

коллектора по разрезу в зоне отбора – в заводненной области высокопроницаемого канала температура наибольшая, а в области сосредоточения остаточной нефти – минимальная. Причем разница эта составляет 15...20 °С.

3. Построение характеристик вытеснения для процесса выработки запасов нефти из коллектора с высокопроницаемым каналом показало, что применение технологии теплового воздействия на коллектор с высокопроницаемым каналом сопровождается снижением эффективности вытеснения нефти.

УДК 622.276.1/4.038

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ИЗ ПОСЛОЙНО НЕОДНОРОДНОГО ПО ПРОНИЦАЕМОСТИ КОЛЛЕКТОРА С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ И ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

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

Среди широкого спектра технологий, применяемых для повышения эффективности нефтеизвлечения в разработке залежей высоковязкой нефти, трудно выделить универсальную технологию, которая давала бы устойчивые положительные результаты в течение продолжительного периода. Поэтому актуальным является поиск оптимальных для каждого этапа разработки технологий ПНП на основе гидродинамических расчетов.

Представленные ниже результаты являются логическим продолжением работ [1–4], а также дополняют и расширяют исследования, выполненные в статьях [5, 6].

Ранее рассмотрен ряд задач по определению эффективности разных технологий в условиях коллектора типа "двойная проницаемость". Было изучено влияние на выработку запасов нефти технологий полимерного заводнения и водогазового воздействия [5], теплового воздействия [6]. Общей особенностью рассмотренных задач является наличие развитой сети высокопроницаемых каналов (трещин). Ниже исследуем влияние технологий теплового воздействия и полимерного заводнения, а также их комбинаций на эффективность нефтевытеснения из неоднородного по проницаемости пористого коллектора.

Рассмотрим задачу о вытеснении нефти, обладающей высокой вязкостью, из коллектора, содержащего высоко- и низкопроницаемые слои.

Хорошо известно, что полноту извлечения нефти из пласта определяет его проницаемостная неоднородность. На практике для сильно неоднородных по проницаемости коллекторов достигаются более низкие значения КИН, чем при разработке достаточно однородных по проницаемости коллекторов. Общепринятым фактом считается первоочередная выработка высокопроницаемых слоев (пластов), в то время как заводнение низкопроницаемых объемов коллектора и вытеснение нефти из них происходят в

1. *Справочное руководство по проектированию и эксплуатации нефтяных месторождений (проектирование разработки) / под ред. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 463 с.*

2. *MORE 6.7 Technical Reference. ROXAR, 2011. – 152 p.*

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

меньшей степени. Для повышения выработки запасов нефти низкопроницаемых слоев применяют технологии ПНП.

Ниже рассмотрим особенности применения различных технологий при извлечении высоковязкой нефти из послойно неоднородного по проницаемости коллектора. Для этого рассмотрим фильтрационную модель участка залежи с коллектором, состоящим из слоев с разной проницаемостью, разрабатываемого с применением заводнения. Исследование проведем на математической модели трехфазной фильтрации. В качестве инструмента исследований используем пакет гидродинамического моделирования "Tempest-More" версии 6.7.1 [7].

**Математическая модель.** Рассмотрим участок залежи размером 600 × 600 × 20 м (рис. 1). Коллектор залежи состоит из слоев с разной пористостью и проницаемостью. Предположим, что слои достаточно однородны по латерали. В области скв. WPRD1, WPRD2, WPRD3 слои разделены непроницаемыми разделами, в области скв. WPRD4 слои сливаются в единый пласт. Проницаемости слоев изменяются от 100 до 3000 мД, пористость – от 10 до 32 %. Начальная нефтенасыщенность коллектора  $S_0 = 0,9$  доли ед. Начальные пластовые давление и температура:  $P_0 = 4$  МПа,  $T_0 = 30$  °С.

Свойства пластовых флюидов и ОФП, используемые в настоящей статье, приведены в работе [8].

Начальный объем геологических запасов нефти составляет 1263,3 тыс. м<sup>3</sup>.

На участке залежи работают 5 скважин: 4 добывающие и 1 нагнетательная. Для разных вариантов задачи устанавливается предельный период расчетов. При моделировании предполагалось, что нагнетательная и добывающие скважины пускаются в работу одновременно.

Для вариантов задачи с полимерным заводнением и тепловым воздействием использовались данные работ [5, 6].

Ниже рассмотрим 2 серии задач, отличающиеся временем начала применения различных технологий. Каждая серия описывает варианты разработки участка залежи с применением различных технологий.

**Первая серия.** Начало применения технологий при низкой "стартовой" обводненности добываемой продукции. Предельный период расчетов устанавливается в 20 лет.

**Первый вариант (базовый)** предусматривает разработку залежи с применением заводнения. Ограничения, накладываемые на нагнетательную скважину для данного варианта, следующие: забойное давление не превышает 80 атм, максимальная приемистость – 200 м<sup>3</sup>/сут. На рис. 2 представлено поле нефтенасыщенности на конец расчетного периода для базового варианта. Хорошо видно, что происходит опережающее заводнение высокопроницаемых пропластков. В области слияния пластов выработка запасов нефти происходит более равномерно за счет капиллярной пропитки.

На рис. 3 представлена динамика технологических показателей разработки для базового варианта. Особенностью данного варианта является то, что в начальный период разработки дебит нефти резко снижается из-за падения пластового давления в области отборов. Затем дебит нефти возрастает до своего максимального значения. После начала обводнения дебит резко снижается, затем темпы падения замедляются и снижение дебита нефти происходит более плавно.

В динамике обводненности добываемой продукции участка наблюдается немонотонный участок, что связано с разной скоростью обводнения скважин группы WPRD1–WPRD3 и скважины WPRD4. Из-за отсутствия гидродинамической связанности между высокопроницаемым пропластком и низкопроницаемыми слоями заводнение изолированного высокопроницаемого слоя происходит более быстро, чем объема коллектора, где слои имеют гидродинамическую связанность. Это связано с тем, что при наличии связи между слоями коллектора за счет капиллярной пропитки фронт вытеснения размывается и его продвижение в пласте замедляется.

