

## ВЛИЯНИЕ СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИЗОТЕРМИЧЕСКОГО И НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОГО НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

И.В. Владимиров, О.Н. Пичугин, Д.Т. Абилхаиров  
(ЗАО "КОНКОРД", г. Москва)

Приведенные в ряде работ [1–3] результаты анализа нестационарного заводнения в условиях различных месторождений продемонстрировали технологическую эффективность применения циклической закачки воды в коллектор.

Однако многие вопросы остаются открытыми. В частности, это проблемы влияния высокопроницаемых фильтрационных каналов на эффективность нестационарных технологий, эффективность неизотермического нестационарного заводнения (горячей водой), вопросы, связанные с влиянием структурно-механических свойств (СМС) нефти на результаты циклического воздействия со стороны нагнетательных скважин и др. Ниже попытаемся ответить на данные вопросы.

Рассмотрим задачу о вытеснении нефти, обладающей СМС, из коллектора, содержащего высокопроницаемые фильтрационные каналы. Здесь необходимо более детально остановиться на типе рассматриваемого коллектора. Исследования, проводимые на ряде месторождений [4], показали, что коллектор эксплуатационных объектов содержит высокопроницаемые каналы – трещины. Объем пустотности трещин невелик, но их транспортные возможности существенны. Поэтому при выборе типа коллектора для модельной залежи остановимся на коллекторе с двойной проницаемостью. При этом пластовые флюиды движутся независимо по двум, как бы вложенным друг в друга, системам пустотности с разными скоростями. Между системами происходит процесс обмена флюидами, зависящий как от свойств поровых блоков, так и от разницы давлений в поровых блоках и трещинах. Предположим, что трещины не содержат связанной нефти или воды, т. е. вся нефть в трещинах является подвижной. В отличие от трещин поровые блоки имеют мелкопористое (капиллярное) строение и на границе трещина – поровый блок капиллярное давление способствует проникновению воды в поры матрицы и вытеснению отсюда нефти.

Если размеры поровых блоков таковы, что за счет капиллярной пропитки из них вытесняется вся подвижная нефть, то показатель выработки таких коллекторов, несмотря на высокую проницаемость, неоднородность, может достигать больших значений и приближаться к коэффициенту вытеснения для поровой матрицы. Действительно, из системы трещин нефть вырабатывается практически поршневым вытеснением. Заводненное трещинное

пространство становится резервуаром для воды, что инициирует капиллярную пропитку и вытеснение нефти в трещины.

Однако на практике наблюдаются более низкие значения КИН при разработке сильно неоднородных по проницаемости коллекторов. Общепринятым фактом считается первоочередная выработка трещинной системы, в то время как заводнение поровых блоков и вытеснение нефти из них происходят в меньшей степени.

Причин низкой выработки поровых блоков коллектора может быть несколько. Отметим следующие:

1. Размеры поровых блоков превышают возможности вытеснения нефти за счет капиллярной пропитки и сил гравитации.
2. Между системой поровых блоков и трещинами затруднен обмен жидкостью [5].
3. Коллектор поровых блоков не является гидрофильным.
4. На процессы нефтеизвлечения влияют структурно-механические свойства нефти.

Остановимся на последнем положении более подробно. Хорошо известно, что особенностью, принципиально отличающей фильтрацию с предельным градиентом, заключается в отсутствии движения жидкости при неоднородном распределении давления в пласте, если только градиент давления не превосходит по модулю некоторое предельное значение [6]. При фильтрации вязкопластичных жидкостей в пористой среде предельный градиент давления, при котором скорость движения жидкости отлична от нуля, определяется как свойствами жидкости, так и проницаемостью коллектора.

Наличие у нефти СМС приводит к снижению уровня добычи нефти на залежи, уменьшению коэффициента конечной нефтеотдачи, более быстрому обводнению скважин и увеличению себестоимости добычи нефти.

Такое отрицательное влияние СМС пластовой нефти на разработку нефтяных месторождений объясняется аномалиями вязкости, которые выражаются в том, что при низких скоростях фильтрации вязкость нефти резко возрастает в десятки и даже сотни раз [7, 8]. Эти аномалии вязкости пластовой нефти обусловлены существованием пространственной структуры в нефти, образованной высокомолекулярными соединениями: парафинами, смолами и асфальтенами.

При работе системы нагнетательных и добывающих скважин в пласте возникают градиенты давления

с максимальными величинами в области отборов и закачки и минимальными – на удаленных от скважин участках. На участках с минимальными градиентами давления происходит образование областей практически неподвижной нефти – застойных зон. При заводнении пластов эти зоны окружаются водой и образуют целики остаточной нефти. Данные запасы нефти отсекаются от разработки, что приводит к уменьшению извлекаемых запасов нефти и снижению КИН.

Таким образом, для извлечения нефти из низкопроницаемого коллектора необходимо создавать больший градиент давления, чем для высокопроницаемого коллектора при прочих равных условиях. Это принципиальное положение лежит в основе хорошо известных проблем разработки неоднородных по фильтрационно-емкостным характеристикам коллекторов [9] и определяет геолого-технические причины формирования невырабатываемых зон коллектора.

#### Моделирование течения с предельным градиентом сдвига в коллекторах двойной пористости

В "Tempest-More" (v. 6.7.1) неньютоновское течение нефти моделируется множителем, изменяющим динамическую вязкость нефти (или скорость ее движения) в заданных границах изменения градиента пластового давления. При этом данный множитель изменяется согласно приведенной на рис. 1 зависимости. Ниже значения градиента давления  $DP_{\text{пред}}$  множитель  $F$  имеет постоянное значение  $F_0$  (может быть равным 0 – случай бесконечной вязкости нефти). Выше  $DP_{\text{пред}}$  и до значения  $DP_{\text{ньют.}}$  множитель  $F$  изменяется от  $F_0$  до 1. Выше  $DP_{\text{ньют.}}$  течение нефти имеет ньютоновский характер [10].

