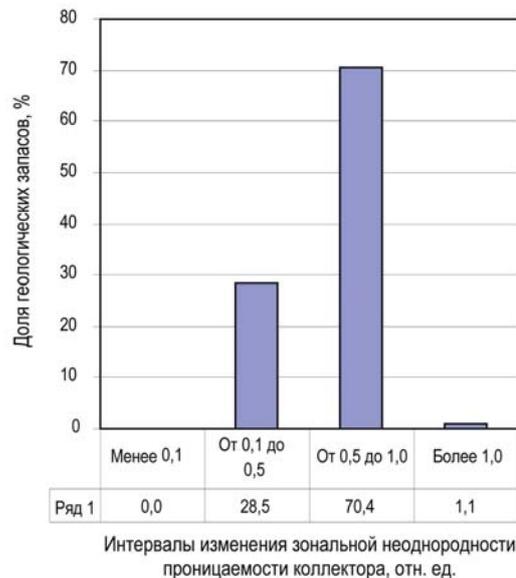


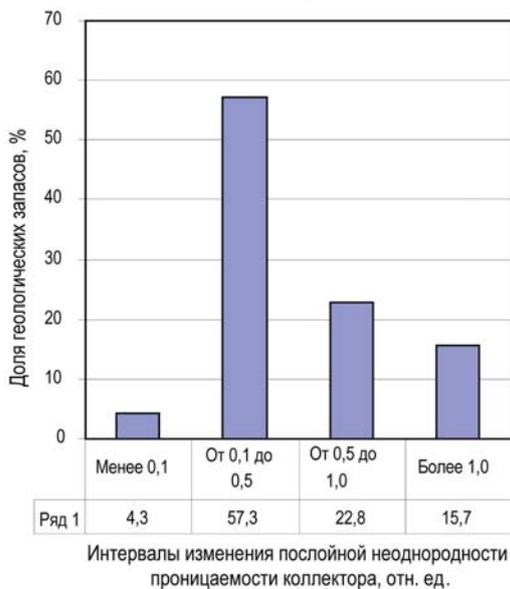
Рис. 1. Фрагмент карты плотности текущих подвижных запасов нефти первого эксплуатационного объекта месторождения Северные Бузачи в районе участка применения НЗ (блок 7): цветными значками (ромбиками) показаны ряды добывающих скважин, нумерация рядов с востока на запад



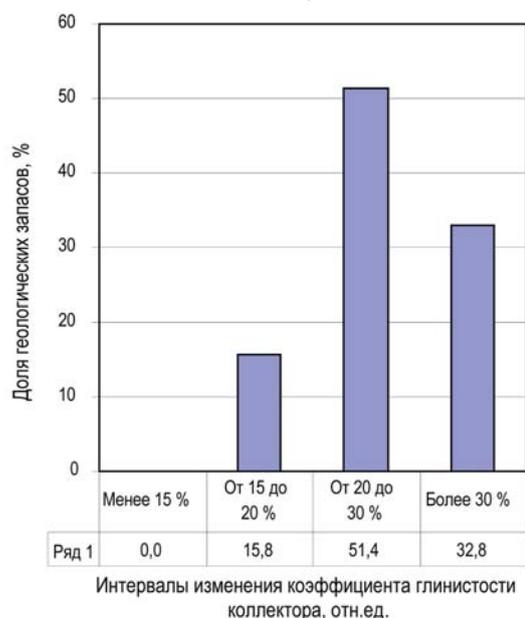
а



б



в



г

Рис. 2. Распределение начальных геологических запасов нефти горизонта Ю, в районе seventhого блока по интервалам изменения средней проницаемости коллектора (а), зональной неоднородности проницаемостных свойств коллектора (б), послойной неоднородности проницаемостных свойств коллектора (в), глинистости (г)