**Второй вариант.** В начале третьего года разработки (текущая обводненность добываемой продукции 0 %) в нагнетательную скважину начинают закачивать горячую воду с температурой 90 °С. Предельные условия для нагнетательной скважины совпадают с условиями первого варианта. Закачка горячей воды ведется непрерывно, без закачивания оторочек холодной воды.

На рис. 4 представлено поле нефтенасыщенности на конец расчетного периода для второго варианта. Сравнивая рис. 2 и 4, можно отметить, что применение теплового воздействия незначительно влияет на выработку запасов нефти. На рис. 5 показан куб пластовой температуры на конец расчетного периода. Хорошо заметно повышение пластовой температуры в высокопроницаемых гидродинамически изолированных слоях, которые на рассматриваемый момент времени яв-

ляются полностью выработанными. В области слияния пластов повышение температуры пласта происходит более медленными темпами.

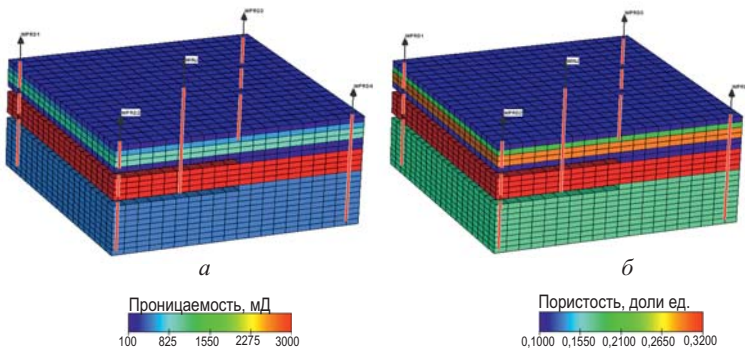
Сравнивая текущие показатели разработки первого и второго вариантов, можно отметить следующее. Начало закачки горячей воды сопровождается небольшим ростом дебита нефти. При этом обводнение продукции скважин участка начинается на несколько месяцев раньше.

Сравнение динамики закачки воды по вариантам показывает, что при закачке горячей воды приемистость нагнетательной скважины несколько повышается за счет меньшей вязкости закачиваемого агента. С этим связано и более быстрое повышение обводненности по второму варианту. Однако влияние самой технологии теплового воздействия начинает проявляться спустя несколько лет, когда наблюдается небольшое снижение обводненности за счет снижения вязкости нефти. В дальнейшем происходят более быстрое (по сравнению с базовым вариантом) нарастание обводненности и падение дебита нефти. Данные изменения в динамике технологических показателей разработки связаны с полным заводнением высокопроницаемых слоев горячей водой, что приводит к увеличению фазы воды в добываемой жидкости за счет снижения ее вязкости.

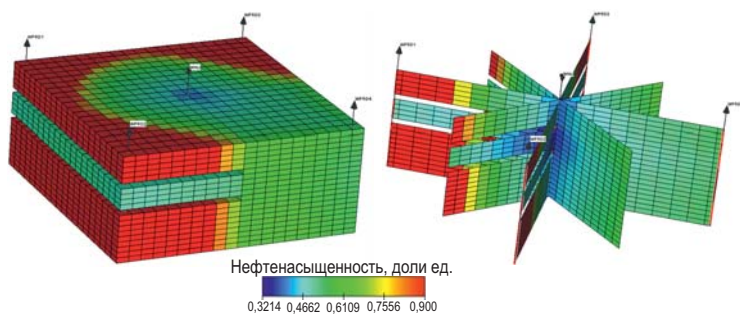
**Третий вариант.** Рассмотрим теперь вариант задачи с полимерным заводнением. В начале третьего года разработки (текущая обводненность добываемой продукции 0 %) в нагнетательную скважину начинают закачивать водный раствор полимера с концентрацией 0,15 кг/м<sup>3</sup>. Так как вязкость раствора превышает вязкость воды, для "проталкивания" агента повысили забойное давление нагнетательных скважин до 120 атм. Закачка раствора полимера ведется непрерывно, без закачивания оторочек воды.

На рис. 6 представлено поле нефтенасыщенности к концу расчетного периода для третьего варианта разработки. Сопоставляя рис. 2 и 6, можно отметить, что полимерное заводнение позволяет достичь более высокой выработки послойно неоднородного по проницаемости коллектора. При этом в области изолированных пропластков полимерное заводнение позволяет более полно выработать высокопроницаемый слой и несколько улучшить выработку низкопроницаемых слоев. В области слияния пропластков полимерное заводнение также повышает выработку запасов нефти. К концу расчетного периода остаточные запасы сосредоточены в низкопроницаемых слоях коллектора.