Рассмотрим модель коллектора, содержащего высокопроницаемые фильтрационные каналы (трещины), насыщенного нефтью, обладающей структурно-механическими свойствами.

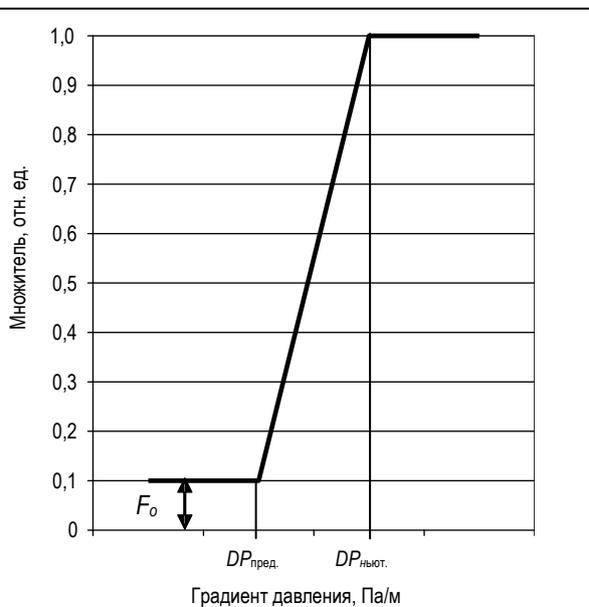


Рис. 1. Зависимость коэффициента  $F$ , определяющего неньютоновский характер течения нефти, в разных диапазонах значений градиента давления

Пусть участок залежи имеет размеры  $250 \times 250 \times 10$  м. Коллектор залежи состоит из двух систем: поровые блоки, однородные, с пористостью  $m = 0,3$  доли ед. и проницаемостью  $K_{\text{п}} = 0,1$  мкм<sup>2</sup> и трещины – однородные по своим свойствам во всем объеме залежи, с пустотностью 0,05 доли ед. и проницаемостью  $K_{\text{т}} = 10$  мкм<sup>2</sup>. Начальная нефтенасыщенность порового коллектора  $S_0 = 0,9$  доли ед., трещин – 1,0 доли ед. Начальные пластовые давление и температура –  $P_0 = 4$  МПа,  $T_0 = 30$  °С.

Плотность и вязкость воды в пластовых условиях составили 1,04 г/см<sup>3</sup> и 0,95 сП, соответственно.

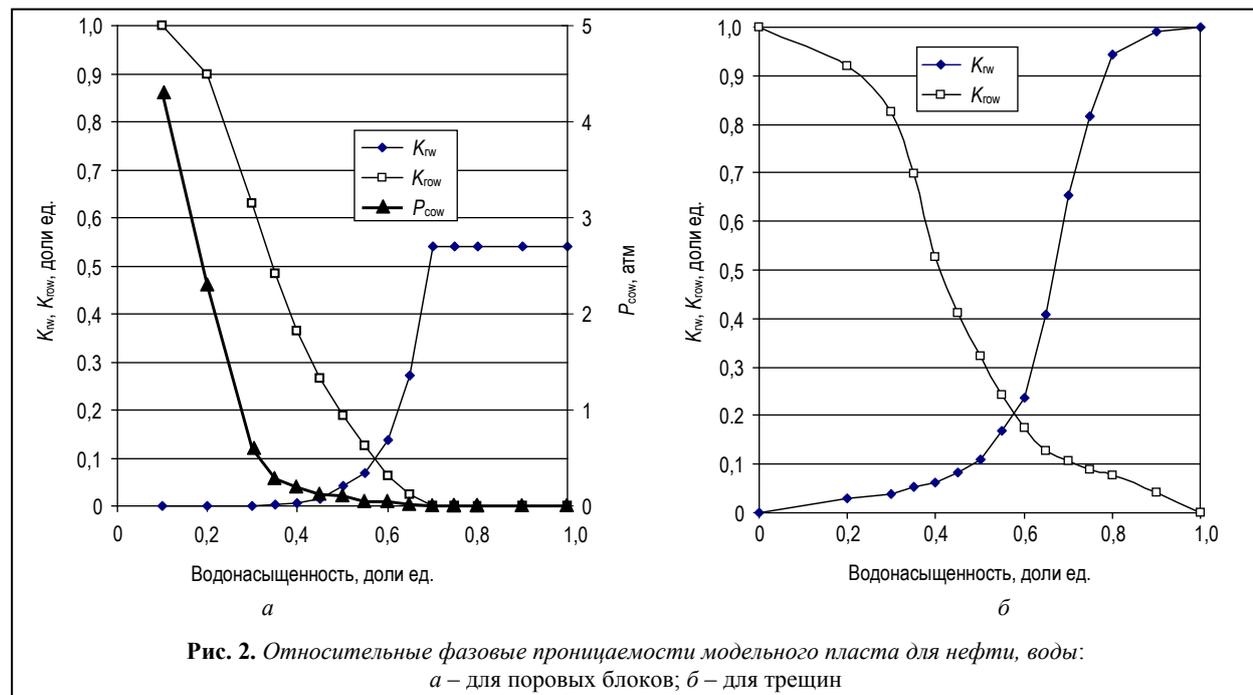
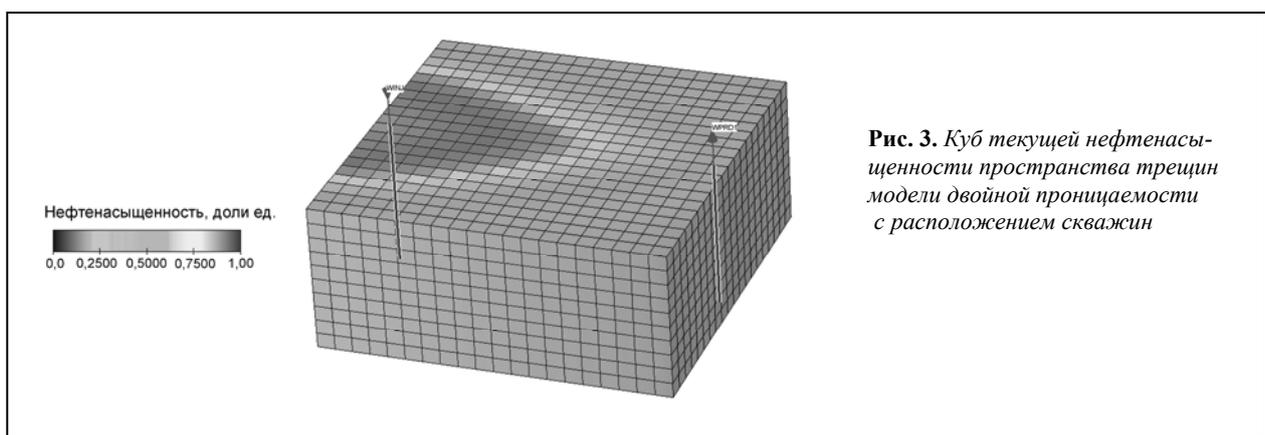