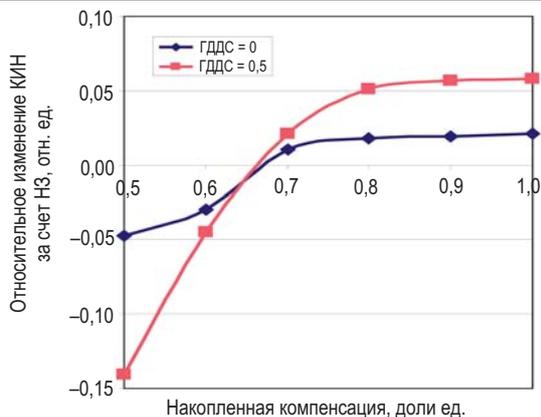


Рис. 3. Зависимость относительного изменения КИН на конец расчетного периода за счет применения НЗ от уровня накопленной компенсации отборов жидкости закачкой воды

Коллекторы седьмого блока горизонта Ю₁ месторождения Северные Бузачи относятся к категории коллекторов с большим разбросом средних по разрезу значений проницаемости, сильно расчлененных, по-слойно неоднородных по проницаемости с повышенным глиносодержанием. Детализация строения залежи [5] позволила определить структуру геологических запасов нефти объекта исследований.

Распределение геологических запасов первого эксплуатационного объекта участка блока 7 по проницаемости, неоднородности проницаемостных свойств коллектора и глинистости представлено на рис. 2. На рис. 2, а видно, что менее 20 % запасов нефти участка сосредоточено в коллекторах с высокой и средней по разрезу проницаемостью. Основная доля запасов расположена в области коллектора с проницаемостью менее 100 мД (33 %). Участок существенно неоднороден по проницаемости по латерали. Подавляющая доля запасов нефти (70 %) расположена в коллекторах со значительной зональной неоднородностью поля проницаемости (см. рис. 2, б). Широкий разброс средних по разрезу значений проницаемости сопровождается высокими значениями послойной неоднородности проницаемостных свойств коллектора. Значительная часть геологических запасов нефти размещается в коллекторах, проницаемости слоев которых отличаются в несколько раз (57 %) (см. рис. 2, в). Только менее 4,3 % всех геологических запасов нефти объекта сосредоточено в относительно однородных коллекторах. Около 39 % запасов расположено в коллекторах с сильной послойной неоднородностью проницаемости, где проницаемости слоев отличаются на порядок и выше. Распределение запасов нефти по показателю глинистости коллектора показывает, что значительная часть (84 %) запасов нефти расположена в глинистых и сильно глинистых коллекторах (см. рис. 2, г). Данное обстоятельство выдвигает на передний план проблему изменения фильтрационно-емкостных свойств коллектора при его заводнении.

Расчеты показывают, что при достижении предельной обводненности в невыработанных интервалах пласта остается до 79 % всех геологических и 78 % всех подвижных запасов нефти участка. Поэтому применение технологий, позволяющих подключить к активному дренированию запасы нефти, сосредоточенные в низкопроницаемых участках пласта, является крайне актуальным для разработки горизонта Ю₁ седьмого блока месторождения Северные Бузачи.

Для повышения эффективности нефтеизвлечения в рамках опытно-промышленных работ (ОПР) на месторождении Северные Бузачи в районе блока 7 в апреле 2009 г. начато нестационарное заводнение.

В качестве критериев для обоснования выбора участка для ОПР по нестационарному заводнению использовались следующие положения:

1. Сформированная система разработки с организованной системой ППД;

2. Выработка запасов существенно отстает от обводненности (более чем на 10 %);

3. Имеются значительные остаточные извлекаемые запасы нефти (более 50 тыс. т на скважину);

4. Имеются достаточно мощные (не менее 5 м) по разрезу и выдержанные по площади пласты, содержащие остаточные запасы нефти;

5. Отмечается значительная неоднородность пропластков внутри пластов по проницаемости, особенно по разрезу (отношение работающей толщины к перфорированной менее 0,5);

6. Реализовано максимально полное вскрытие эффективной нефтенасыщенной толщины в добывающих и нагнетательных скважинах (отношение перфорированной толщины к эффективной более 0,5);

7. Существует локализованный участок залежи, без существенных фактических и планируемых ГТМ, характеризующийся стабильной динамикой показателей в течение 3 мес;

8. Существует техническая возможность организации циклической закачки на данном участке с учетом наземной системы водоводов и насосных агрегатов.

