

Хорошо видно, что участки с пониженной компенсацией имеют более высокие значения текущего КИН. Очевидно, это связано с тем, что для запуска и реализации механизма водонапорного режима необходим достаточно низкий уровень пластового давления, достижение которого возможно при условии определенной недокомпенсации.

Рассмотрим перепад пластового давления между водонасыщенным пластом и продуктивным коллектором на участке 26, где наблюдается высокая активность внешней пластовой воды. По данным замера на этом участке среднее пластовое давление в нефтенасыщенной части пласта соответствовало уровню 27,5 атм (приведенное к ВНК – 30,3 атм). При этом в ниже лежащей водонасыщенной зоне пластовое давление составляло 41,8 атм на ВНК (рис. 8).

Таким образом, разница пластовых давлений по соседним нефтеносному и водоносному горизонтам составляет ~12 атм, что обеспечивает градиент давления ~1 атм/м. Для сравнения, средний межскважинный градиент давления составляет ~0,1 атм/м. Наличие столь значительного межпластового градиента давлений, а также значительной площади контакта между нефтенасыщенной и водонасыщенной частями пласта обуславливает возможность вертикальной фильтрации воды через глинистые перемычки.

Кроме этого, приведенные на рис. 8 данные позволяют констатировать, что давление в водоносном пласте также снизилось на 16 атм относительно начального, что указывает на расход воды из водоносного пласта.

Рассмотрим динамику пластового давления в водонасыщенной части рассматриваемого объекта, полученную на основе данных *RFT*-исследований (рис. 9).

Видно, что среднее пластовое давление в подстилающем водонасыщенном пласте начинает активно снижаться с 2003 г. и достигает в 2012 г. значения ~40 атм. Таким образом, наблюдается падение пластового давления в среднем более чем на 15 атм относительно своего начального уровня, что свидетельствует об активном расходе воды из водонасы-

щенной части на поддержание пластового давления в зоне отборов.

Выводы

Из представленных результатов исследований следует:

1. В процессе эксплуатации объекта обнаружены явные признаки водонапорного режима выработки запасов, проявляющиеся в стабилизации пластового давления на участках в условиях существенной недокомпенсации, а также в снижении пластового давления в ниже лежащих водонасыщенных пластах.

2. Водонапорный режим эксплуатации месторождения с высоковязкой нефтью обуславливает высокую эффективность выработки запасов, в ряде случаев обеспечивая достижение уровней нефтеотдачи, характерных для месторождений с легкой нефтью.

3. Эффективность использования природного потенциала водонапорного режима определяется динамическим равновесием между темпами отбора жидкости и притока подошвенной воды в условиях стабилизации пластового давления.

Авторы выражают сердечную благодарность А.В. Горшкову за активное участие в обсуждении результатов и за конструктивную критику, благодаря которой работа обрела дополнительную глубину и убедительность.

ЛИТЕРАТУРА

1. Peters Ekwere J., Flock Donald L. *The Onset of Instability During Two-Phase Immiscible Displacement in Porous Media // SPE of AIME, April, 1981. – P. 249–258.*
2. Маскет М. *Физические основы технологии добычи нефти. – М.: Государственное науч.-техн. изд-во нефтяной и горно-топливной лит-ры, 1953. – 607 с.*
3. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. *Моделирование процессов нефтегазодобычи. – М. – И.: Институт компьютерных исследований, 2008. – 368 с.*
4. Гольдберг В.М., Скворцов Н.П. *Проницаемость и фильтрация в глинах. – М.: Недра, 1986. – 161 с.*

УДК 622.276.43:678

ИЗУЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ И ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С СУПЕРКОЛЛЕКТОРОМ

И.В. Владимиров, Д.А. Дель Торо Фонсека, О.Н. Пичугин
(ЗАО "КОНКОРД", г. Москва)

Общие положения. Изучение выработки запасов нефти из неоднородных по проницаемости коллекторов, насыщенных вязкой и высоковязкой нефтью, приобрело в последнее время особую актуальность. Это связано, прежде всего, с очень низким коэффициентом нефтеотдачи таких залежей. Даже при высоких пористости и проницаемости

коллектора за счет большой разницы в подвижностях вытесняющего и вытесняемого агентов коэффициент заводнения остается низким [1].

Существующие технологии, применяемые для повышения нефтеотдачи залежей с вязкой и высоковязкой нефтью, можно условно разделить на 2 категории:

1. Технологии, повышающие вязкость вытесняющего агента;

2. Технологии, снижающие вязкость вытесняемой нефти.

Данное деление достаточно условно, так как существуют технологии [2], которые одновременно повышают вязкость вытесняющего агента и изменяют структурно-механические свойства нефти. Однако данное деление позволяет четко разграничить физические механизмы вытеснения нефти. К первой группе технологий относится полимерное заводнение во всех мыслимых модификациях. Ко второй группе – разнообразные технологии теплового воздействия, газовые методы, водогазовое воздействие и др.

Несмотря на обилие научных и научно-технических работ по изучению процессов вытеснения вязкой и высоковязкой нефти из неоднородного по проницаемости коллектора, данная проблема далека от решения. Доказательством данного утверждения являются неоднозначность и довольно спорные результаты по применению полимерного заводнения и теплового воздействия на ряде месторождений вязкой нефти [3].