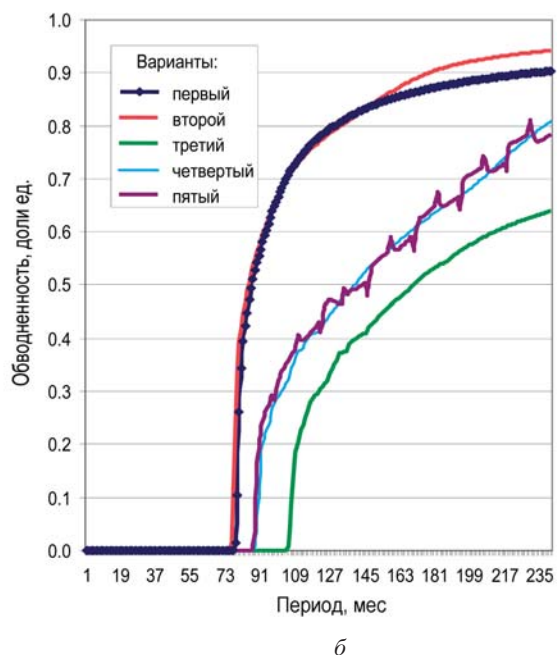
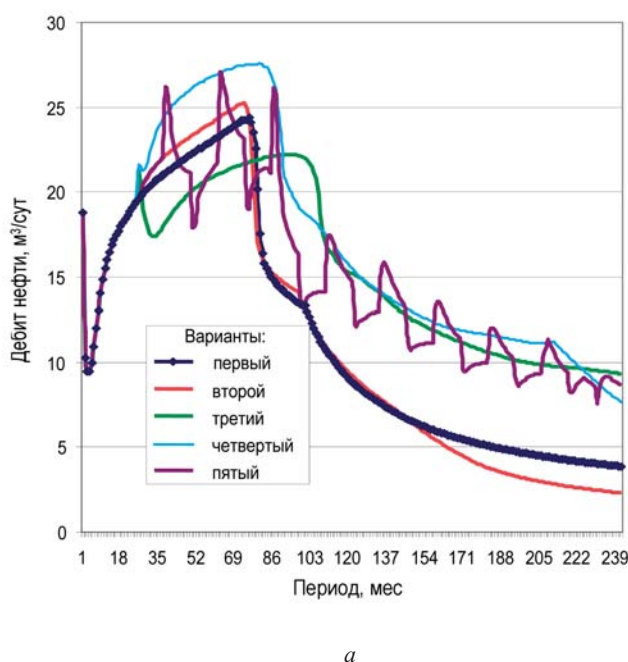
На рис. 7 представлено поле концентрации закачиваемого полимера в коллекторе. Хорошо видно, что в основном весь закачанный полимерный раствор сосредоточен в пространстве высокопроницаемого пропластка. Так как к концу расчетного периода практически весь объем высокопроницаемого коллектора выработан, то эффективность полимерного заводнения снижается, поскольку в низкопроницаемый объем коллектора полимерный раствор проникает с низкой скоростью.



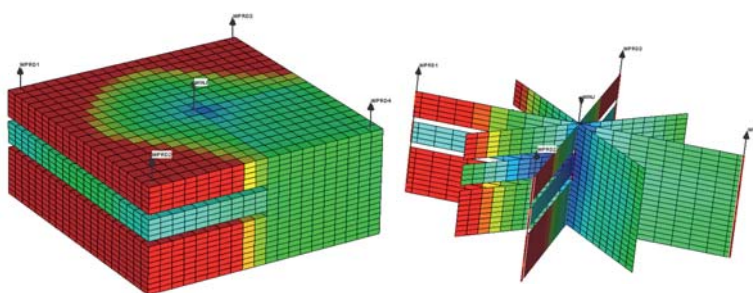
**Рис. 1.** Кубы проницаемости (а) и пористости (б) коллектора участка залежи с расположением скважин



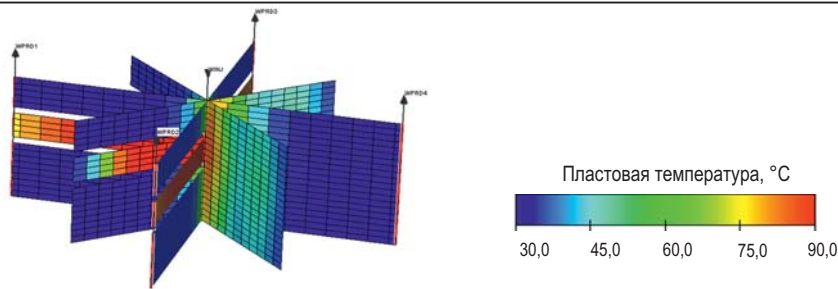
**Рис. 2.** Куб текущей нефтенасыщенности к концу расчетного периода для первого варианта разработки



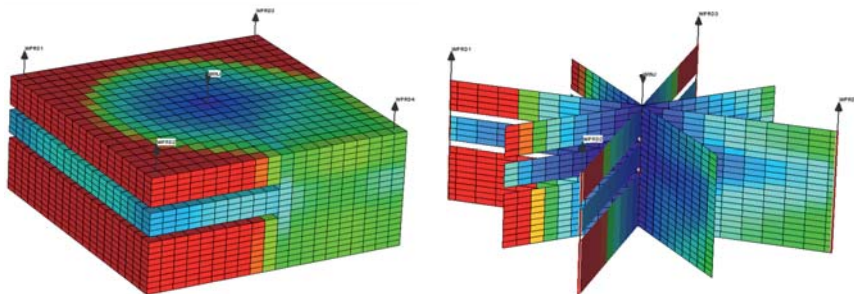
**Рис. 3.** Динамика текущих показателей разработки модельной залежи по вариантам: а – дебита нефти, б – обводненности



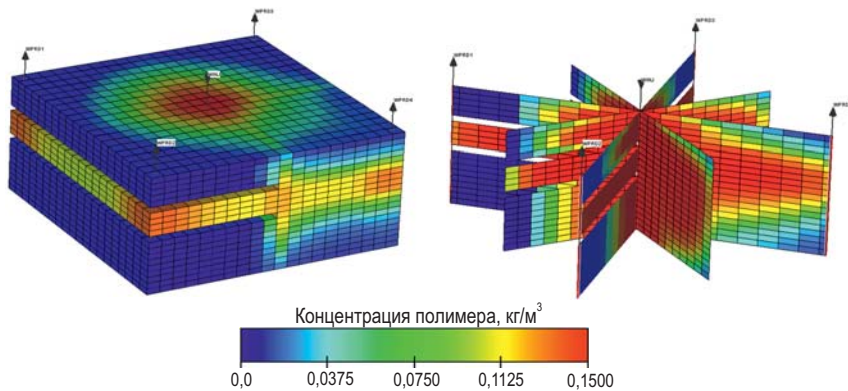
**Рис. 4.** Куб текущей нефтенасыщенности к концу расчетного периода для второго варианта разработки