К началу применения НЗ на участке расположение нагнетательных скважин позволяло организовать проведение циклического заводнения. Выработка запасов блока 7 горизонта Ю₁ отставала от обводненности на 63 %. Геологические характеристики коллекторов участка соответствовали критериям эффективного циклического воздействия. На участке имелась техническая возможность организации циклической закачки на данном участке с учетом наземной системы водоводов и насосных агрегатов. Циклическое воздействие осуществлялось периодическим включением и отключением нагнетательных скважин (в начале проведения НЗ) или групп нагнетательных скважин (в настоящее время). Применялись симметричные циклы с различной продолжительностью периода работы (остановки) нагнетательных скважин.

Опыт проведения НЗ на участке показал следующее:

1. На момент начала нестационарного воздействия обводненность составила 75 % при среднем значении за последние 9 мес, предшествующих началу НЗ, – 74,9 %. Разброс значений обводненности за этот период составил от 71,0 до 77,8 %. За первые 9 мес проведения циклического воздействия отмечается снижение обводненности в среднем до 72,7 %, т. е. практически на 2 %. С переходом на стационарную закачку в зимнее время обводненность возросла до 74,7 %, т. е. до уровня обводненности до начала циклического воздействия. Таким образом, система добывающих скважин положительно отреагировала на циклическую закачку воды.

2. Необходимо отметить, что в течение проведения ОПР по нестационарному заводнению на участке продолжалось развитие системы разработки: в результате перевода под закачку воды введены новые очаги заводнения – скв. 719 (август 2009 г.), 720 (декабрь 2009 г.), 4z (июль 2010 г.). Кроме того, на

участке введены в эксплуатацию дополнительные добывающие скважины. Следовательно, основной принцип при определении эффективности от нестационарного воздействия нарушен, так как на эффект от циклики накладывались эффекты от других мероприятий. В дальнейшем технологический эффект оценивался только по "старым" добывающим скважинам (т. е. по скважинам, которые работали на момент начала НЗ).

3. На конец 2010 г. (т. е. за 21 мес) эффект от нестационарного воздействия + ГТМ по "старым" скважинам составил 69,4 тыс. т. К концу рассматриваемого периода эффект от НЗ снижается. Это связано с возросшим числом (более чем в 2 раза) добывающих скважин, незначительным ростом числа нагнетательных скважин и низким уровнем компенсации отборов закачкой (в целом по блоку текущая – 42 %, накопленная – 19 %). При этом наблюдается снижение средних значений дебитов скважин как по нефти, так и по жидкости вследствие падения пластового давления.

4. В связи со снижением пластового давления циклическое воздействие, начатое в мае 2011 г. и продолжавшееся до ноября 2011 г., было менее успешным – с технологическим эффектом в 3,04 тыс. т.

5. Перестроение системы разработки и наращивание мощности системы ППД позволили несколько повысить эффективность НЗ в 2012 г. В 2012 г. НЗ было начато в марте. Использовались симметричные циклы с полупериодом работы/простоя 7 сут. Технологический эффект от применения нестационарного заводнения за 10 мес составил 13 тыс. т дополнительно добытой нефти.

6. В течение нескольких лет технология НЗ фактически не менялась. Проводились эксперименты с продолжительностью циклов, но порядок применения технологии оставался неизменным. Поэтому наблюдается эффект "старения" технологии. Если в первый год применения НЗ на участке удельный эффект от технологии составлял 136 т/(скв.мес), то в 2012 г. эта цифра составила всего 26 т/(скв.мес). В то же время на участке вводились новые нагнетательные и добывающие скважины. Сегодня расположение нагнетательных скважин позволяет применять технологии изменения направления фильтрационных потоков (ИНФП) в сочетании с цикликой. Поэтому необходимо дальнейшее развитие технологии НЗ на участке.

Итак, эффективность применения НЗ на неоднородных по проницаемости коллекторах, насыщенных высоковязкой нефтью, была доказана в промышленных условиях. Однако остается ряд нерешенных проблем.