Рис. 2. Относительные фазовые проницаемости модельного пласта для нефти, воды: а – для поровых блоков; б – для трещин



**Рис. 3.** Куб текущей нефтенасыщенности пространства трещин модели двойной проницаемости с расположением скважин

Плотность нефти в поверхностных условиях  $0,925 \text{ г/см}^3$ . В пластовых условиях вязкость нефти –  $170 \text{ сП}$ , газосодержание –  $16 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Давление насыщения нефти газом –  $2,2 \text{ МПа}$ .

Начальный объем геологических запасов нефти составляет  $196,1 \text{ тыс. м}^3$ .

Относительные фазовые проницаемости для поровой матрицы и системы трещин представлены на рис. 2.

На участке залежи работают 2 скважины: добывающая и нагнетательная (рис. 3). Во всех вариантах задач период расчетов устанавливается в 10 лет.

Для выяснения роли неньютоновского характера течения нефти в коллекторе нефтяной залежи рассмотрим несколько вариантов задачи вытеснения нефти закачиваемой водой из коллектора двойной проницаемости.

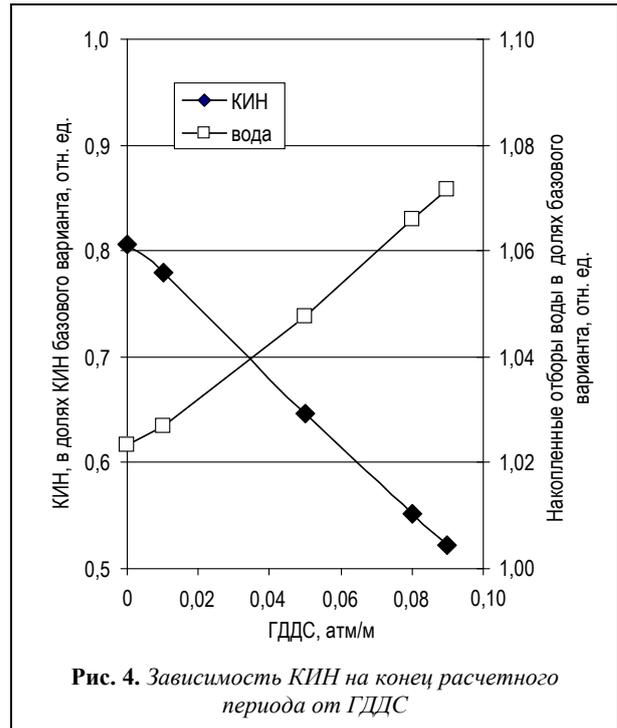
**Влияние структурно-механических свойств нефти на выработку запасов из коллектора двойной проницаемости**

Зафиксируем верхнюю границу области неньютоновского течения нефти в пластовых условиях  $DP_{\text{ньют.}} = 0,1 \text{ атм/м}$ . Величина градиента динамического давления сдвига (ГДДС) меняет свое значение от 0 до  $0,09$ . Расчет ведется до конца расчетного периода.

Рассмотрим различные варианты задачи. Базовый вариант предусматривает ньютоновское течение нефти. Нулевой–четвертый варианты задачи отличаются только величиной ГДДС, при этом для нулевого варианта ГДДС равен  $0,0 \text{ атм/м}$ , для первого варианта –  $0,01 \text{ атм/м}$ , для второго –  $0,05 \text{ атм/м}$ , для третьего –  $0,08 \text{ атм/м}$ , для четвертого –  $0,09 \text{ атм/м}$ .

Сравнивая динамики полей нефтенасыщенности поровой и трещинной систем коллектора для базового и четвертого вариантов, можно заметить, что течение нефти в неньютоновском режиме существенно снижает область подвижности нефти [11–13], что приводит к образованию застойных недренлируемых зон коллектора. Особенно хорошо это видно при больших значениях ГДДС (четвертый вариант).

Снижение эффективности нефтеизвлечения с ростом ГДДС продемонстрировано на рис. 4. Здесь представлена зависимость КИН на конец расчетного