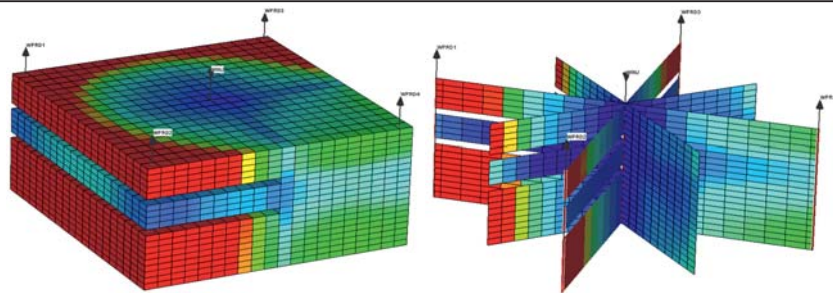
**Рис. 5.** Куб пластовой температуры к концу расчетного периода для второго варианта разработки



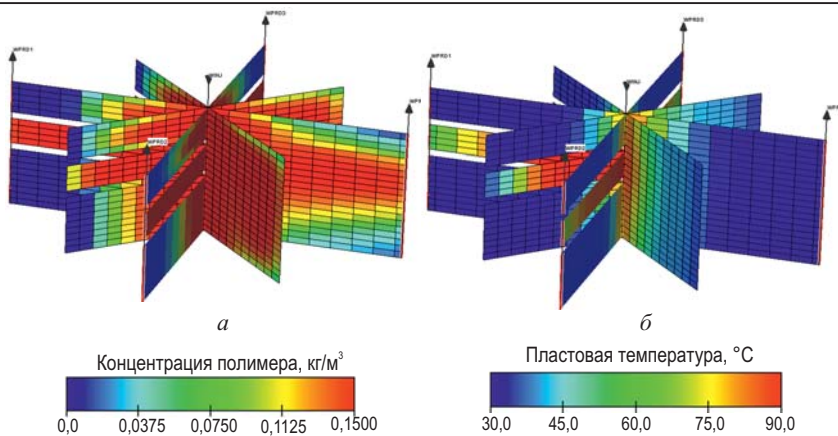
**Рис. 6.** Куб текущей нефтенасыщенности к концу расчетного периода для третьего варианта разработки



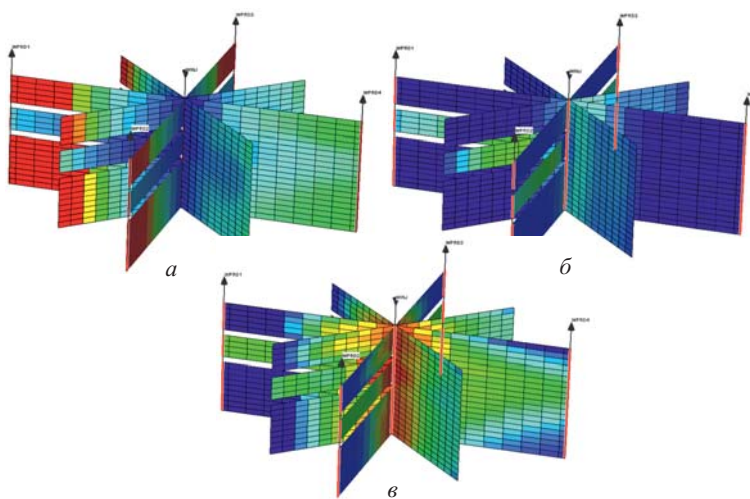
**Рис. 7.** Куб текущей концентрации полимера к концу расчетного периода для третьего варианта разработки



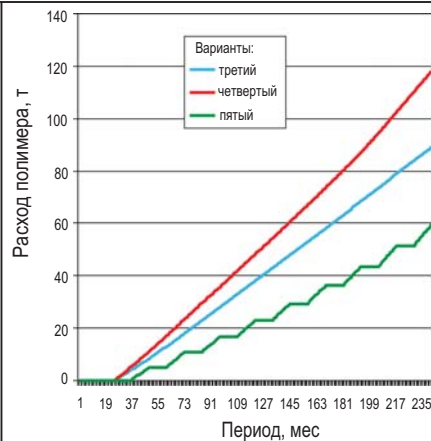
**Рис. 8.** Куб текущей нефтенасыщенности к концу расчетного периода для четвертого варианта разработки



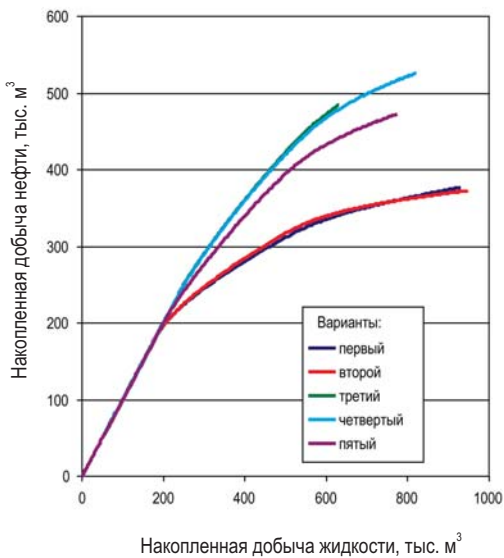
**Рис. 9.** Сечения кубов текущей концентрации полимера (а) и пластовой температуры (б) к концу расчетного периода для четвертого варианта разработки



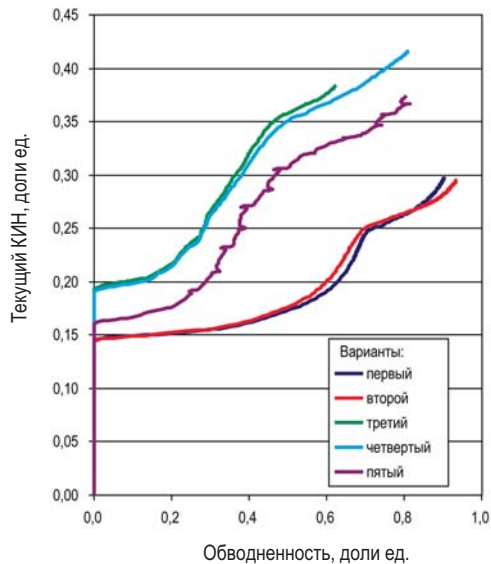
**Рис. 10.** Сечения кубов текущей нефтенасыщенности (а), пластовой температуры (б) и концентрации полимера (в) к концу расчетного периода для пятого варианта разработки