Хорошо известно, что полимерное заводнение в благоприятных условиях позволяет дополнительно добывать 5...10 % нефти, оставшейся после обычного заводнения [4]. В то же время при полимерном заводнении происходит уменьшение коэффициента приёмистости нагнетательных скважин, что приводит к снижению амплитудного дебита добывающих скважин. Применение полимерных растворов в качестве вытесняющих агентов в условиях залежей вязкой нефти с суперколлектором также может дать неоднозначный результат. В этом случае преимущественная фильтрация полимера, даже с высокой вязкостью, в ограниченных по объёму фильтрационных каналах не приведет к увеличению коэффициента охвата воздействием. Доказательством этого служит простое соображение. Для повышения охвата воздействием необходимо добиться того, чтобы в пластовых условиях соотношение подвижностей агентов было сопоставимым. При наличии фильтрационных каналов высокой проницаемости (трещины, суперколлектор), проницаемость которых составляет от единиц до тысяч мкм², соотношение

$$\zeta = \frac{\mu_{oil}}{\mu_{poly}} \frac{k_{sup}}{k_{col}}$$
 всегда будет многократно превышать

1. Здесь μ_{oil} , μ_{poly} – вязкости нефти и полимерного раствора, соответственно; k_{sup} – проницаемость суперколлектора; k_{col} – проницаемость коллектора. Даже в случае применения полимерного раствора с вязкостью, сопоставимой с вязкостью нефти в пластовых условиях, разница в проницаемостях коллектора и суперколлектора сводит на нет преимущество использования вытесняющего агента повышенной вязкости.

Более перспективным, по мнению авторов, является подход, позволяющий одновременно существ-

венно снизить вязкость нефти в пластовых условиях и ограничить движение воды в заводненном суперколлекторе, т. е. для повышения эффективности нефтеизвлечения необходимо комбинирование двух указанных выше подходов.

Ниже рассмотрим серию задач, изучающих процессы выработки запасов нефти из неоднородного по проницаемости коллектора с применением технологий разного типа.

Исследование выработки запасов вязкой нефти из коллектора двойной проницаемости с применением полимерного заводнения и водогазового воздействия

Рассмотрим задачу о вытеснении нефти, обладающей высокой вязкостью, из коллектора, содержащего высокопроницаемые фильтрационные каналы. В качестве модели используем модель коллектора двойной проницаемости, рассмотренную в работе [7].

Ниже исследуем особенности применения различных технологий (заводнения, полимерного заводнения, водогазового воздействия и их комбинаций) при извлечении высоковязкой нефти. Для этого модифицируем рассмотренную ранее фильтрационную модель участка залежи с коллектором двойной проницаемости.

Так как некоторые из рассматриваемых технологий предусматривают применение в качестве вытесняющего агента газа, то рассматривается трехфазное течение флюидов. При этом относительные фазовые проницаемости для системы нефть – газ представлены на рис. 1. При описании совместного движения фаз используются относительные фазовые проницаемости согласно второй модели Стоуна [5].

На участке залежи работают 2 скважины: добывающая и нагнетательная. Во всех вариантах задач

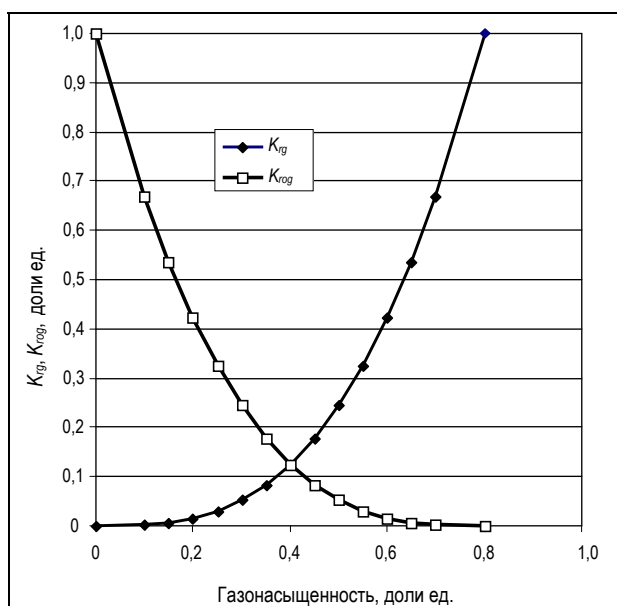


Рис. 1. Относительные фазовые проницаемости модельного пласта в системе нефть – газ для поровых блоков



Рис. 2. Зависимость вязкости водного раствора полимера от концентрации полимера

период расчетов устанавливается 10 лет. При моделировании предполагалось, что нагнетательные и добывающие скважины вводятся в эксплуатацию одновременно.

Для вариантов задачи с полимерным заводнением рассмотрен полимер с молярной массой 3400000 г/моль. Зависимость увеличения вязкости водного раствора полимера от его концентрации представлена на рис. 2. Предполагается, что часть полимера необратимо теряется в результате адсорбции на поверхности пор, что также приводит к снижению проницаемости породы для воды в присутствии адсорбированного полимера. В качестве модели адсорбции полимера и связанного с этим уменьшения проницаемости коллектора использована модель Hirasaki-Pope [5].

В период закачки водного раствора полимера в нагнетательные скважины предполагается, что концентрация полимера в растворе составляет 0,15 кг/м³.

В вариантах задачи, предусматривающих применение газа в качестве вытесняющего агента, предполагается, что газ не изменяет значительно свойства нефти в пластовых условиях. Такое предположение делается ввиду отсутствия экспериментальных данных об изменении свойств нефти в коллекторе при растворении в ней газа. Кроме того, довольно очевидным является факт незначительной площади контакта нефти и закачиваемого газа в пластовых условиях для того, чтобы изменения свойств нефти произошли в большом объеме резервуара.

Рассмотрим несколько вариантов разработки залежи.