Основными вопросами при проектировании технологий НЗ являются выбор продолжительности периода работы (остановки) нагнетательных скважин при периодической закачке и определение амплитуды воздействия (приёмистости нагнетательных скважин). Но если второй вопрос определяется в ос-

новном техническими возможностями системы ППД (толщины, распределение воздействующих нагнетательных скважин, пропускная способность водоводов, водораспределительные пункты (ВРП), технически достижимая максимальная приёмистость и др.), то выбор продолжительности полуцикла зависит от коллекторских характеристик залежи.

Касаясь эксплуатационных объектов месторождения Северные Бузачи, вопрос о выборе продолжительности периода простоя/работы нагнетательных скважин в цикле остается на сегодня открытым. Ранее в работе [6] был сделан вывод об отсутствии реакции реагирующих добывающих скважин на изменение полуцикла, это обусловлено тем, что применяемые продолжительности полуциклов (4 и 7 сут) значительно превосходят длительность переходного процесса в пласте. Это вполне справедливо. Вместе с тем отметим следующее. Коллектор залежей нефти первого и второго эксплуатационных объектов месторождения Северные Бузачи представляет собой очень сложное образование в плане фильтрационного поля. Здесь присутствуют поровые объемы с разной проницаемостью, высокопроницаемые слои, имеющие значительное распространение по площади залежей, фильтрационные каналы с очень высокой проницаемостью (трещины, суперколлектор). Все это усложняется огромной разницей в вязкостях пластовых флюидов – нефть, вода, газ. Понятно, что нестационарные процессы, происходящие в подобном резервуаре, имеют широкий спектр характерных частот (времен). Выбирая определенную частоту, воздействуем только на определенную подсистему фильтрационного поля.

Классическая технология циклического воздействия предполагает наличие заводненной высокопроницаемой зоны пласта (это могут быть слои, развитая система трещин и т. д.), которая имеет наибольшую область соприкосновения с невыработанной нефтенасыщенной зоной пласта (гидродинамически связанные с высокопроницаемыми слоями низкопроницаемые пропластки, поровые блоки породы и др.). Зная фильтрационные характеристики высокопроницаемой зоны и полагая, что при высокой обводненности добывающих скважин высокопроницаемая зона заводнена, легко определить период нестационарного воздействия. Однако если число фильтрационных каналов, ответственных за обводнение продукции скважин велико (трещины и слои коллектора одновременно), то определить однозначную продолжительность полуцикла трудно.

Импульс изменения давления быстро проходит по заводненному фильтрационному каналу (трещина, связывающая нагнетательную и добывающую скважины). В этом случае период установления стационарного состояния не превышает нескольких часов, максимум – сутки. Однако область контакта заводненной трещины (имеется в виду макротрещина, обладающая определенной ориентацией, значительной протяженностью и раскрытостью) с низкопро-

ничаемой породой незначительна в масштабах залежи. Тем не менее ввиду высокой разницы подвижностей нефти и воды роль трещины в обводнении скважины может быть существенной. Циклическое воздействие на эту подсистему фильтрационного поля может привести к снижению обводненности добываемой продукции за счет перетока и частичного заполнения трещины нефтью и уменьшения при этом относительной фазовой проницаемости воды. Увеличение в добыче нефти будет незначительным, так как объемы трещины и перетекшей в нее при циклическом воздействии нефти небольшие.

Наиболее успешным циклическое воздействие будет для коллектора, имеющего высокопроницаемый слой (суперколлектор) и граничащий с ним по разрезу низкопроницаемый пропласток. В этом случае площадь контакта между заводненным суперколлектором и нефтенасыщенными низкопроницаемыми пропластками очень большая, что и обеспечивает рост дебита нефти при циклическом воздействии. При этом важно, чтобы попавшая в суперколлектор нефть продолжала двигаться к зоне отборов. Если пластовое давление низкое, то градиент давления в области отборов мал. В результате этого приток нефти падает, а вода продолжает течение. Поэтому очень важно обеспечить приемлемый уровень пластового давления в области отборов.

Доказательством данных выводов могут служить данные расчетов, выполненных на гидродинамической модели работы [7]. Был проделан численный эксперимент, позволивший установить величину эффекта от НЗ в зависимости от накопленной компенсации отборов жидкости закачкой воды. Рассматривались следующие варианты задачи: стационарное и нестационарное заводнения с различными накопленными объемами закачанной воды. Кроме того, изучалось влияние уровня компенсации отборов на извлечение нефти при неньютоновском течении (для различных значений ГДДС).