**Рис. 11.** Динамика накопленного расхода полимера для вариантов с полимерным заводнением

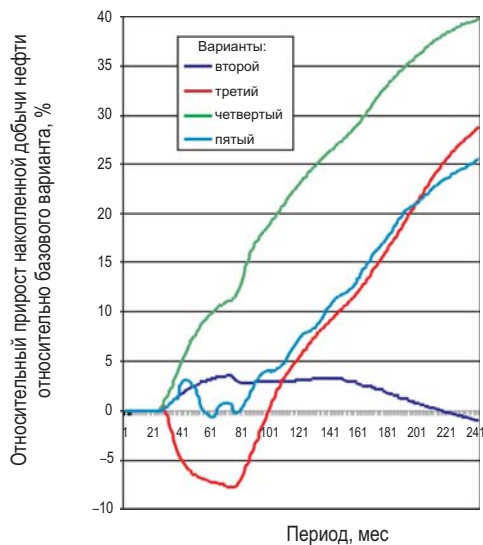


а

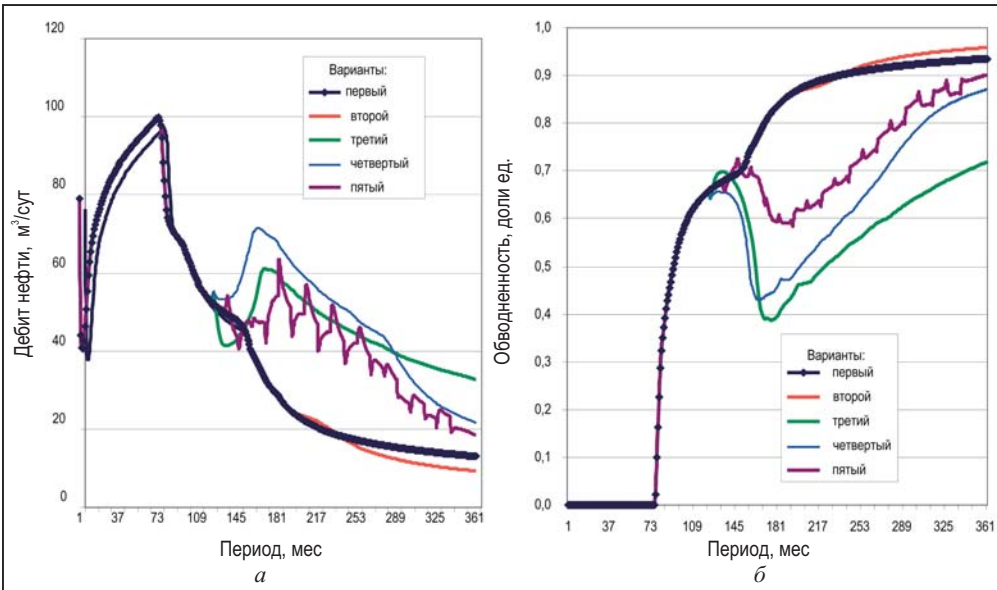


б

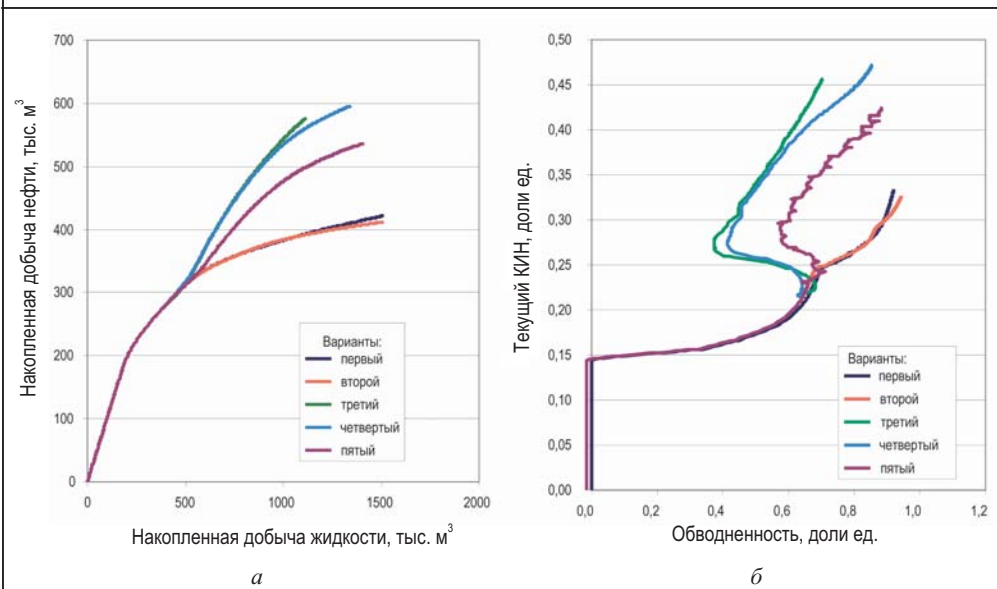
**Рис. 12.** Характеристики вытеснения (а) и зависимости текущего КИН от текущей обводненности добываемой продукции (б) для разных вариантов задачи



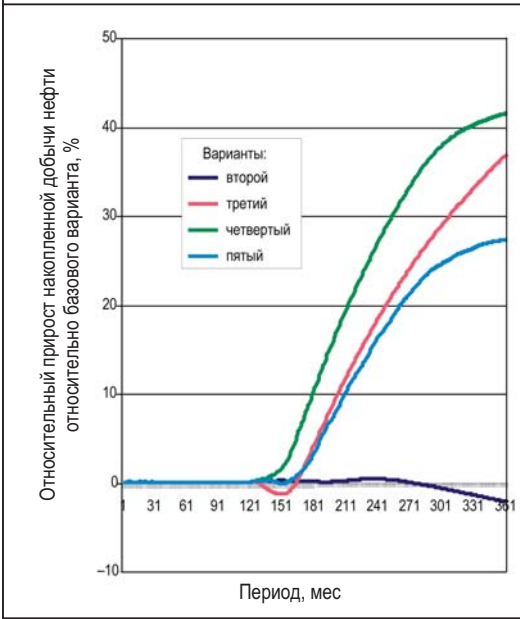
**Рис. 13.** Динамика относительных приростов накопленных отборов нефти по рассмотренным вариантам