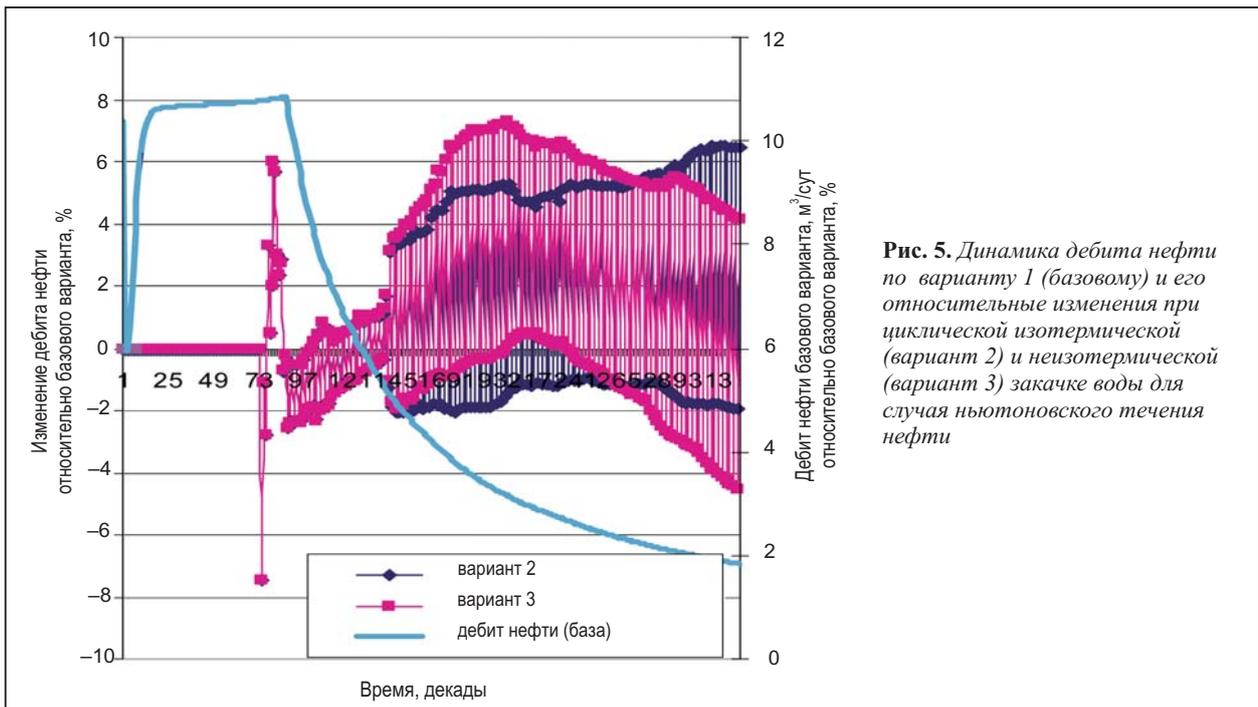


**Рис. 4.** Зависимость КИН на конец расчетного периода от ГДДС

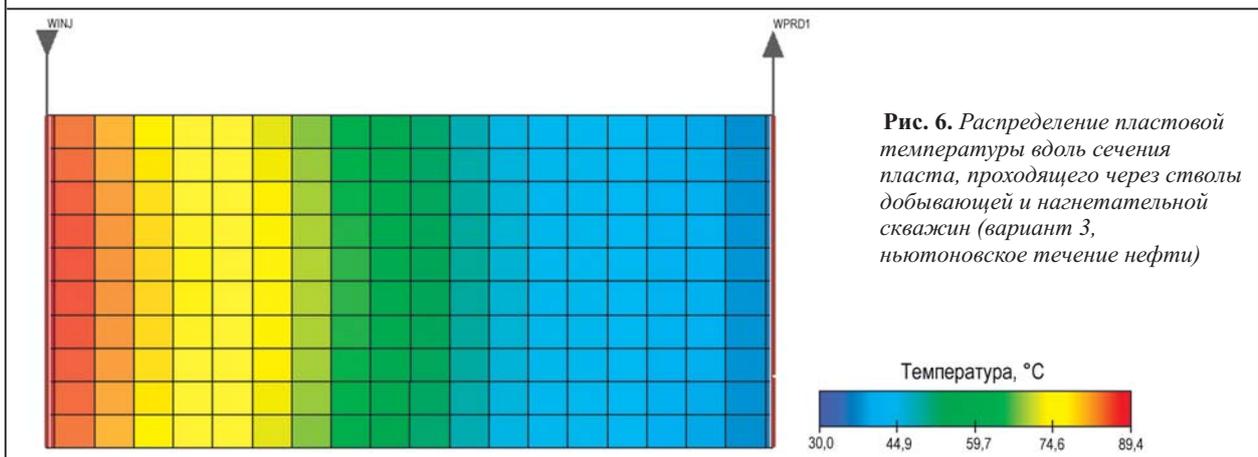
периода от величины ГДДС. Увеличение ГДДС приводит к возрастанию темпов обводнения добываемой продукции при снижении темпов отборов запасов нефти.

Таким образом, изучение неньютоновского течения нефти в коллекторе двойной проницаемости показало:

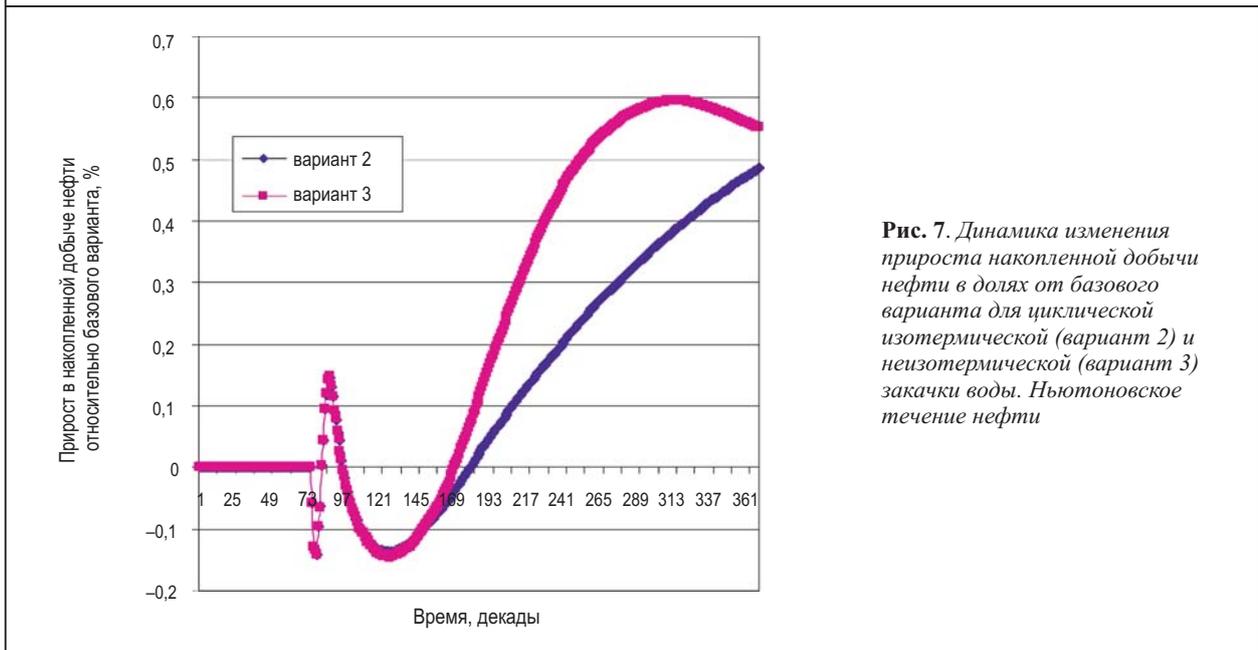
1. Наличие СМС нефти приводит к снижению объемов подвижной нефти и тем самым влияет на текущие и конечные показатели разработки залежи.
2. Изменение (снижение) КИН на конец расчетного периода в зависимости от величины ГДДС в рассмотренном диапазоне значений имеет зависимость, близкую к линейной.
3. Для повышения эффективности нефтеизвлечения в условиях проявления СМС нефти необходимо увеличивать градиент давления между системами трещин и поровых блоков, а также в целом по пласту. Такую ситуацию можно создать при нестационарном воздействии на нефтяной коллектор.



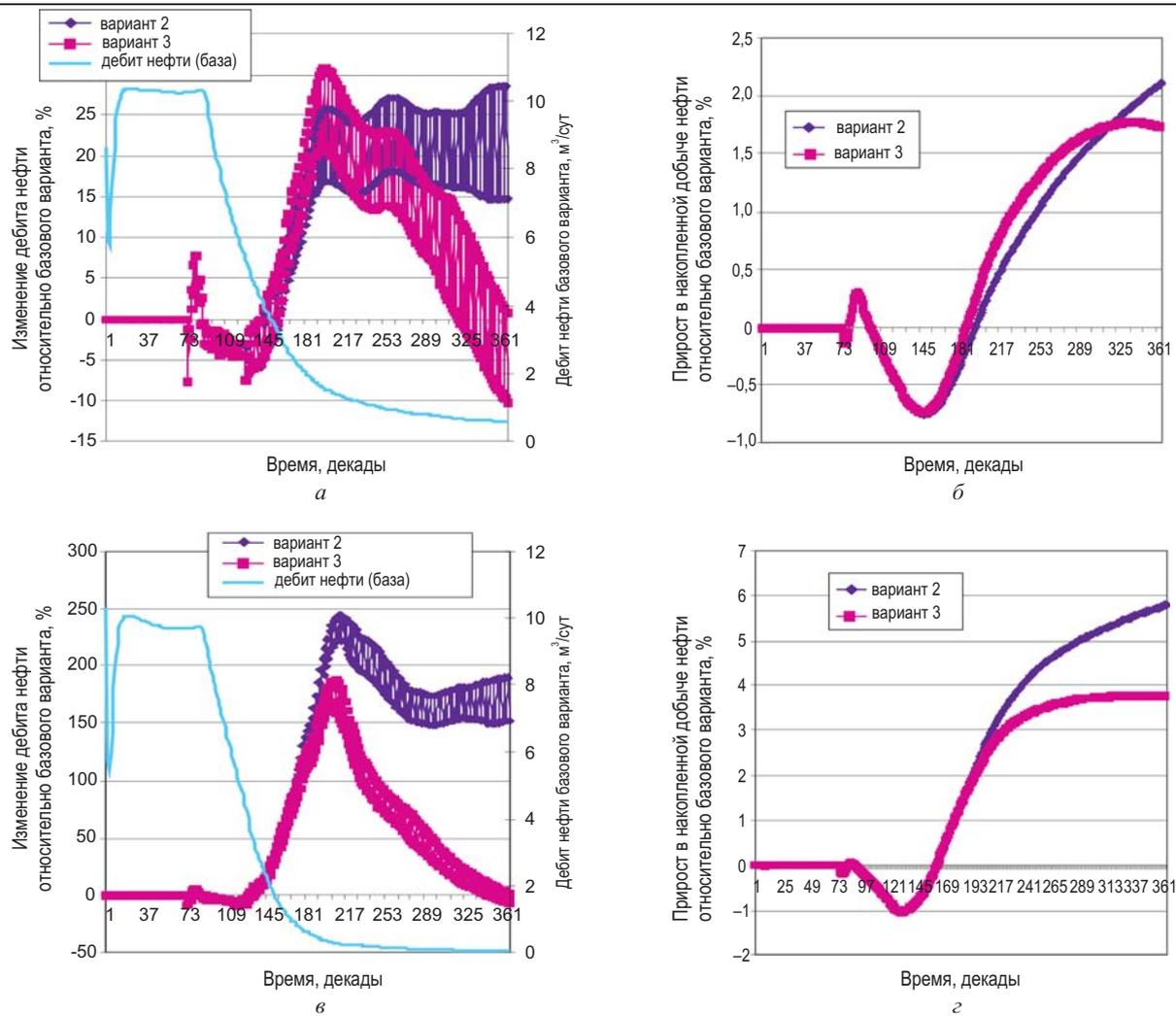
**Рис. 5.** Динамика дебита нефти по варианту 1 (базовому) и его относительные изменения при циклической изотермической (вариант 2) и неизотермической (вариант 3) закачке воды для случая ньютоновского течения нефти



