

Повышение эффективности выработки запасов в низкопроницаемых пластах на основе вертикально-латерального заводнения

Н.В. Шупик

соискатель

ShupikNV@tmn.lukoil.com

И.М. Индрупский

д.т.н., зав. лабораторией

i-ind@ipng.ru

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН),
Москва, Россия

В данной работе на примере типового участка исследуется возможность повышения эффективности разработки залежей нефти в неоднородных коллекторах юрских отложений Западной Сибири с применением методических и технологических решений по опережающему и вертикально-латеральному заводнению, обоснованных в рамках концепции эффективного порового пространства (ЭПП) [1, 2]. В качестве инструмента для оценки эффективности предлагаемых решений используется секторная геолого-гидродинамическая модель реального объекта с учетом сложившейся системы разработки. Выбор данного объекта определяется типичностью его параметров и технологических решений, реализуемых недропользователем, для аналогичных объектов на других месторождениях, вводимых в разработку в последние годы.

Материалы и методы

Гидродинамические расчеты проведены в программном комплексе RFD tNavigator с целью более корректного моделирования динамики фильтрационных процессов при наличии массовых трещин ГРП.

Ключевые слова

вертикально-латеральное заводнение, многостадийный гидроразрыв, низкопроницаемый коллектор, трудноизвлекаемые запасы, горизонтальные нагнетательные скважины, интенсивные системы разработки, доизвлечение остаточных запасов, опережающее заводнение

Описание объекта и модели

Участок моделирования представлен юрскими отложениями Западно-Сибирской низменности. Расположен в зоне понижения структурных поверхностей. Фильтрационно-емкостные свойства неоднородные и характеризуются значениями эффективной проницаемости от 4 мД у кровли коллектора, переходя в глину к подошве. Начальная нефтенасыщенность в долях эффективной пористости около 0,8 д. ед. у кровли и снижается до уровня остаточной нефтенасыщенности к подошве. Участок пласта практически монолитный. Свойства пластовых флюидов (PVT-свойства) в модели заданы в соответствии с утвержденными для объекта параметрами. В таб. 1 приведены основные физико-химические свойства пласта и флюидов.

Поскольку в качестве технологических решений на объекте применяются наклонно-направленные скважины (ННС) с трещинами гидроразрыва пласта (ГРП) и горизонтальные скважины (ГС) с многозонным гидроразрывом пласта (МГРП), отдельное внимание уделено корректному моделированию динамики фильтрационных процессов при наличии трещин ГРП. Использован реализованный в tNavigator подход, при котором трещина ГРП моделируется путем создания сети виртуальных перфораций в ячейках сетки, через которые проходит трещина. Данный подход позволяет адекватно моделировать приток флюидов в скважину с ГРП, а также влияние трещины на течение флюидов в пласте и успешно используется при большом количестве трещин ГРП на объекте разработки [3]. Метод может эффективно применяться как для вертикальных, так и для горизонтальных скважин с многостадийным ГРП [4].

Число, положение и ориентация трещин ГРП задавались по фактическим данным. На ГС с МГРП реализовано, в среднем по 3–4

стадии в зависимости от длины ствола. По нагнетательным и добывающим ННС также проведены операции ГРП. Параметры трещин по всем скважинам взяты одинаковые, соответствующие осредненным оценкам по фактическим данным: ширина — 4 мм, полудлина — 80 м, модель трещины бесконечной проводимости. Время затухания эффекта от ГРП для ГС с МГРП — 2 года, для добывающих ННС — 3 года, для нагнетательных ННС — без затухания.

Моделирование ввода скважин соответствует проектным решениям по объекту (рис. 1а). Они предусматривают обращенную девятиточечную систему размещения скважин с центральной нагнетательной наклонно-направленной скважиной в центре квадрата и заменой двух наклонно-направленных в рядах добывающих скважин на горизонтальную добывающую скважину с МГРП со смещением. Всего на участке 46 добывающих скважин, вводимых в эксплуатацию с гидравлическим разрывом, из которых 21 ГС с МГРП, остальные — ННС с ГРП. Также реализуется ввод 20 ННС с ГРП, из них 7 — в отработке на нефть от 1 до 7 месяцев. Ввод скважин на участке осуществлялся постепенно в течение года.