Первый вариант (базовый) предусматривает разработку залежи с применением заводнения. Ограничение, накладываемое на нагнетательную

скважину для данного варианта, следующее: забойное давление не превышает 80 атм. На рис. 3 представлено поле нефтенасыщенности на конец расчетного периода для базового варианта. Хорошо видно, что происходит опережающее заводнение пространства суперколлектора при практически незаводненном низкопроницаемом поровом пространстве. На рис. 4 представлена динамика технологических показателей разработки для базового варианта. Особенностью данного варианта является то, что вода достаточно быстро (в течение нескольких месяцев) по пространству суперколлектора достигает зоны отбора. При этом дебит нефти в течение длительного периода остается практически неизменным при нарастающей обводненности. По мере выработки запасов нефти суперколлектора происходит плавное снижение дебита нефти. К середине третьего года разработки высокопроницаемые фильтрационные каналы практически выработаны, поэтому в дальнейшем разработка участка происходит при высоком значении обводненности добываемой продукции. Наличие высокопроницаемого суперколлектора обеспечило относительно высокие начальные дебиты нефти, стабильные отборы нефти в течение продолжительного периода и быстрый рост обводненности.

Рассмотрим теперь вариант задачи с полимерным заводнением.

Второй вариант. В начале третьего года разработки (текущая обводненность добываемой продукции 75 %) в нагнетательную скважину начинают закачивать водный раствор полимера с концентрацией 0,15 кг/м³. Так как вязкость раствора превышает вязкость воды, для "проталкивания" агента повысили забойное давление нагнетательных скважин до 120 атм. Закачка раствора полимера ведется непрерывно, без закачивания оторочек воды.

На рис. 5 представлено поле нефтенасыщенности суперколлектора и порового пространства к концу расчетного периода для второго варианта разработки. Сопоставляя рис. 3 и 5, можно отметить, что полимерное заводнение позволяет достичь более высокой выработки суперколлектора. Для низкопроницаемого порового коллектора характерны низкие показатели выработки. В основном заводнении подвержена только зона коллектора в области нагнетания. К концу расчетного периода остаточные запасы сосредоточены в тупиковых зонах суперколлектора и в поровых блоках резервуара (см. рис. 5).

На рис. 6 представлено поле концентрации закачиваемого полимера в коллекторе. Хорошо видно, что в основном весь закачанный полимерный раствор сосредоточен в пространстве суперколлектора. Так как к концу расчетного периода практически весь объем суперколлектора выработан, то эффективность полимерного заводнения становится минимальной, поскольку в низкопроницаемый объем коллектора полимерный раствор практически не проникает.

На рис. 4 представлена динамика текущих показателей разработки по второму варианту. Начало закачки полимера сопровождается кратковременным уменьшением дебита нефти, что связано со снижением пластового давления в суперколлекторе. Однако затем происходит быстрое возрастание дебита нефти (почти в 1,5 раза) и снижение обводненности добываемой продукции (с 75 до 12 %). Отметим, что такое изменение в показателях разработки по истечении нескольких месяцев сменяется снижением отборов нефти и возрастанием обводненности. К концу расчетного периода текущий дебит нефти по данному варианту более чем в 2 раза превышает дебит нефти базового варианта.

Таким образом, применение постоянной закачки полимерного раствора позволило существенно повысить эффективность нефтеизвлечения из залежи высоковязкой нефти с коллектором двойной проницаемости. Однако, как показали расчеты, после заводнения полимерным раствором пространства суперколлектора, эффективность полимерного заводнения снижается, что связано с незначительностью проникновения вытесняющего агента в поровые блоки резервуара.

Третий вариант. По истечении двух лет разработки в коллектор залежи начинают чередующуюся закачку воды и газа. Период закачки воды (газа) составляет 1 мес, т. е. в течение этого периода проводится закачка воды, в следующий месяц – закачка газа. Динамика закачки воды и газа представлена на рис. 7.

На начало шестого года разработки прекращают закачку газа и переходят на постоянную закачку воды.

На рис. 8 представлено поле нефтенасыщенности суперколлектора и порового пространства к концу расчетного периода для третьего варианта разработки. Сопоставляя рис. 3 и 8, можно отметить, что водогазовое воздействие позволяет достичь более высокой выработки коллектора в сравнении с базовым вариантом. Сравняя его с полимерным заводнением (см. рис. 5), можно отметить более низкую эффективность водогазового воздействия. К концу расчетного периода по третьему варианту разработки остаточные запасы сосредоточены в тупиковых зонах суперколлектора и в поровых блоках резервуара (см. рис. 8).

Однако необходимо отметить следующее. В отличие от полимерного раствора, который плохо проникает в поровый объем коллектора и концентрируется в основном в объеме суперколлектора, газ легко проникает в низкопроницаемые поровые блоки. На рис. 9 представлено поле газонасыщенности коллектора в период водогазового воздействия.

Хорошо видно, что в основном весь закачанный газ сосредотачивается в прикровельной зоне пласта, что связано с гравитационным разделением флюидов. Вместе с тем газонасыщенности в поровых блоках и в суперколлекторе имеют близкие значения, что говорит о хорошей проникающей способ-

ности газа. Важной остается проблема наибольшего охвата воздействием пласта по его разрезу, что может быть достигнуто в результате переноса интервала нагнетания газа в приподошвенную зону пласта.

На рис. 4 представлена динамика текущих показателей разработки для третьего варианта. Хорошо видно, что водогазовое воздействие позволяет снизить обводненность добываемой продукции и повысить текущий дебит нефти. Однако прирост в добыче нефти значительно ниже, чем для полимерного заводнения. При переходе на постоянную закачку воды показатели разработки приближаются к базовым кривым.