**Рис. 14.** Динамика текущих показателей разработки модельной залежи по вариантам: а – дебит нефти; б – обводненности



**Рис. 15.** Характеристики вытеснения (а) и зависимости текущего КИН от текущей обводненности добываемой продукции (б) для разных вариантов задачи при высокой "стартовой" обводненности



**Рис. 16.** Динамика относительных приростов накопленных отборов нефти по рассмотренным вариантам при высокой "стартовой" обводненности

На рис. 3 представлена динамика текущих показателей разработки по третьему варианту. Начало закачки полимера сопровождается уменьшением дебита нефти, что связано со снижением пластового давления в коллекторе. Однако затем происходит плавное возрастание дебита нефти. Полимерное заводнение позволяет увеличить безводный период разработки участка почти в 1,5 раза, а также обеспечивает более высокий дебит нефти в водный период работы скважин. К концу расчетного периода дебит нефти по третьему варианту превышает дебит базового варианта более чем в 2 раза.

Таким образом, применение постоянной закачки полимерного раствора позволило существенно повысить эффективность нефтеизвлечения из залежи высоковязкой нефти с послойно неоднородным по проницаемости коллектором. Однако, как показали расчеты, после заводнения полимерным раствором пространства высокопроницаемого пропластка, эффективность полимерного заводнения снижается, что связано с медленным проникновением вытесняющего агента в низкопроницаемые области резервуара.

**Четвертый вариант.** По истечении двух лет разработки в коллектор залежи начинают закачку полимерного раствора с температурой 90 °С (термополимерное воздействие). Забегая вперед, необходимо отметить, что из всех рассмотренных технологий закачка вязкого горячего агента позволяет получить наибольшую технологическую эффективность. Как и в предыдущем третьем варианте, используется водный раствор полимера с концентрацией 0,15 кг/м<sup>3</sup>. При этом забойное давление нагнетательной скважины увеличивается до 120 атм. Закачка раствора полимера ведется непрерывно, без закачивания оторочек воды.

На рис. 8 представлено поле нефтенасыщенности к концу расчетного периода для четвертого варианта разработки. Сопоставляя рис. 2, 6 и 8, можно отметить, что термополимерное заводнение позволяет достичь более высокой выработки послойно неоднородного по проницаемости коллектора.

На рис. 9 представлены сечения кубов концентрации закачиваемого полимера в коллекторе и пластовой температуры. Хорошо видно, что в основном весь закачанный горячий полимерный раствор сосредоточен в пространстве высокопроницаемого пропластка. При этом гидродинамически изолированные высокопроницаемые слои имеют максимальную пластовую температуру.

На рис. 3 представлена динамика текущих показателей разработки по четвертому варианту. Начало закачки горячего полимерного раствора сопровождается значительным возрастанием дебита нефти. При этом в сравнении с базовым вариантом увеличивается и безводный период эксплуатации участка залежи. Если сравнивать с полимерным заводнением, то термополимерное воздействие позволяет существенно интенсифицировать отборы нефти и дает большие дебиты нефти даже в водный период экс-

плуатации скважин. К концу расчетного периода дебит нефти по четвертому варианту превышает дебит базового варианта в 1,8 раза.

**Пятый вариант.** По истечении двух лет разработки в коллектор залежи начинают поочередную закачку полимерного раствора с температурой 30 °С и горячей воды с температурой 90 °С (комбинированное воздействие). Как и в предыдущих случаях, используется водный раствор полимера с концентрацией 0,15 кг/м<sup>3</sup>. При этом забойное давление нагнетательной скважины увеличивается до 120 атм в период закачки полимерного раствора и снижается до 80 атм в период закачки горячей воды. Продолжительность периода закачки полимерного раствора – 1 год, периода закачки горячей воды – также 1 год.

На рис. 10 представлено поле нефтенасыщенности к концу расчетного периода для пятого варианта разработки.

По характеру выработанности слоев коллектора пятый вариант занимает промежуточное положение между третьим и четвертым вариантами. Так как происходит чередующаяся закачка горячего и холодного агентов, то высокопроницаемые слои имеют более низкую температуру, чем в четвертом варианте.

На рис. 3 представлена динамика текущих показателей разработки по пятому варианту. Чередующаяся закачка агентов с различной вязкостью в режимах работы нагнетательной скважины с разными забойными давлениями приводит к возникновению нестационарных (периодически изменяющихся) полей давления в коллекторе. Такое энергетическое состояние залежи вызывает существенные колебания дебита нефти. В сравнении с базовым вариантом увеличивается безводный период эксплуатации участка залежи. Если сравнивать с термополимерным заводнением, то комбинированное воздействие имеет меньшую технологическую эффективность и может рассматриваться как вариант, позволяющий снизить затраты на закачку полимера и на нагрев воды.

На рис. 11 представлена динамика накопленного расхода полимера для вариантов с полимерным заводнением. Видно, что пятый вариант требует в 2 раза меньше полимера, чем наиболее эффективный четвертый вариант.

#### ***Сопоставление накопленных показателей разработки и сравнение эффективности рассмотренных технологий***

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.

На рис. 12 представлены характеристики вытеснения и зависимости текущего КИН от текущей обводненности добываемой продукции для рассмотренных вариантов.

Представленные на рис. 12 данные показывают, что из рассмотренных вариантов технологии наи-

большой КИН на конец расчетного периода обеспечивает технология закачки вязкого горячего агента (термополимер). К технологии термополимерного воздействия близка по динамике технология полимерного заводнения, но из-за снижения пластового давления полимерное заводнение дает более низкие темпы отбора. Технология чередующейся закачки полимерного раствора и горячей воды занимает третью позицию по своей эффективности. Но надо отметить, что она имеет более низкое качество нефтевытеснения, чем названные выше технологии, т. е. на один и тот же объем отобранной жидкости добывается меньший объем нефти.