Фактические входные дебиты по нефти ННС с ГРП около 30–40 т/сут, ГС с МГРП — 90–140 т/сут. Недостаточная эффективность системы поддержания пластового давления (ППД) сказывается на быстром падении дебитов скважин. В течение квартала с момента ввода дебит снижается и достигает для ННС с ГРП 20–25 т/сут (падение на 30%), по ГС с МГРП — 40–70 т/сут (падение на 45%). Участок характеризуется недонасыщенным по нефти коллектором без подошвенной воды, входная обводненность добывающих ННС с ГРП составляет 18–30 %, добывающих ГС с МГРП — 30–45%. Существенных изменений

Параметр	Значение
Пластовая температура, °С	96
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	835
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	759
Среднее давление насыщения, Бар	103
Газосодержание, м ³ /т	84
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1.205
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1015
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	986
Коэффициент сжимаемости воды, 1/ГПа	0.489
Начальное пластовое давление, Бар	260
Эффективная проницаемость, мД (средняя/мин.-макс.)	2.5/0-24
Средняя эффективная пористость, д. ед. (средняя/мин.-макс.)	0.12/0.06-0.18
Средняя начальная нефтенасыщенность (в долях эффективной пористости), д. ед. (средняя/мин.-макс.)	0.76/0.40-0.86

Таб. 1 — Основные физико-химические свойства флюидов и пласта ЮВ₁

обводненности продукции до прорыва нагнетаемой воды не наблюдается.

Сопоставление латерального и вертикально-латерального заводнения

Проблема недостаточной эффективности ППД при интенсивных системах разработки залежей с низкопроницаемым коллектором проанализирована в работе [5] для условий, аналогичных рассматриваемому объекту. Показано, что положительного эффекта можно достигнуть за счет опережающего ввода нагнетательных скважин, однако его продолжительность не превышает 1–1,5 года. Более существенных результатов можно достичь за счет принципиального изменения системы ППД как для повышения степени компенсации отборов, так и увеличения охвата пласта заводнением. Соответствующие вопросы являются предметом рассмотрения данной статьи.

Гидродинамическая модель описанного участка предварительно адаптирована к истории разработки за первые 1,5 года (до 2011 г.). Дальнейшее моделирование за прошедший период и далее на 50 лет выполнено в прогнозном режиме. Это позволило оценить возможный эффект от сопоставляемых технологических решений по модернизации системы ППД при их своевременной реализации. Рассчитан базовый вариант, соответствующий принятой в настоящее время системе разработки (рис. 1а), а также серия альтернативных вариантов с учетом комплекса методических и технологических решений согласно концепции ЭПП [1].

Базовый вариант предполагает реализацию утвержденной схемы традиционного латерального заводнения (ЛЗ) с размещением скважин по сетке, показанной на рис. 1а. Эксплуатация скважин осуществляется при заданных забойных давлениях соответствующих последним расчетным данным после адаптации на период около 50 лет без выбытия скважин. Адаптация истории разработки

выполнена в виде прогнозного варианта с граничными условиями на скважинах по забойным давлениям.

Альтернативные варианты предполагают реализацию **вертикально-латерального заводнения (ВЛЗ)** [1]. Основной альтернативный вариант отличается от базового дополнительным вводом горизонтальных нагнетательных скважин вблизи подошвы пласта с мощным нижележащим глинистым экраном. В отличие от классической схемы ВЛЗ [1, 2], стволы нагнетательных ГС проводятся в ортогональном направлении к добывающим ГС (рис. 1б, 2). Такая особенность связана с наличием на добывающих ГС трещин МГРП, ориентированных перпендикулярно стволам, в направлении максимального латерального стресса (горного напряжения). Таким образом:

- ориентация нагнетательных ГС параллельна трещинам МГРП в добывающих ГС;
- сохраняются нагнетательные ННС с ГРП, наследованные от базового варианта.

То есть, альтернативный вариант позволяет оценить, в какой мере расположенные у подошвы пласта нагнетательные ГС могут обеспечить вертикально-латеральный характер вытеснения нефти при наличии фонда добывающих ГС с МГРП и нагнетательных ННС с ГРП. Тем самым, исследуется возможность организации ВЛЗ в низкопроницаемых залежах, эксплуатируемых скважинами с ГРП и МГРП.