Результаты расчетов представлены на рис. 3. Здесь показаны зависимости относительного изменения КИН на конец расчетного периода за счет НЗ (т. е. величина, равная $\varepsilon = \frac{\text{КИН}_{\text{нс}} - \text{КИН}_{\text{с}}}{\text{КИН}_{\text{с}}}$, где

$\text{КИН}_{\text{нс}}$ – конечный КИН при НЗ; $\text{КИН}_{\text{с}}$ – конечный КИН при стационарном заводнении) от накопленной компенсации. Зависимости получены для значений ГДДС: 0 и 0,5 атм/м.

Представленные на рис. 3 кривые показывают сильную зависимость эффективности применения НЗ от уровня накопленной компенсации отборов жидкости закачкой воды (т. е., фактически, от величины пластового давления). Видно, что при накопленной компенсации менее 0,7 применение НЗ становится неэффективным по сравнению со стационарным заводнением. При этом для ГДДС = 0 атм/м это снижение составляет всего 0,05 отн. ед., а для ГДДС = 0,5 атм/м потери возрастают почти в 3 раза.

Таким образом, для случая нефти с ярко выраженными СМС применение НЗ в условиях низкого пластового давления приводит к значимым потерям в эффективности нефтеизвлечения. Отметим, что данное явление хорошо наблюдалось на фактических данных при анализе эффективности НЗ в различных условиях.

Ранее в работе [8] было показано, что для повышения эффективности НЗ надо переходить на несимметричные циклы – период простоя больше периода работы нагнетательной скважины. Однако при этом необходимо проверить возможность кратного увеличения приёмистости нагнетательных скважин, так как для эффективности НЗ важным является неизменность накопленных за цикл объемов закачиваемой воды. То есть если нагнетательная скважина выходит на режим стационарной закачки с приёмистостью q_{st} , при максимально возможной приёмистости q_{max} , то в нестационарном режиме за время работы T_w должно быть закачено в пласт воды столько же, сколько закачивает скважина в стационарном режиме за время $T_w + T_s$, где T_s – время простоя в цикле. Приёмистость при этом определяется

из условия $q_{nst} = q_{st} \left(1 + \frac{T_s}{T_w} \right)$. Если $q_{nst} > q_{max}$, то

приёмистость устанавливается равной максимальному значению и вводятся под нестационарную закачку дополнительные нагнетательные скважины. Как было показано выше, снижение пластового давления при НЗ может привести к отрицательной эффективности технологии.

Выводы

В современных условиях разработки месторождения Северные Бузачи показана эффективность применения НЗ на первом эксплуатационном объекте. Вместе с тем выявлены проблемы в применении циклической закачки воды. Это, прежде всего, процесс "старения технологии", т. е. по мере выработки запасов нефти, которые вовлекаются в дренирование в результате применения технологии, эффективность технологии падает. Поэтому необходимо провести модификацию применяемых технологий НЗ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аржиловский А.В. Исследование выработки запасов нефти из залежи с учетом предельного градиента сдвига // *Нефтепромысловое дело*. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2012. – № 4. – С. 5–11.
2. Велиев М.М., Владимиров И.В. Влияние структурно-механических свойств нефти на выработку запасов из трещиновато-поровых коллекторов двойной пористости // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. – Уфа: ИПТЭР, 2013. – Вып. 1 (91). – С. 5–13.
3. Владимиров И.В. *Нестационарные технологии нефтедобычи (этапы развития, современное состояние и перспективы)*. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2004. – 216 с.

4. Обоснование программы геологических исследований флюидов: информационный отчет НИР по договору Научно-техническое сопровождение разработки месторождения Северные Бузачи (договор № SC13/242/00/S) / ЗАО "КОНКОРД". – М., 2013. – 71 с.

5. Абиляиров Д.Т., Владимиров И.В. Алгоритм анализа структуры геологических запасов нефти на основе детализации строения залежи // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2011. – № 9. – С. 54–58.