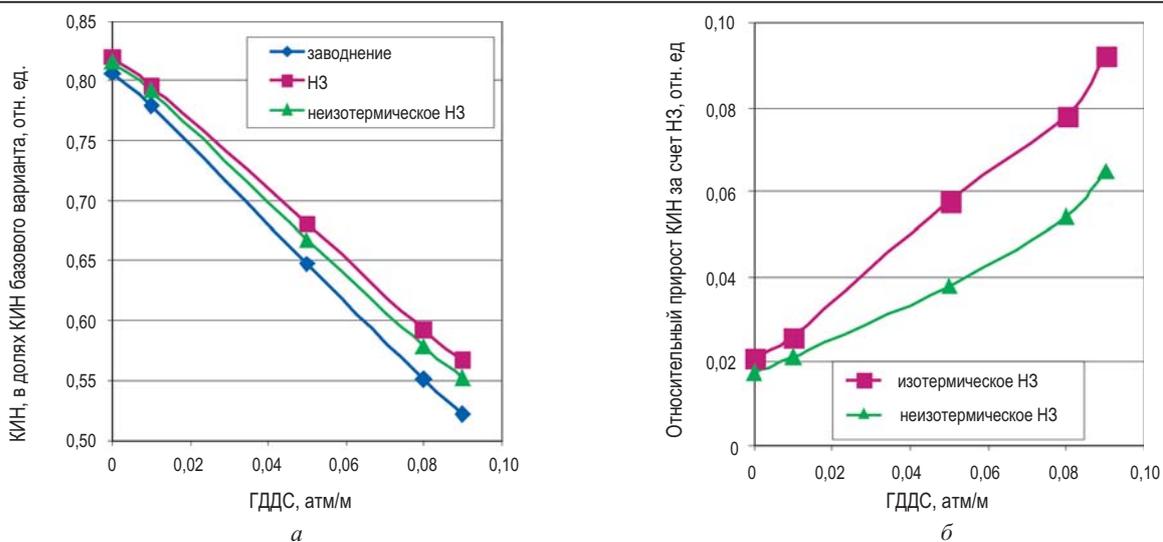
**Рис. 6.** Распределение пластовой температуры вдоль сечения пласта, проходящего через стволы добывающей и нагнетательной скважин (вариант 3, ньютоновское течение нефти)



**Рис. 7.** Динамика изменения прироста накопленной добычи нефти в долях от базового варианта для циклической изотермической (вариант 2) и неизотермической (вариант 3) закачки воды. Ньютоновское течение нефти



**Рис. 8.** Динамики дебита нефти по базовому варианту и его относительные изменения (а, в); динамики изменения прироста накопленной добычи нефти в долях от базового варианта (б, г) при циклической изотермической (вариант 2) и неизотермической (вариант 3) закачке воды для значений ГДДС: а, б – 0,0; в, г – 0,05 атм/м



**Рис. 9.** Зависимости КИН на конец расчетного периода для стационарного и нестационарного вариантов разработки (а) и относительного прироста КИН за счет нестационарного заводнения (б) от ГДДС

**Влияние изотермического и неизотермического нестационарного заводнения на выработку запасов нефти в условиях проявления структурно-механических свойств нефти в коллекторах двойной проницаемости**

Хорошо известно, что коллекторы с двойной проницаемостью характеризуются крайне высокой неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств. Наличие двух вложенных друг в друга фильтрационных систем подразумевает применение особых методов разработки таких месторождений нефти. Для повышения эффективности процесса заводнения сильно неоднородных по проницаемости коллекторов применяют упругокапиллярный циклический метод разработки (нестационарное заводнение (НЗ)).

Ниже рассмотрим влияние НЗ на выработку запасов нефти в условиях проявления СМС нефти в коллекторах двойной пористости. Для этого используем рассмотренную выше модель.

Для моделирования нестационарного воздействия на коллектор двойной пористости переведем нагнетательную скважину в периодический режим эксплуатации. Для всех рассмотренных вариантов задачи (при разных значениях ГДДС) по истечении 2 лет работы нагнетательной скважины в стационарном режиме, данная скважина начинает работать в периодическом режиме с временем работы (простоя), равным 10 сут. При этом в период работы в нестационарном режиме приёмистость скважины увеличивается в 2 раза. Это необходимо для того, чтобы накопленные объёмы закачанной воды для стационарного и нестационарного вариантов разработки совпадали. Все остальные положения модели полностью совпадали с параметрами рассмотренной ранее модели.

Кроме изотермического нестационарного заводнения был рассмотрен вариант с циклической закачкой горячей воды ( $T = 90\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). При решении данной задачи предполагалось, что вязкость нефти при росте температуры от начальной до  $90\text{ }^{\circ}\text{C}$  снижается на порядок.

Была рассмотрена серия фильтрационных задач при разных значениях ГДДС. Для каждого значения ГДДС рассчитывались технологические показатели разработки по трем вариантам. Вариант 1 (базовый) предусматривает изотермическое заводнение в стационарном режиме. Вариант 2 предусматривает стационарное изотермическое заводнение в течение 2 лет, затем осуществляется переход на циклическую закачку воды. Вариант 3 совпадает с вариантом 2, за исключением циклической закачки горячей воды ( $T = 90\text{ }^{\circ}\text{C}$ ).

На рис. 5 представлены результаты расчетов динамики дебита нефти по варианту 1 (базовому) и его изменения в результате изотермической и неизотермической циклической закачки воды для случая ньютоновского течения нефти.

Хорошо видно, что применение циклической закачки воды в начальный момент сопровождается

кратковременным снижением дебита нефти, что связано с падением пластового давления при переводе нагнетательной скважины в циклический режим работы. В дальнейшем происходит рост дебита нефти в максимуме на 6...7%. При этом наблюдаются циклическое возрастание и снижение дебита нефти, причем тенденция повышения дебита преобладает над тенденцией снижения.