В альтернативном варианте ввод нагнетательных ГС осуществляется постепенно в 2011 г., в соответствии с бурением близлежащих добывающих скважин.

Рис. 3 демонстрирует различие в динамике выработки запасов нефти по базовому варианту с ЛЗ и варианту с ВЛЗ. Здесь показано распределение подвижных запасов нефти через 10 лет разработки по результатам моделирования. Как видно из рис. 4, примерно за 10–15 лет выработывается основная часть запасов, затем темпы выработки снижаются. Через 10 лет накопленная

добыча нефти по участку в базовом варианте составила 3522,7 тыс. м³, а в варианте с ВЛЗ ОЗ — 4223,06 тыс. м³, относительный прирост — 17%. В среднем бурение одной дополнительной нагнетательной ГС за 10 лет обеспечивает доп. добычу нефти около 40 тыс. т, что превышает уровень рентабельности.

Из рис. 3 видно, что при ВЛЗ подвижные запасы нефти вытесняются в области дренирования добывающих ГС с МГРП и далее могут быть эффективно извлечены добывающими скважинами. Напротив, в базовом варианте при латеральном вытеснении остаются невовлеченными запасы между добывающими ГС с МГРП, то есть дорогостоящие скважины не могут реализовать свой потенциал. Динамика выработки подвижных запасов, представленная в форме геологостатистического разреза (рис. 5), также показывает более высокую эффективность ВЛЗ, особенно в начальный период разработки. Это важно с точки зрения технико-экономических показателей проекта. Тем не менее, из рис. 4 и 5, видно, что преимущества ВЛЗ в выработке запасов сохраняются и к концу основного периода разработки, то есть положительно сказываются на конечной нефтеотдаче.

Рис. 6–7 показывают, что вариант с ВЛЗ обеспечивает более эффективное ППД, что естественно сказывается на некотором увеличении темпов обводнения в относительно монолитном пласте при добывающих скважинах с ГРП. Тем не менее, прирост темпов обводнения относительно невелик, что отражается в положительном интегральном влиянии ВЛЗ на добычу нефти.

С другой стороны, за пределами 10-летнего периода пластовое давление в варианте ВЛЗ возрастает выше начального (рис. 7), что ускоряет темпы обводнения и приводит к постепенному снижению эффекта от ВЛЗ (рис. 4). Следовательно, оптимизация режимов работы нагнетательных скважин

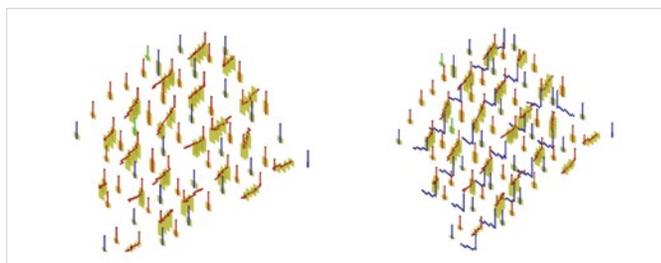


Рис. 1 — Схемы расположения скважин для систем разработки с различными типами заводнения: а) латеральное заводнение (базовый вариант); б) вертикально-латеральное заводнение

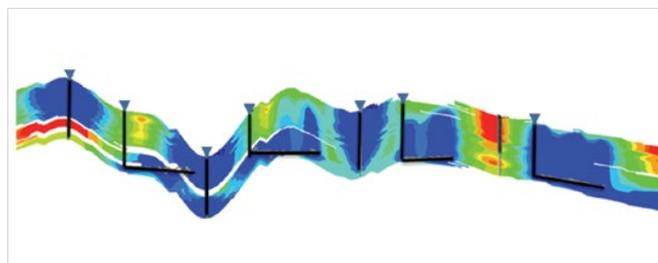


Рис. 2 — Комбинирование нагнетательных ННС и ГС в варианте ВЛЗ. Цветом показаны подвижные запасы нефти в профильном разрезе вдоль нагнетательного ряда на 5 год разработки