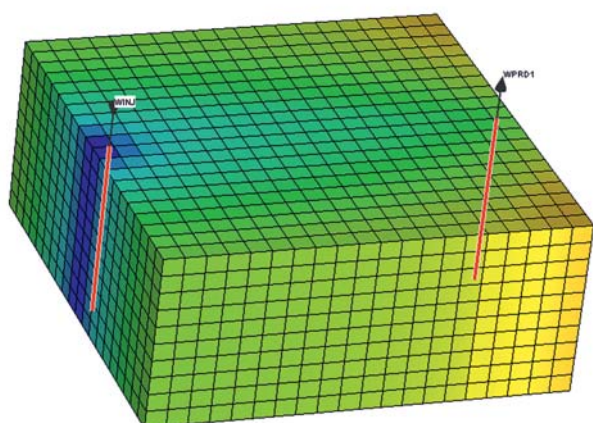
Таким образом, применение водогазового воздействия позволяет увеличить эффективность нефтеизвлечения из залежи высоковязкой нефти с коллектором двойной проницаемости. Это связано с возможностью газа проникать в низкопроницаемые поровые блоки и вытеснять оттуда нефть. Однако, как показали расчеты, область газового вытеснения в основном ограничена прикровельной зоной пласта.

Встает закономерный вопрос: можно ли сочетанием преимуществ газового воздействия и полимерного заводнения достичь более высокой эффективности нефтеизвлечения?

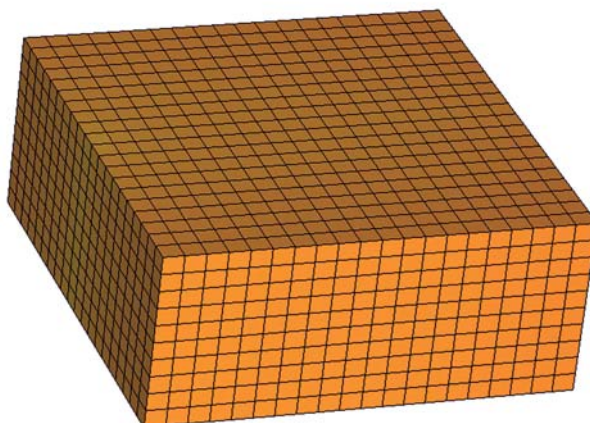
Четвертый вариант. По истечении двух лет разработки в коллектор залежи начинают чередующуюся закачку полимерного раствора, воды и газа. Период закачки каждого из названных вытесняющих агентов составляет 1 мес, т. е. в течение этого периода проводится закачка полимерного раствора, затем в течение 1 мес – воды, далее – закачка газа. На начало шестого года разработки прекращают закачку газа и переходят на постоянную закачку полимерного раствора.

Динамика текущих показателей разработки по четвертому варианту представлена на рис. 4. Хорошо видно, что для данного варианта характерны колебания дебита нефти и обводненности при периодической закачке составных вытесняющих агентов. При этом в период снижения дебита нефти по второму варианту значения суточных отборов нефти по четвертому варианту выше. При переходе на постоянную закачку полимерного раствора дебит нефти снижается до более низких значений, чем во втором варианте.

Вместе с тем отметим, что в период применения комплексного воздействия (полимер + вода + газ) максимальные значения дебита нефти не превышают, а зачастую ниже максимальных значений дебита нефти при постоянном полимерном заводнении. Как отмечалось в работе [6], это связано с более низким эффектом от чередующейся закачки полимера и воды. Поэтому рассмотрим вариант, когда период закачки воды заменяют на закачку полимерного раствора.

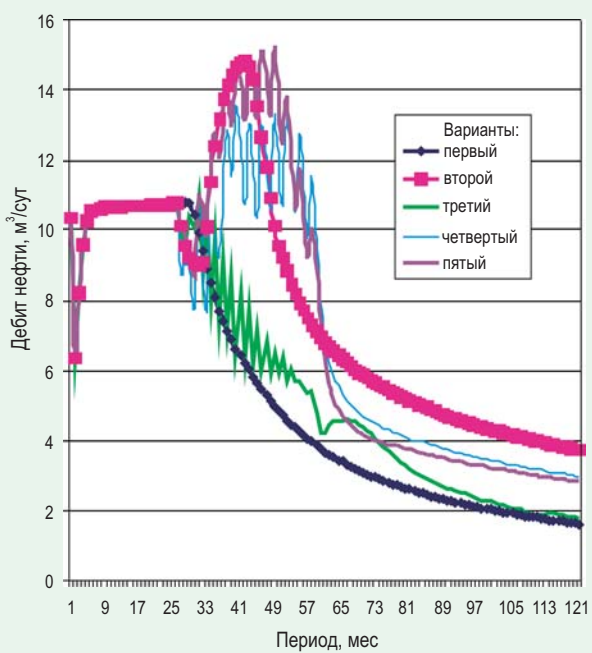


а

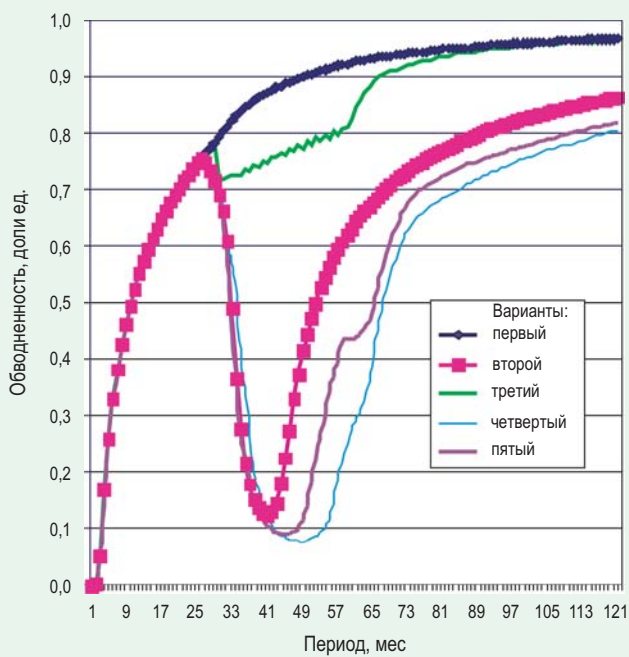


б

Рис. 3. Куб текущей нефтенасыщенности к концу расчетного периода для первого варианта разработки:
а – пространство суперколлектора; б – поровое пространство коллектора