6. Научно-техническое сопровождение разработки месторождения Северные Бузачи (договор № SC12/113/00/S):

сводный отчет за 2012 г. / ЗАО "КОНКОРД". – М., 2013. – 209 с.

7. Владимиров И.В., Пичугин О.Н., Абиляиров Д.Т. Влияние структурно-механических свойств нефти на эффективность изотермического и неизотермического нестационарного заводнения // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2013. – № 11. – С. 6–13.

8. Владимиров И.В., Андреев Д.В., Егоров А.Ф. Исследование эффективности нестационарного воздействия на коллекторы двойной пористости // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2011. – № 7. – С. 11–14.

УДК 532.546:622.276

АПГРИДДИНГ, АПСКЕЙЛИНГ И НЕФТЕОТДАЧА В ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ

С.П. Родионов^{1,2}, О.Н. Пичугин¹, Л.Н. Соколюк^{1,2}, Я.В. Ширшов^{1,3}
(ООО "ЮНИ-КОНКОРД"¹, Тюменский филиал ИТПМ им. С.А. Христиановича СО РАН²,
Тюменский государственный университет³)

Введение. Важным этапом выполнения процедуры апскейлинга является апгриддинг, при котором выбирается определенный вариант объединения ячеек геологической модели. На практике эта задача решается различными способами. В частности, на основе анализа геолого-статистического разреза или сравнения результатов прямого моделирования на геологической и гидродинамической моделях. Однако такие способы не всегда обеспечивают необходимый уровень детальности построений и часто влекут за собой неоправданно большие временные затраты. Также одной из важных задач моделирования разработки нефтяных месторождений с использованием гидродинамических моделей является определение влияния степени апскейлинга на коэффициент извлечения нефти (КИН) и модифицированные относительные фазовые проницаемости (ОФП).

В настоящей статье на основе уравнений двухфазной фильтрации предложена методика оперативной оценки погрешности расчетов, возникающей в связи с огрублением геологической модели в процессе апскейлинга. Задача решается путем минимизации погрешности за счет выбора варианта объединения ячеек геологической модели при заданной степени огрубления сетки. Многократное решение этой задачи для различных уровней огрубления исходной модели позволяет восстановить характер зависимости величины погрешности расчета от степени огрубления геологической модели. Опираясь на полученную зависимость, эксперт может осознанно выбрать ту степень апскейлинга, которая, по его мнению, допустима в данных конкретных условиях. Далее вычисление эквивалентных параметров ячеек гидродинамической модели можно легко осуществить с помощью стандартных

методов и программных средств выполнения апскейлинга. Возможности предлагаемого метода демонстрируются на синтетических примерах и на примерах геолого-гидродинамических моделей месторождений Западной Сибири.

Предложена схема расчета модифицированных ОФП, с помощью которых проводится оценка подвижных и неподвижных запасов нефти. Выявлена связь между модифицированными ОФП и погрешностью апскейлинга.

1. Расчет погрешности апскейлинга. Пусть гидродинамическая модель пласта имеет число ячеек по осям x , y и z декартовой системы координат соответственно $i = 1, \dots, NX$, $j = 1, \dots, NY$ и $k = 1, \dots, NZ$. Число слоев в модели, очевидно, равно NZ . Вытеснение нефти происходит в рамках модели "разноцветных жидкостей", в соответствии с которой вязкости фаз равны, а в каждой мелкой ячейке имеется одинаковый линейный вид ОФП:

$$k_{rw}(S_w) = \bar{S}_w, \quad k_{ro}(S_w) = \bar{S}_o, \quad \bar{S}_w = 1 - \bar{S}_o,$$
$$\bar{S}_o = \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{wc} - S_{or}}, \quad S_o = 1 - S_w, \quad (1)$$

где $k_{rw}(S_w)$ и $k_{ro}(S_w)$ – ОФП для воды и нефти, соответственно; S_w и S_o – водо- и нефтенасыщенность, соответственно; S_{wc} и S_{or} – критические насыщенные, принимающие свое значение для каждой ячейки. На границах ячейки, через которые осуществляется втекание и вытекание жидкости, задано давление. Выражение для погрешности при укрупнении слоев из-за неоднородности фильтрационно-емкостных параметров ячеек имеет вид [1]