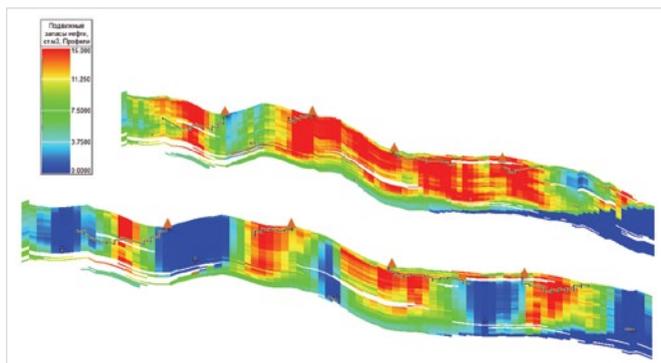


Рис. 3 — Профильный разрез с распределением подвижных запасов нефти по ячейкам модели через десять лет разработки по базовому варианту (а) и варианту с ВЛЗ (б)

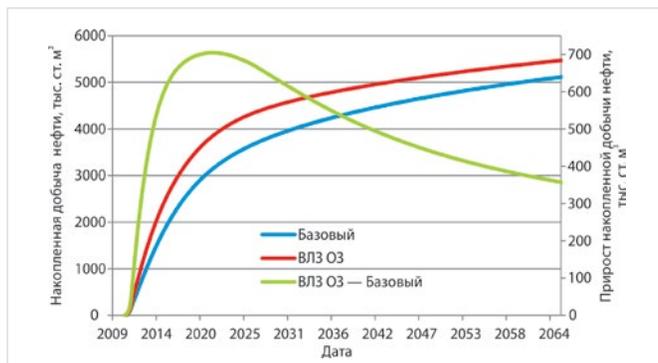


Рис. 4 — Динамика накопленной добычи нефти по базовому варианту и варианту с ВЛЗ, а также динамика прироста накопленной добычи от реализации ВЛЗ

позволит дополнительно улучшить показатели по альтернативному варианту.

Оценка индивидуального влияния факторов

Проведенный сопоставительный анализ вариантов с ЛЗ и ВЛЗ позволяет выделить несколько важных факторов, требующих отдельной оценки.

- Целесообразно оценить возможный эффект от интенсификации ППД без перехода к ВЛЗ.
- Рис. 7 показывает, что даже по варианту с ВЛЗ ОЗ в первые годы наблюдается снижение пластового давления из-за медленной передачи воздействия от зон нагнетания к зонам отбора. Следовательно, целесообразно оценить возможный эффект от опережающего заводнения (ОЗ) [5].
- Учитывая наличие МГРП на добывающем фонде ГС, альтернативная схема ВЛЗ может основываться на размещении нагнетательных ГС у кровли пласта. В этом случае закачка будет осуществляться не в низко-, а в высокопроницаемые интервалы.
- Известно, что тонкие глинистые прослои в разрезе пласта могут размываться в процессе заводнения, приводя к интенсификации вертикальных перетоков. Влияние этого эффекта на показатели разработки при ВЛЗ также требуют отдельной оценки.

Перечисленные факторы исследованы на основе сопоставления результатов расчетов для следующих вариантов на период 5 лет.

1. Описанный выше базовый вариант (ЛЗ).
2. Вариант 1 с интенсификацией ППД нагнетательными ННС.
3. Описанный выше вариант ВЛЗ, нагнетательные ГС размещены у подошвы пласта.
4. Вариант 3 с ОЗ по нагнетательным ННС и ГС.

5. Вариант 4 с учетом эффекта размывания малочисленных тонких глинистых прослоев (на основе опции автовыклинивания).

6. Вариант 3, но нагнетательные ГС размещаются у кровли пласта.

На рис. 8 представлена сравнительная характеристика вариантов по динамике накопленной добычи нефти (прирост по сравнению с базовым вариантом приведен в скобках после номера варианта в легенде).

В варианте 2 интенсификация закачки производилась с приближением к уровню, аналогичному вариантам с ВЛЗ, но с использованием только наклонно-направленных нагнетательных скважин, чего полностью достичь не удается. Результаты расчетов показали, что для монолитных низкопроницаемых объектов с небольшими толщинами накопленная добыча нефти за первые пять лет возрастает с увеличением интенсивности ППД вне зависимости от типа системы заводнения.