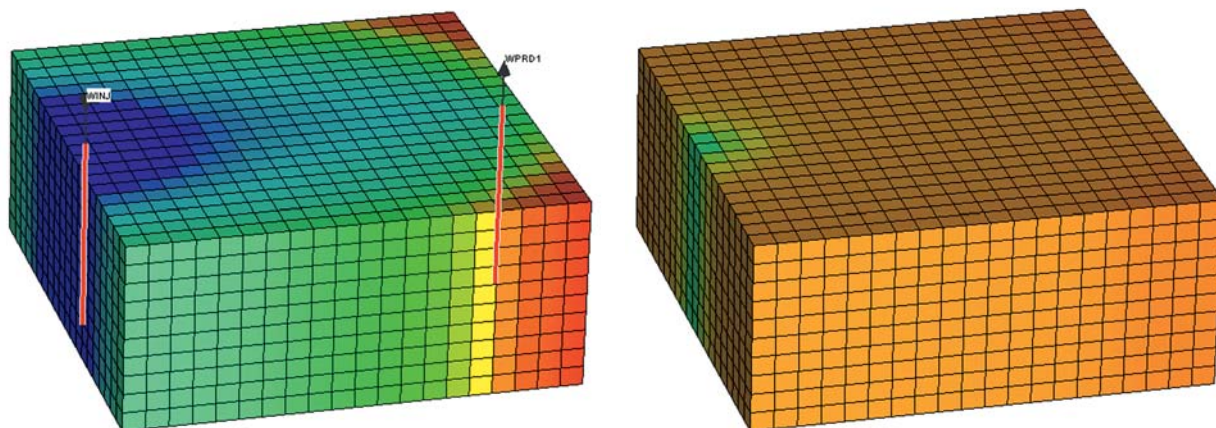


а



б

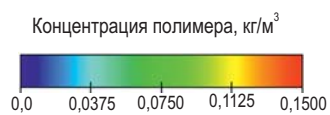
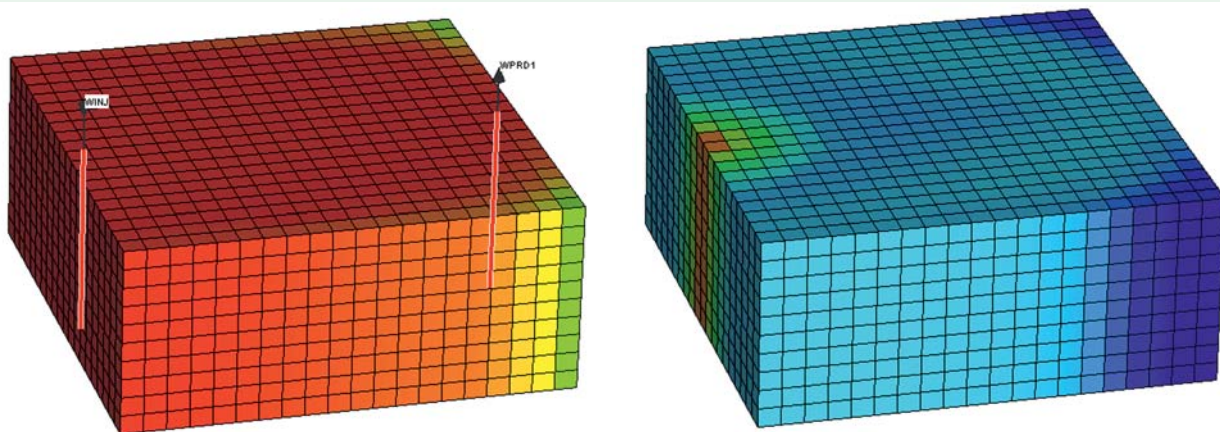
Рис. 4. Динамика текущих показателей разработки модельной залежи по вариантам:
а – дебита нефти; б – обводненности



a

б

Рис. 5. Куб текущей нефтенасыщенности к концу расчетного периода для второго варианта разработки:
a – пространство суперколлектора; *б* – поровое пространство коллектора



a

б

Рис. 6. Куб текущей концентрации полимера к концу расчетного периода для второго варианта разработки:
a – пространство суперколлектора; *б* – поровое пространство коллектора