Сравнивая изотермическую и неизотермическую циклическую закачку воды, можно отметить следующее. Эффективность неизотермической циклической закачки в начальный период применения НЗ выше, чем у изотермической. Но по мере продвижения температурного фронта в область отборов (рис. 6) эффективность неизотермической циклической закачки начинает снижаться, что связано с повышением подвижности закачиваемой воды в области отборов. Так как вода занимает все высокопроницаемые фильтрационные каналы в зоне отбора, то повышение подвижности воды приведет к увеличению обводненности и снижению дебита нефти при заданном дебите жидкости. Отметим, что эффективность изотермической циклической закачки воды сохраняется до конца расчетного периода.

На рис. 7 представлена динамика изменения прироста накопленной добычи нефти (т. е. величины, равной  $\zeta = 100\% \frac{Q_i^t - Q_b^t}{Q_b^t}$ , где  $Q_i^t$  – текущие на-

копленные отборы по  $i$ -му варианту;  $Q_b^t$  – текущие накопленные отборы по базовому варианту) для циклической изотермической (вариант 2) и неизотермической (вариант 3) закачке воды при ньютоновском течении нефти. Видно, что к концу расчетного периода эффективность неизотермической циклической закачки достигает своего максимума. Эффект от изотермической циклической закачки продолжает нарастать.

Таким образом, можно сделать вывод, что применение циклической закачки горячей воды имеет смысл на начальном этапе, когда фронт воды с повышенной температурой не достигнет зоны отбора. Далее наблюдается снижение эффекта.

Рассмотрим, как влияют СМС нефти на эффективность циклической закачки воды.

На рис. 8 представлены динамики дебита нефти по базовому варианту и его относительные изменения, а также динамики изменения прироста накопленной добычи нефти в долях от базового варианта при циклической изотермической (вариант 2) и неизотермической (вариант 3) закачке воды для разных значений ГДДС.

Видно, что при нулевом значении ГДДС (напомним, что верхняя граница области неньютоновского течения нефти в пластовых условиях  $DP_{\text{ньют.}}$  отлична от нуля) сохраняются особенности изменения прироста в добыче нефти, наблюдаемые при ньютоновском движении нефти (сравните рис. 7 и 8, б). Однако эффективность изотермической закачки во-

ды в конце рассматриваемого периода при этом выше, чем для неизотермической. При больших значениях ГДДС картина меняется значительно. В этом случае циклическая закачка горячей воды всегда имеет меньшую эффективность, чем изотермическое нестационарное заводнение.

Полученные в результате расчетов зависимости КИН на конец расчетного периода от ГДДС при изотермическом и неизотермическом НЗ представлены на рис. 9. На рис. 9, а показаны зависимости КИН от ГДДС для стационарного и нестационарного вариантов работы скважин. Видно, что любое нестационарное воздействие характеризуется большей эффективностью во всем рассмотренном интервале значений ГДДС. При этом отмечается характерная особенность – чем выше значение ГДДС, тем выше абсолютный и относительный прирост КИН за счет НЗ (см. рис. 9, б).

Данный результат подтверждает основной принцип эффективности нестационарного воздействия, сформулированный в работе [3], для условий коллектора двойной проницаемости при проявлении структурно-механических свойств нефти. Действительно, чем выше ГДДС, тем больше запасов нефти переходит в категорию недренируемых для данной системы разработки. Однако создание знакопеременных перепадов давления в результате НЗ приводит к локальным увеличениям градиента давления, что позволяет увеличить дренируемый объем нефти. И хотя при высоких значениях ГДДС КИН залежи на конец расчетного периода невысокий, нестационарное воздействие позволяет существенно увеличить КИН. Если ввести относительное изменение КИН как величину, равную

$$\varepsilon = \frac{\text{КИН}_{\text{нз}} - \text{КИН}_{\text{с}}}{\text{КИН}_{\text{с}}},$$

где  $\text{КИН}_{\text{нз}}$  – конечный КИН при НЗ;  $\text{КИН}_{\text{с}}$  – конечный КИН при стационарном заводнении, то можно увидеть, что для максимальных значений ГДДС из рассмотренного интервала относительное увеличение КИН может достигать 9 %, т. е.  $\text{КИН}_{\text{нз}} = 1,09\text{КИН}_{\text{с}}$  (см. рис. 9, б).

Сравнивая же изотермическое и неизотермическое НЗ, можно отметить следующее. Во всем рассмотренном диапазоне значений ГДДС циклическая закачка горячей воды имеет меньшую конечную эффективность. При низких значениях ГДДС неизотермическое заводнение имеет большую эффективность только в начальный период применения технологии, затем ее эффект снижается в сравнении с изотермическим НЗ. Для нефти с ярко выраженными СМС циклическая закачка горячей воды неэффективна.

Отметим, что условия задачи не включали в себя эффекты, связанные с повышением коэффициента вытеснения при закачке горячей воды, с изменением кривых ОФП и с изменением структурно-механических свойств нефти при повышении пластовой темпера-

туры. Данные явления, к сожалению, находятся вне возможностей современных гидродинамических симуляторов.

Таким образом, нестационарное воздействие в условиях проявления СМС нефти является хорошей альтернативой применения физико-химических МУН. При этом стоимость самой технологии НЗ ничтожна, по сравнению, например, с полимерными технологиями.

## Выводы

Полученные в работе результаты позволяют сформулировать следующее:

1. Наличие СМС нефти приводит к снижению объемов подвижной нефти и тем самым влияет на текущие и конечные показатели разработки залежи. При этом снижение КИН в зависимости от ГДДС в рассмотренном диапазоне значений имеет зависимость, близкую к линейной.

2. Для повышения эффективности нефтеизвлечения в условиях проявления СМС нефти необходимо увеличивать градиент давления между системами трещин и поровых блоков, а также в целом по пласту. Такую ситуацию можно создать при нестационарном воздействии на нефтяной коллектор.