Тем не менее, по мере роста степени компенсации отборов закачка воды при ЛЗ становится неэффективной, способствует опережающему продвижению воды вдоль направления ГРП, формированию избыточных геомеханических напряжений с дальнейшим развитием трещин и усилению неравномерности выработки запасов. В результате, в сравнении с аналогичным по интенсивности закачки вариантом ВЛЗ (вариант 3), различие в динамике накопленной добычи нефти начинает проявляться уже за пределы двухлетнего периода. В целом за 5 лет ВЛЗ обеспечивает существенную прибавку в накопленной добыче нефти — 28,8% по сравнению с базовым вариантом и более 16% по сравнению с вариантом 2.

Дополнительно применение опережающего заводнения исследуется в варианте 4.

Здесь нагнетательные горизонтальные скважины вводятся на 6 месяцев раньше начала добычи из элемента разработки, а по нагнетательным наклонно-направленным скважинам фактический период отработки на добычу жидкости заменяется нагнетанием и добавляется 3 месяца нагнетания дополнительно. Результаты расчетов по варианту 4 показывают, что применение ОЗ также приводит к некоторому увеличению накопленной добычи нефти, особенно в первые 1–2 года.

Эффективность ВЛЗ существенно зависит от интенсивности вертикальных обменных процессов, контролируемых слабопроницаемыми глинистыми и плотными прослоями в разрезе пласта [1, 6, 7]. Оценка их параметров представляет сложную задачу и требует проведения специализированных промысловых исследований [1]. Влияние неопределенности вертикальной сообщаемости пласта за счет эффекта размывания тонких прослоев глини оценено в варианте 5 с применением опции автоматического выклинивания небольшого количества тонких слабопроницаемых прослоев. С ростом интегральной проницаемости разреза по вертикали показатели ВЛЗ в низкопроницаемом разрезе дополнительно улучшаются.

Вариант 6 предполагает реализацию ВЛЗ с ОЗ, но при расположении нагнетательных ГС вблизи кровли пласта, в интервале с улучшенными фильтрационными свойствами. В рассматриваемом случае монолитного низкопроницаемого разреза с ухудшением свойств в направлении подошвы и при эксплуатации добывающих скважин с ГРП/МГРП, размещение нагнетательных стволов в прикровельных зонах положительно сказывается на показателях разработки. Таким образом, оптимизация параметров ВЛЗ

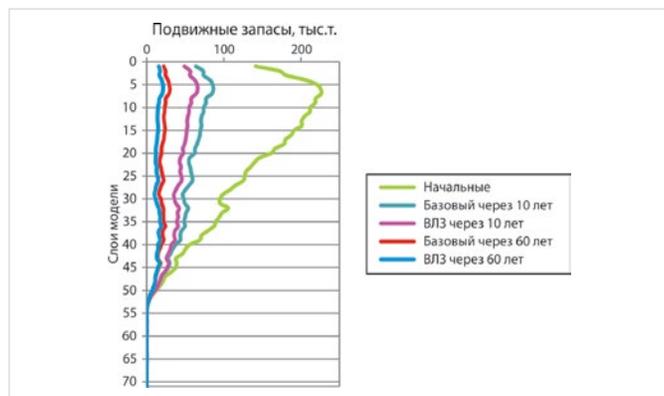


Рис. 5 — Сравнительная характеристика выработки подвижных запасов по слоям модели по базовому варианту и варианту с ВЛЗ

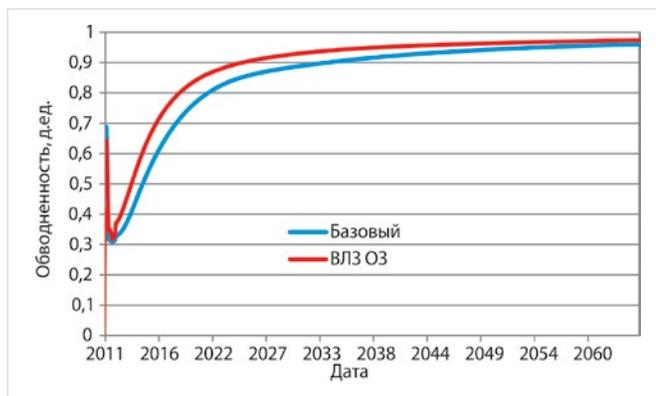


Рис. 6 — Динамика интегральной обводненности продукции в сопоставляемых вариантах