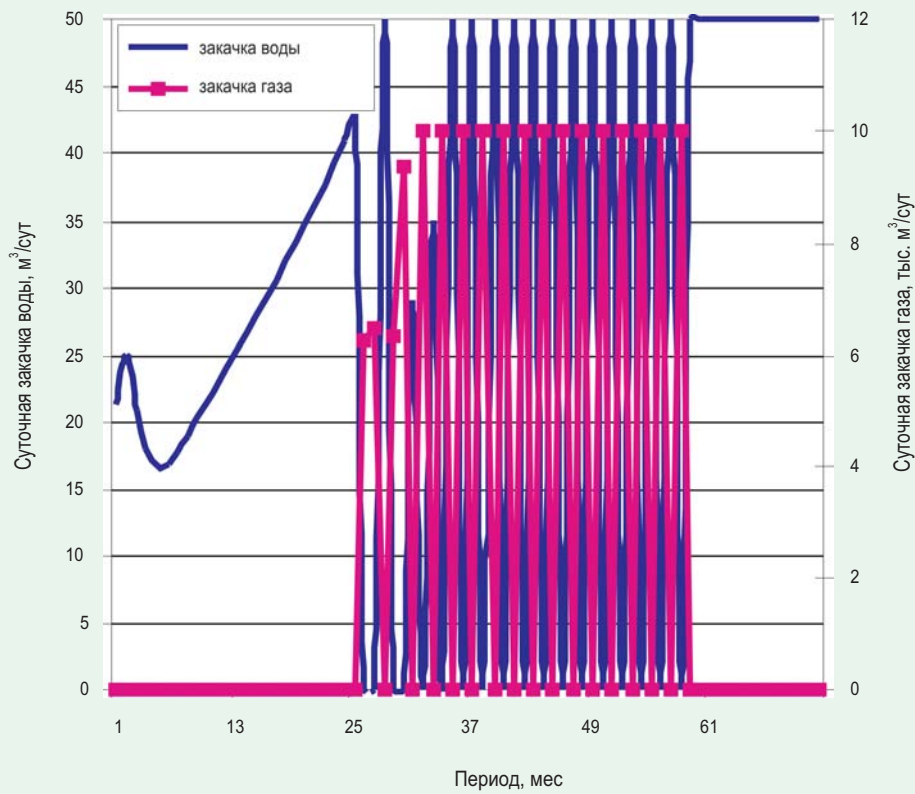


Рис. 7. Динамика закачки воды и газа по третьему варианту разработки

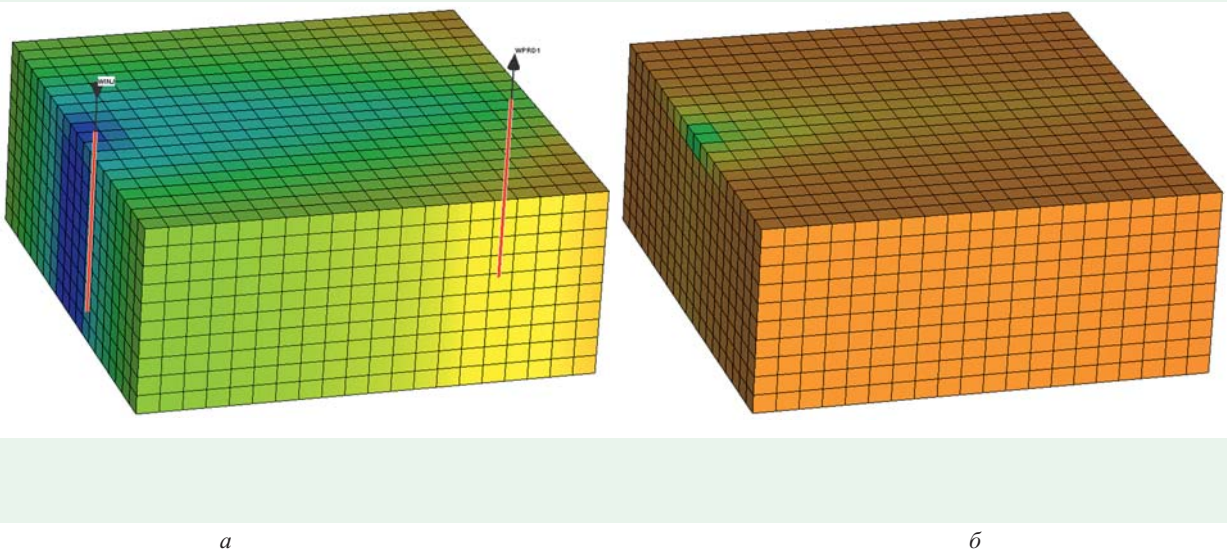
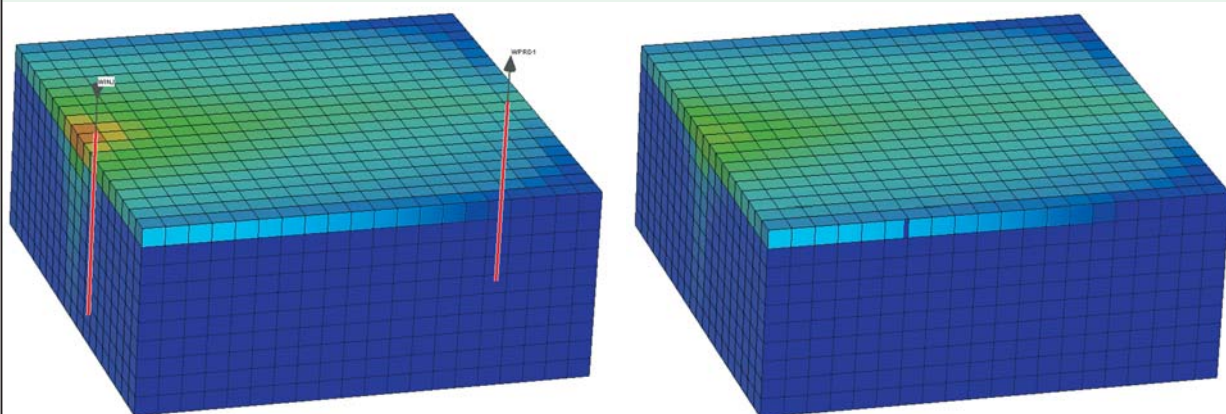