Аутсайдером из названных технологий является тепловое воздействие, так как при данном виде технологии за расчетный период отбирается меньший накопленный объем нефти (в сравнении с базовым вариантом) при большем накопленном объеме жидкости.

Сравним динамики накопленных отборов нефти с базовым вариантом. На рис. 13 показана динамика относительных приростов накопленных отборов нефти по рассмотренным вариантам (т. е. величина, равная  $\zeta = 100\% \frac{Q_i^t - Q_b^t}{Q_b^t}$ , где  $Q_i^t$  – текущие накопленные отборы по  $i$ -му варианту;  $Q_b^t$  – текущие накопленные отборы по базовому варианту).

На рис. 13 хорошо видно, что применение теплового воздействия (второй вариант) имеет небольшой эффект только в начальный период применения технологии. По мере заводнения высокопроницаемых слоев и роста обводненности эффективность метода снижается. Применение полимерного заводнения (третий вариант) при положительном конечном эффекте имеет период отрицательной эффективности из-за падения пластового давления. В этом отношении термополимерное воздействие (четвертый вариант) отличается постоянной положительной эффективностью с хорошими темпами отборов запасов нефти. Комбинированная технология (пятый вариант) также обладает положительным технологическим эффектом, при этом постоянное нарастание эффекта отсрочено от начала применения технологии почти на 4 года.

Таким образом, наибольшим технологическим эффектом обладает термополимерное воздействие. Однако вопрос о применении данной технологии необходимо изучить как с экономической точки зрения, так и с учетом технических возможностей предприятия.

**Вторая серия.** Начало применения технологий при высокой "стартовой" обводненности добываемой продукции. Предельный период расчетов устанавливается в 30 лет.

Ранее рассмотрено применение технологий в условиях низкой выработки запасов нефти залежи. Однако хорошо известно, что эффективность технологий сильно зависит от состояния выработанности

запасов нефти. Поэтому ниже рассмотрим применение технологий в условиях высокой "стартовой" обводненности добываемой продукции.

Рассмотренные ниже варианты разработки полностью совпадают с описанными выше, за исключением времени начала применения технологий. Ниже исследуются случаи применения технологий при высокой обводненности добываемой продукции участка. Начало применения технологий – 10-й год разработки участка, когда обводненность достигает 66 %. Расчетный период – 30 лет.

Динамика текущих показателей разработки по вариантам представлена на рис. 14. Хорошо видно, что при повышенной обводненности добываемой продукции эффект от теплового воздействия отсутствует. Кроме того, данная технология приводит к более быстрому росту обводненности добываемой продукции. Зато все технологии, связанные с применением полимерного раствора в качестве вытесняющего агента, имеют ярко выраженный положительный эффект, который заключается в росте дебита нефти и снижении обводненности. При этом наибольший эффект имеет технология с применением термополимера. Для данной технологии характерны наибольший прирост в дебите нефти и значительное снижение обводненности.

На рис. 15 представлена динамика накопленных показателей разработки по рассмотренным вариантам.

Хорошо видно, что наилучшим качеством нефтевытеснения обладает третий вариант – полимерное заводнение, так как для этого варианта характерны наименьшие объемы попутно добываемой воды при сопоставимых с четвертым вариантом объемах накопленной добычи нефти.

Проведем сравнение динамики накопленных отборов нефти с базовым вариантом. На рис. 16 показаны динамики относительных приростов накопленных отборов нефти по рассмотренным вариантам.

Как видно на рис. 16, тепловое воздействие в целом по участку при высокой стартовой обводненности является неэффективным и не рекомендуется к применению. Наибольший прирост в добыче нефти дает применение термополимера. Затем по величине технологического эффекта следует технология полимерного заводнения. Комбинированная технология дает наименьший положительный эффект.

## Выводы

Таким образом, приведем критерии успешности применения технологий при разработке неоднородного по проницаемости коллектора, насыщенного высоковязкой нефтью (таблица).

1. Технологии теплового воздействия (закачка горячей воды) имеют положительный эффект при их применении на неаводненных участках залежей.

2. Технологии полимерного заводнения позволяют существенно снизить объемы попутно добываемой воды и повысить коэффициент извлечения нефти. Но вследствие снижения пластового давле-



**Сопоставление вариантов разработки при разных значениях "стартовой" обводненности**

Варианты	На конец расчетного периода			Накопленная добыча, в долях от базового варианта, отн. ед.		Наличие периода отрицательной эффективности
	КИН, доли ед.	Обводненность, доли ед.	Среднесуточный дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут	нефти	воды	
Стартовая обводненность добываемой продукции $A_2 = 0 \%$						
Первый базовый (заводнение)	0,298	0,90	15,3	1,00	1,00	–
Второй (тепловое воздействие)	0,295	0,94	10,3	0,99	1,04	Есть, в конце
Третий (полимерное заводнение)	0,384	0,62	36,3	1,29	0,27	Есть, долговременный, в начале
Четвертый (термополимер)	0,416	0,81	27,0	1,40	0,54	Нет
Пятый (комбинированный)	0,374	0,81	28,6	1,26	0,54	Нет
Стартовая обводненность добываемой продукции $A_2 = 66 \%$						
Первый базовый (заводнение)	0,334	0,94	10,4	1,00	1,00	–
Второй (тепловое воздействие)	0,326	0,96	6,6	0,98	1,01	Есть, в конце
Третий (полимерное заводнение)	0,457	0,72	30,0	1,37	0,49	Есть, кратковременный, в начале
Четвертый (термополимер)	0,472	0,87	18,9	1,41	0,69	Нет
Пятый (комбинированный)	0,425	0,90	15,8	1,27	0,80	Нет

ния в высокопроницаемых слоях при закачке вязкого агента происходят уменьшение дебитов нефти и снижение темпов отбора запасов нефти. Поэтому данный вид технологии рекомендуется к применению только при полной выработке высокопроницаемых слоев коллектора (т. е. при высокой обводненности добываемой продукции).