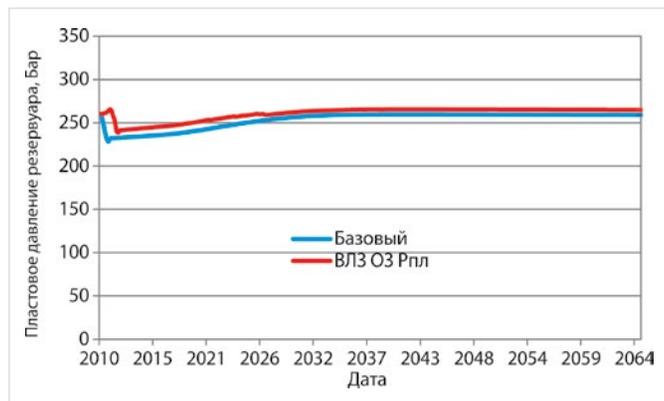


Рис. 7 — Изменение среднего пластового давления во времени по базовому варианту и варианту с ВЛЗ

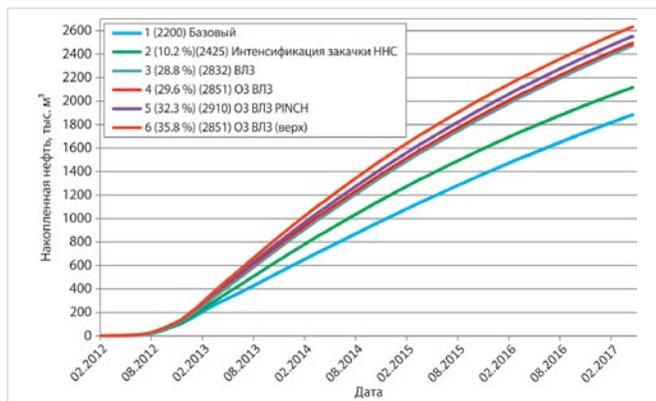


Рис. 8 — Динамика накопленной добычи нефти по вариантам

позволяет дополнительно улучшить условия ППД и выработки запасов в конкретных геолого-промысловых данных.

Итоги

Выполненное моделирование позволило получить важные результаты.

Установлена эффективность применения ВЛЗ в монолитных низкопроницаемых пластах небольшой толщины с интенсивными системами разработки на основе ГРП и МГРП. ВЛЗ на основе нагнетательных ГС одновременно решает задачи обеспечения более высокой степени компенсации отборов и повышения охвата пласта заводнением, тогда как в случае традиционных систем поддержания пластового давления указанные две задачи оказываются взаимно противоречивыми.

Выводы

Применение ВЛЗ оправданно в монолитных низкопроницаемых пластах небольшой толщины с интенсивными системами

разработки на основе ГРП и МГРП. Оптимизация параметров ВЛЗ, в т.ч. по размещению ГС в разрезе пласта, а также в комбинации с ОЗ, позволяет дополнительно улучшить показатели разработки низкопроницаемых объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Список литературы

1. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. 484 с.
2. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. Инновации в разработке месторождений нефти и газа // Вестник РАН. 2012. Том 82. №5. С. 425–431
3. Bogachev K., Shelkov V. A New Approach in Modeling Hydraulic Fractures and Auto Fractures at Injectors in Full-field Models // 138071-RU SPE Conference Paper – 2010.
4. Bogachev K., Shelkov V., Zhabitskiy Y.,

Eyidinov D., Robinson T. A New Approach to Numerical Simulation of Fluid Flow in Fractured Shale Gas Reservoirs // 147021-MS SPE Conference Paper – 2011.

5. Индрупский И.М., Шупик Н.В., Закиров С.Н. Повышение эффективности поддержания пластового давления на основе опережающего заводнения // Технологии нефти и газа. 2013. №3. С. 49–55.
6. Черемисин Н.А., Рзаев И.А., Алексеев Д.А. Влияние пространственной связности и фильтрационно-емкостных свойств неколлекторов и глин на разработку месторождений // Нефтяное хозяйство. 2015. № 11. С. 32–35.
7. Александров А.А., Габдраупов О.Д., Девяткова С.Г., Сонич В.П. Петрофизическая основа и оценка влияния глинистых пород, пластов и экранов на показатели разработки залежей // Нефтяное хозяйство. 2016. №2. С. 38–43.