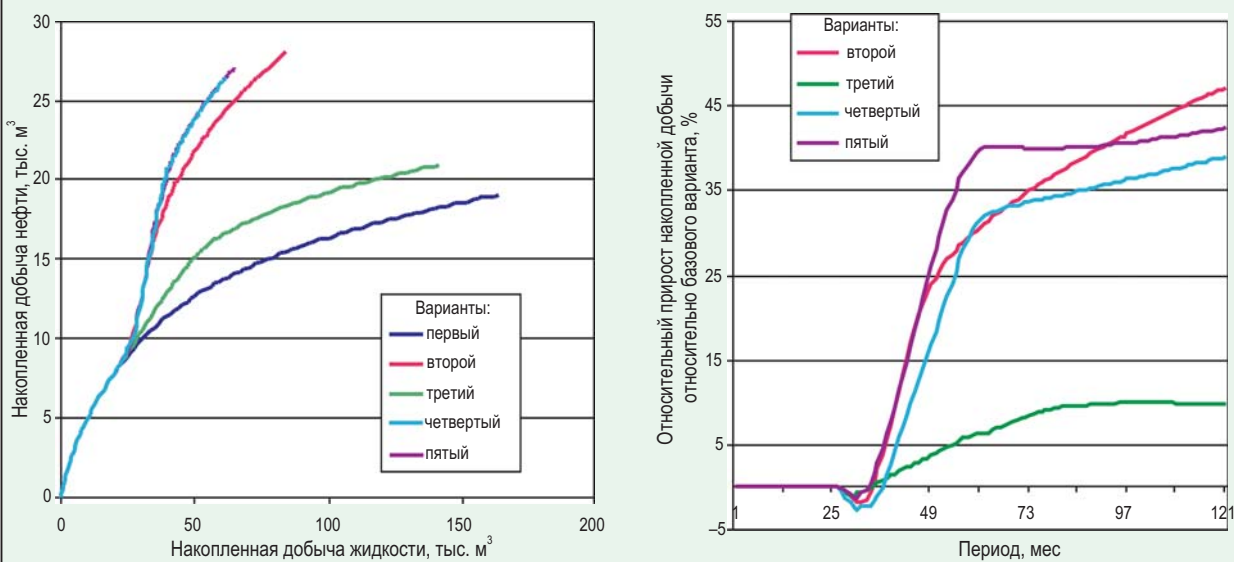
Рис. 8. Куб текущей нефтенасыщенности к концу расчетного периода для третьего варианта разработки:
а – пространство суперколлектора; *б* – поровое пространство коллектора



a

б

Рис. 9. Куб текущей газонасыщенности в период водогазового воздействия для третьего варианта разработки:
a – пространство суперколлектора; *б* – поровое пространство коллектора



a

б

Рис. 10. Характеристики вытеснения (*a*) и динамика относительного прироста накопленных отборов нефти (*б*) по рассмотренным вариантам разработки

Сопоставление различных вариантов разработки

Варианты	На конец расчетного периода			Накопленная добыча в долях от базового варианта, отн. ед.		Накопленная закачка		
	КИН, доли ед.	обводненность, доли ед.	среднесуточный дебит нефти, м ³ /сут	нефти	воды	воды, тыс. м ³	газа, млн м ³	полимера, т
Первый – базовый (заводнение)	0,097	0,97	1,6	1,00	1,00	166	–	–
Второй (постоянное полимерное заводнение)	0,143	0,86	3,7	1,47	0,39	87	–	10,1
Третий (водогазовое воздействие)	0,107	0,96	1,8	1,10	0,83	141	4,7	–
Четвертый (полимер + вода + газ)	0,135	0,80	3,0	1,39	0,24	62,5	3,3	6,4
Пятый (полимер + газ)	0,138	0,82	2,8	1,42	0,26	65,8	2,9	6,8

Пятый вариант. По истечении двух лет разработки в коллектор залежи начинают чередующуюся закачку полимерного раствора и газа. Период закачки полимерного раствора составил 2 мес, период закачки газа – 1 мес. На начало шестого года разработки прекращают закачку газа и переходят на постоянную закачку полимерного раствора.

Увеличение периода закачки полимерного раствора с сохранением закачки газа позволило получить синергетический эффект. На рис. 4 видно, что при таком порядке закачивания вытесняющих агентов удается получить дебиты нефти, превышающие максимальные значения суточных отборов для второго варианта. Переход на постоянную закачку полимерного раствора резко снижает эффективность нефтевытеснения.

Таким образом, комбинированное воздействие закачки газа и полимерного раствора на нефтенасыщенные коллекторы двойной проницаемости позволяет достичь высокой эффективности нефтевытеснения.

Сопоставление накопленных показателей за расчетный период по вариантам разработки

Таким образом, рассмотренные выше варианты разработки и применяемые технологии имеют разную эффективность. Технологии, у которых накопленные показатели по отборам нефти близки, должны сравниваться по другим показателям, существенно определяющим экономическую эффективность разработки.

Сравним динамики накопленных отборов нефти с базовым вариантом. На рис. 10 показаны характеристики вытеснения и динамика относительного прироста накопленных отборов нефти по рассмотренным вариантам, т. е. величина, равная

$$\zeta = 100 \% \frac{Q_i^t - Q_b^t}{Q_b^t}, \text{ где } Q_i^t - \text{текущие накопленные}$$

отборы по i -му варианту; Q_b^t – текущие накопленные отборы по базовому варианту.

Представленные на рис. 10 данные показывают, что из рассмотренных вариантов технологий наи-

большие накопленные отборы нефти на конец расчетного периода обеспечивает технология постоянной закачки полимерного агента. Но отметим, что в период проведения технологии чередующейся закачки полимерного раствора и газа достигаются наибольшие темпы отбора запасов нефти. Прекращение применения технологии привело к значительным снижениям темпов отбора.

Приведенная итоговая таблица позволяет сопоставить технологические показатели разработки рассмотренных выше вариантов.

Выводы

Итак, анализ полученных результатов показывает:

1. Технология водогазового воздействия (чередующаяся закачка газа и воды – третий вариант) позволяет увеличить накопленные за расчетный период отборы нефти в сравнении с базовым вариантом на 9,9 % (см. таблицу). Направления дальнейшего совершенствования технологии – изменяющиеся (по вертикали) интервалы закачки воды и газа, т. е. в зависимости от степени заводнения и выработки коллектора интервалы закачки газа и воды должны меняться.