3. Технология закачки горячего вязкого агента объединяет положительные свойства рассмотренных выше технологий, позволяя достичь синергетического эффекта. Данная технология 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, механически смешивает положительные и отрицательные особенности первой и второй технологий, а потому не лишена их недостатков. По своей конечной (на конец расчетного периода) эффективности данная технология занимает третье место после термополимерного и полимерного заводнений. Однако в отличие от полимерного заводнения для данной технологии отсутствует период отрицательной эффективности. Если организация термополимерного заводнения невозможна, то рекомендуется применение данной комбинированной технологии до момента полной выработки высокопроницаемых слоев коллектора и значительного

возрастания обводненности добываемой продукции, после чего необходимо перейти к полимерному заводнению.

*ЛИТЕРАТУРА*

1. *Оптимальные условия применения потокоотклоняющих технологий в нагнетательной скважине при разработке частично заводненного пласта / Н.Ф. Гумаров, В.А. Таипова, И.В. Владимиров, Т.Ф. Мананов, В.П. Батрашкин, А.П. Титов // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2007. – № 5. – С. 25–34.*
2. *Комбинированная технология селективной водоизоляции заводненных прослоев коллектора, предусматривающая одновременное воздействие в нагнетательной и добывающей скважинах / В.П. Батрашкин, И.В. Владимиров, А.П. Титов, В.В. Владимиров // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2007. – № 10. – С. 23–27.*
3. *Определение оптимального периода для начала применения постоянного полимерного заводнения / Е.В. Задорожный, В.В. Литвин, С.И. Хазов, И.В. Владимиров // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2012. – № 11. – С. 65–66.*
4. *Исследование эффективности применения большеобъемных оторочек полимерного раствора в зависимости от выработки запасов нефти двухпластовой системы коллекторов / Е.В. Задорожный, В.В. Литвин, С.И. Хазов, И.В. Владимиров // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2012. – № 11. – С. 67–71.*
5. *Владимиров И.В., Дель Торо Фонсека Д.А., Пичугин О.Н. Изучение эффективности применения технологий поли-*

мерного заводнения и водогазового воздействия на залежи высоковязкой нефти с суперколлектором // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2013. – № 11. – С. 17–26.

6. Владимиров И.В., Пичугин О.Н. Исследование процессов неизотермической фильтрации высоковязкой нефти в коллекторе с высокопроницаемыми каналами // Нефте-

промысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2013. – № 11. – С. 26–31.

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

8. Влияние структурно-механических свойств нефти на эффективность изотермического и неизотермического нестационарного заводнения // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2013. – № 11. – С. 6–13.

УДК 622.276.43

## ВЛИЯНИЕ ТИПА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ И ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

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

В работе [1], представленной в данном номере журнала, рассмотрено влияние различных технологий на выработку запасов нефти в целом по модельному участку. При этом в модели присутствовало 2 типа геологического разреза продуктивного пласта: 1) пласт состоит из изолированных пропластков с разной проницаемостью, 2) пласт состоит из гидродинамически связанных пропластков с разной проницаемостью. Рассмотрим, как влияет тип разреза на эффективность рассмотренных технологий. Так же как и в работе [1], сделаем 2 серии задач, отличающихся временем начала применения различных технологий. Детальное описание вариантов разработки участка залежи с применением различных технологий приведено в работе [1]. Здесь же кратко перечислим основные особенности вариантов: вариант 1 – обычное заводнение, вариант 2 – закачка горячей воды с температурой 90 °С, вариант 3 – полимерное заводнение, вариант 4 – закачка полимерного раствора с температурой 90 °С (термополимерное воздействие), вариант 5 – поочередная закачка полимерного раствора с температурой 30 °С и горячей воды с температурой 90 °С (комбинированное воздействие).

Рассмотрим применение указанных выше технологий для случая начала их применения при низкой стартовой обводненности (*первая серия задач*). Для сравнения выделены две добывающие скважины, представляющие первый (скважина WPRD1) и второй (скважина WPRD4) типы разреза продуктивного пласта.

**1-й тип разреза.** На рис. 1 представлена динамика текущих показателей разработки для скважины WPRD1. Так как скважин с таким типом разреза большинство на участке, то динамика текущих показателей скважины в большей мере соответствует динамике текущих показателей участка в целом [1].

Отметим, что эффект от теплового воздействия для данного типа разреза менее выражен, а в конце рассматриваемого периода снижение дебита нефти более существенно, чем для всего участка в целом.

Так же как и для всего участка в целом, наибольшую эффективность имеет технология термополимерного воздействия, а наименьшими отборами воды характеризуется технология полимерного заводнения.

На рис. 2 представлены накопленные показатели разработки скважины первого типа разреза. Хорошо видно, что для данного типа геологического разреза применение теплового воздействия должно быть ограничено по времени периодом заводнения высокопроницаемых пропластков. Далее эффективность технологии снижается ниже базового уровня.

Полимерное воздействие также имеет период отрицательной эффективности. Поэтому для данного типа разреза рекомендуется технология термополимерного воздействия или комбинированная технология, предусматривающая чередующуюся закачку полимерного раствора и горячей воды.

**2-й тип разреза.** Для данного типа разреза характерна гидродинамическая связанность слоев коллектора с разной проницаемостью. На рис. 3 и 4 представлены динамики текущих и накопленных показателей разработки для скважины второго типа разреза WPRD4.

Анализируя приведенные на рис. 3 и 4 кривые, можно отметить следующее. В отличие от скважин первого типа разреза, для данного случая относительный прирост в добыче нефти имеет более скромные размеры. Максимальный эффект достигает 24 % от базового значения для технологии термополимерного воздействия (для первого типа разреза – 45 %).

Технология теплового воздействия сохраняет свою эффективность более продолжительный период, и в отличие от рассмотренного ранее случая эффект от нее остается положительным на конец расчетного периода.

Применение полимерного заводнения характеризуется более продолжительным периодом отрицательной эффективности, что предопределило более низкий конечный эффект, чем для скважин первого типа разреза.