Improving oil recovery from inhomogeneous low-permeable reservoirs by vertical-lateral waterflooding

Authors:

Natalia V. Shupik — applicant; ShupikNV@tmn.lukoil.com

Ilya M. Indrupskiy — Sc.D., head of laboratory; i-ind@ipng.ru

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences (OGRI RAS), Moscow, Russian Federation

Abstract

By the example of typical area, in this work analyzed possibility of effectiveness increase of oil pool development in inhomogeneous reservoirs in Jurassic Formation of Western Siberia with use of methodological and technological solutions on advance and vertical-lateral waterflooding, well-grounded within the framework of effective pore space conception [1, 2].

A sector reservoir geological and flow model of the real object with the existing development system is used as a tool to evaluate the efficiency of the examined solutions. The reason for the choice of this object is typicalness of its parameters and technological solutions, executed by subsurface user, for analogous objects on other fields, put into development in the recent years.

Materials and methods

Flow simulations were performed in the RFD tNavigator software for proper modeling of flow dynamics in the presence of massive hydraulic fracturing.

Results

The performed simulations allow to obtain some important results. The efficiency is established of vertical-lateral waterflooding in monolithic low-permeable reservoirs of small thickness with intensive development systems based on hydraulic fracturing and multi-stage hydraulic fracturing.

Vertical-lateral waterflooding based on horizontal injection wells simultaneously solves both the problems of providing a higher level of pressure maintenance and increasing the sweep efficiency. On the contrary, for the traditional flooding systems the two problems are contradictory.

Conclusions

Vertical-lateral waterflooding is reasonable in monolithic low-permeable reservoirs of small thickness with intensive development systems based on hydraulic fracturing and multi-stage hydraulic fracturing.

Optimization of vertical-lateral waterflooding parameters, including location of horizontal wells in reservoir cross-section, as well as its combination with preliminary waterflooding, results in additional improvement of production dynamics for low-permeable reservoirs with hard-to-recover oil.

Keywords

vertical-lateral waterflooding, multi-stage hydraulic fracturing, low-permeable reservoir, hard-to-recover oil, horizontal injectors, intensive development systems, additional oil recovery, advance waterflooding

References

1. Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. i dr. *Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza. Chast' 2* [New principles and technologies of oil and gas fields' development. Part 2]. Moscow-Izhevsk: Institute of computer researches, 2009, 484 p.
2. Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M. *Innovatsii v razrabotke mestorozhdeniy nefi i gaza* [Innovations in oil and gas fields' development]. *Vestnik RAN*, 2012, Vol. 82, issue 5, pp. 425–431.
3. Bogachev K., Shelkov V. A New Approach in Modeling Hydraulic Fractures and Auto Fractures at Injectors in Full-field Models. 138071-RU SPE Conference Paper – 2010.
4. Bogachev K., Shelkov V., Zhabitskiy Y., Eyidinov D., Robinson T. A New Approach to Numerical Simulation of Fluid Flow in Fractured Shale Gas Reservoirs. 147021-MS SPE Conference Paper – 2011.
5. Indrupskiy I.M., Shupik N.V., Zakirov S.N. *Povyshenie effektivnosti podderzhaniya plastovogo davleniya na osnove operezhayushchego zavodneniya* [Improving pressure maintenance by advance waterflooding]. *Oil and gas technologies*, 2013, issue 3, pp. 49–55.
6. Cheremisin N.A., Rzaev I.A., Alekseev D.A. *Vliyaniye prostranstvennoy svyaznosti i fil'tratsionno-embkostnykh svoystv nekollektorov i glin na razrabotku mestorozhdeniy* [Impact of clay spatial coherence and filtration-capacitive properties on field development]. *Oil industry*, 2015, issue 11, pp. 32–35.
7. Aleksandrov A.A., Gabdraupov O.D., Devyatкова S.G., Sonich V.P. *Petrofizicheskaya osnova i otsenka vliyaniya glinistykh porod, plastov i ekranov na pokazateli razrabotki zalezhey* [Petrophysical basis and assessment of the influence of argillaceous rock of formation and sieves on the formation development parameters]. *Oil industry*, 2016, issue 2, pp. 38–43.