3. Показано, что применение НЗ позволяет значительно увеличить эффективность вытеснения нефти из коллектора с двойной проницаемостью за счет увеличения градиента давления между системами трещин и поровых блоков при циклической закачке воды. При этом чем выше значение ГДДС, тем выше абсолютный и относительный приросты КИН.

4. Установлено, что в случае ньютоновского режима течения нефти применение циклической закачки горячей воды имеет смысл только на начальном этапе, пока фронт воды с повышенной температурой не достигнет зоны отбора. Затем эффективность неизотермического НЗ снижается.

5. Для нефти с ярко выраженными СМС (большие значения ГДДС) циклическая закачка горячей воды неэффективна в сравнении с изотермическим НЗ.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 496 с.
2. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: учеб. пособ. – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2002. – 596 с.
3. Владимиров И.В. Нестационарные технологии нефтедобычи (этапы развития, современное состояние и перспективы). – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2004. – 216 с.
4. Выполнение трассерных исследований на 33 нагнетательных скважинах месторождения Северные Бузачи. Договор № SC12/467 от 17.07.2012 г.: сводный отчет. АО "НИПИНЕФТЕГАЗ". – Актау, 2012. – 630 с.
5. Владимиров И.В., Андреев Д.В., Егоров А.Ф. Влияние взаимодействия между системами матричных блоков и трещин на выработку запасов нефти карбонатных тре-

циновато-поровых коллекторов // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2011. – № 5. – С. 9–12.

6. Мирзаджанзаде А.Х. О теоретической схеме явления ухода раствора // ДАН АзССР. – 1953. – Т. 9. – № 4. – С. 203–205.

7. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М.: Недра, 1984. – 208 с.

8. Гидродинамические особенности разработки слоистых пластов с проявлением начального градиента давления / Р.Ш. Мингареев, А.В. Валиханов, Г.Г. Вахитов, А.Х. Мирзаджанзаде, Ю.В. Зайцев, В.М. Ентов, В.И. Грайфер, Р.Н. Дияшев. – Казань: Татарское книжное изд-во. – 1972. – 162 с.

9. Владимиров И.В. Проблемы выработки запасов нефти из неоднородных по проницаемости коллекторов при их заводнении // Сб. науч. тр. / ВНИИнефть Вып. 144: Проблемы разработки месторождений с трудноизвлекаемы-

ми запасами нефти / ОАО "ВНИИнефть": под ред. Д.Ю. Крянева, С.А. Жданова. – М.: ОАО "ВНИИнефть", 2011. – 158 с.

10. MORE 6.7 Technical Reference. ROXAR, 2011. – 152 p.

11. Аржиловский А.В. Исследование выработки запасов нефти из залежи с учетом предельного градиента сдвига // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2012. – № 4. – С. 5–11.

12. 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: науч.-техн. журн. – Уфа: ИПТЭР, 2013. – Вып. 1 (91). – С. 5–13.

13. Лысенко В.Д., Буторин О.И. Временное методическое руководство по проектированию разработки месторождений аномальных нефтей / ТамНИПИнефть. – Бузульма, 1976. – 53 с.

УДК 622.276.21

## ВЛИЯНИЕ ВОДОНАПОРНОГО РЕЖИМА НА ВЫРАБОТКУ ЗАПАСОВ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

О.Н. Пичугин, П.Н. Соляной  
(ЗАО "КОНКОРД", г. Москва)

Выбор стратегии разработки месторождений необходимо осуществлять на основе представлений о пласте как о сложной динамической системе, содержащей в себе природные элементы, которые изначально генетически определяют оптимальную технологическую схему разработки. При этом максимального эффекта можно достичь лишь при условии ориентации системы внешних воздействий на использование природного потенциала пластовой системы. В условиях разработки месторождений с высоковязкой нефтью (ВВН) этот "принцип айкидо" приобретает еще большее значение. Действительно, проблемы добычи легкой нефти в основном определяются геологическими факторами: литолого-фациальной неоднородностью, структурно-гравитационной изменчивостью, трещиноватостью, прерывистостью, наличием газодонефтяных зон и т. д. В случае тяжелой нефти, в дополнение к вышеперечисленным аспектам возникают проблемы устойчивости фронта вытеснения [1]: каналобразование и так называемые "вязкие пальцы", которые приводят к кинжальному обводнению скважин и характеризуются крайне низкой степенью прогнозируемости. Известно, что одним из факторов, существенно повышающих устойчивость вытеснения, является гравитация, стабилизирующая роль которой проявляется при реализации вертикального вытеснения нефти, например, за счет активности подошвенной воды.

Рассмотрим влияние водонапорного режима на эффективность разработки на примере одного из месторождений тяжелой нефти Западного Казахста-

на. На рис. 1 представлена динамика пластового давления и компенсации по основному эксплуатационному объекту месторождения. Из рис. 1 видно, что в период с 2007 по 2009 г. наблюдается стабилизация пластового давления на фоне низкой компенсации отборов закачкой (55...70 %). Очевидно, именно такое поведение кривой пластового давления М. Маскет в своей книге [2] охарактеризовал словами: "... во всех пластах с водонапорным режимом ... вначале должно наблюдаться некоторое падение давления для создания достаточной скорости поступления воды с целью задержки падения пластового давления и его полной конечной стабилизации". В этой же книге М. Маскет назвал такого рода стабилизацию пластового давления достаточным условием наличия водонапорного режима.

Понятно, что активность водоносного горизонта не может проявлять себя равномерно по всей залежи, поэтому следующим шагом анализа стала декомпозиция объекта разработки на участки, сформированные с учетом системы расстановки скважин и непроводящих разломов.

На рис. 2 представлена карта текущего КИН по элементам разработки основного объекта. Из карты видно, что текущий КИН по участкам имеет достаточно широкий диапазон изменения. В дальнейшем будет предпринята попытка найти связь текущего КИН по участкам с активностью водоносного горизонта.

Рассмотрим динамику фактического пластового давления по участку 7N (рис. 3).