2. Технология чередующейся закачки полимерного раствора, воды и газа (четвертый вариант) позволяет увеличить накопленные за расчетный период отборы нефти в сравнении с базовым вариантом на 39,0 % (см. таблицу). При этом существует период времени (несколько месяцев), когда применение данной технологии дает больший эффект, чем постоянное полимерное заводнение (второй вариант).

3. Технология чередующейся закачки полимерного раствора и газа (пятый вариант) увеличивает накопленные отборы на 42,5 %. При этом отметим, что данная технология в период ее применения обладает наибольшими темпами отбора запасов нефти и более эффективна, чем применение полимерного заводнения. Прекращение чередующейся закачки полимерного раствора и газа приводит к быстрому снижению эффективности нефтеизвлечения.

4. Постоянное полимерное заводнение формально имеет наибольший прирост в добыче нефти – 47,3 %. Однако, как уже отмечалось ранее, данная технология имеет более медленные темпы отбора в сравнении с технологией чередующейся закачки полимерного раствора и газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Муслимов Р.Х. *Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: учеб. пособ.* – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2002. – 596 с.
2. Бриза Карел. *Обоснование технологии полимерного заводнения залежей высоковязких нефтей: Автореф. дис. ... канд. техн. наук / Санкт-Петербургский гос. горный ин-т.* – 2010.

3. *Научно-техническое сопровождение разработки месторождения Северные Бузачи: договор № SC12/113/00/S: сводный отчет за 2012 г.* ЗАО "КОНКОРД". – М., 2013. – 209 с.

4. Сургучев М.Л. *Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов.* – М.: Недра, 1985. – 340 с.
5. *MORE 6.7 Technical Reference.* ROXAR, 2011. – 152 p.
6. *Исследование выработки запасов нефти из послойно неоднородного по проницаемости пласта с применением полимерного заводнения / И.В. Владимиров, М.Н. Шаймарданов, Е.В. Задорожный, С.И. Хазов, Р.А. Гнилицкий // Нефтепромысловое дело.* – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2012. – № 9. – С. 5–11.
7. Владимиров И.В., Пичугин О.Н., Абиляхиров Д.Т. *Влияние структурно-механических свойств нефти на эффективность изотермического и неизотермического нестационарного заводнения // Нефтепромысловое дело.* – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2013. – № 11. – С. 6–13.

УДК 622.276.1/4.001.57

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В КОЛЛЕКТОРЕ С ВЫСОКОПРОНИЦАЕМЫМИ КАНАЛАМИ

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

Влияние высокопроницаемых фильтрационных каналов (суперколлекторов) на процессы извлечения нефти недостаточно изучены в настоящее время. С одной стороны, высокая проницаемость канала обеспечивает высокие начальные дебиты и дает высокие темпы отбора подвижных запасов. С другой – быстрое обводнение, неравномерность выработки запасов нефти, отсечение части запасов от дренажа системой разработки [1].

Остаются открытыми и вопросы влияния высокопроводящих каналов на эффективность теплового воздействия. Ниже на основе гидродинамической модели неизотермической фильтрации исследуем влияние высокопроницаемого канала на эффективность разработки залежи при тепловом воздействии.

Исследование выработки запасов нефти из продуктивного пласта с учетом неизотермических процессов проведем на математической модели трехфазной фильтрации. В качестве инструмента исследований используем пакет гидродинамического моделирования "Tempest-More" (производитель Roxar/Smedvig) версии 6.7.1, в которой реализована возможность моделирования движения жидкости в условиях неизотермичности процессов [2].

Рассмотрим участок залежи размером $250 \times 250 \times 20$ м. В зависимости от варианта рассматриваемой задачи коллектор залежи может быть однородным или содержать высокопроницаемый канал. Во всех вариантах задачи пористость основного объема коллектора $m = 0,3$ доли ед., проницаемость $K = 1$ мкм². Начальная нефтенасыщенность коллектора $S_0 = 0,9$

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/см³ и 0,95 сП, соответственно. Плотность нефти в поверхностных условиях – 0,925 г/см³. В пластовых условиях вязкость нефти – 450 сП, газосодержание – 10 м³/м³. Давление насыщения нефти газом – 2,2 МПа.

Относительные фазовые проницаемости, используемые в модели, взяты из работы [3].

При изменении температуры пласта предусмотрены температурные зависимости вязкости нефти и воды (рис. 1).

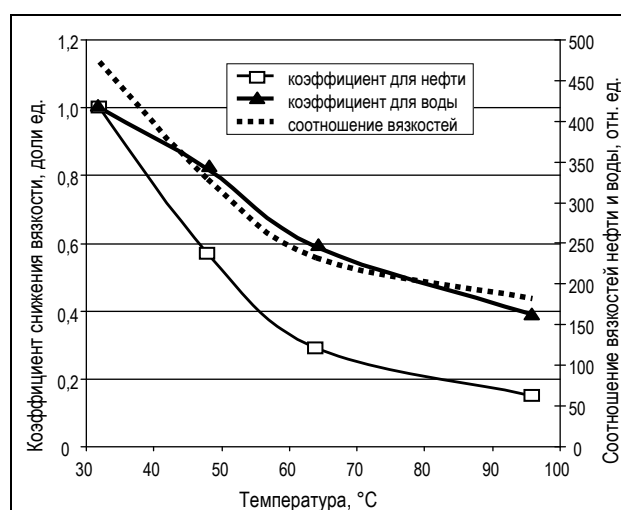


Рис. 1. Температурные зависимости вязкостей пластовой нефти и воды, соотношение вязкостей нефти и воды