

Влияние капиллярных концевых эффектов на работу скважин различного типа в недонасыщенных коллекторах

Н.В. Шупик

аспирант¹

Scann500@gmail.com

¹Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН), Москва, Россия

В статье сделана попытка анализа наблюдаемых особенностей эксплуатации скважин различного типа в низкопроницаемых недонасыщенных нефтяных пластах Западной Сибири на основе гидродинамического моделирования с учетом капиллярного концевого эффекта. Для этого предложен специальный подход к учёту взаимодействия «пласт - ствол скважины / трещина ГРП».

Материалы и методы

Моделирование в коммерческом симуляторе со специальной корректировкой формулы притока.

Ключевые слова

капиллярный концевой эффект, многостадийный гидроразрыв, низкопроницаемый коллектор, недонасыщенный коллектор, нестационарные процессы, стабилизированная зона

Проведение массовых математических экспериментов в коммерческих программах-симуляторах обеспечивает возможность обоснования новых технологий извлечения нефти и газа, регулирования процессов разработки с учетом геолого-физических особенностей конкретных залежей углеводородов и без существенной схематизации пластовых процессов. Вместе с тем, в процессе мониторинга разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами инженеры-разработчики как в России, так и за рубежом нередко сталкиваются с ограничениями общепринятых подходов к моделированию. В частности, эта ситуация характерна и для залежей в низкопроницаемых неоднородных терригенных коллекторах Западной Сибири. В результате ряд эффектов, сопровождающих эксплуатацию реальных скважин, не удается адекватно описать в рамках применяемых моделей, что ограничивает возможность их применения для детального описания пластовых процессов.

Одним из таких явлений оказывается капиллярный концевой эффект при работе скважин различного типа в условиях низкопроницаемого неоднородного пласта. Его учет, согласно классическим представлениям, считается значимым только для процессов на лабораторном масштабе при исследовании ядерного материала [1]. Однако дальнейшее изучение показало его важность для описания фильтрационных процессов в линзовидных и слоистых коллекторах [2], недонасыщенных пластах [3], характерных для сложного терригенного разреза ачимовских толщ и глубокозалегающих юрских отложений Западной Сибири.

На ряде эксплуатируемых объектов указанного типа наблюдается существенная начальная обводненность скважин в зонах недонасыщения, причем ее характерная величина и динамика зависят от типа скважины — наклонно-направленная скважина (ННС), ННС с трещиной гидроразрыва (ННС с ГРП) или горизонтальная с многостадийным ГРП (ГС с МГРП), но не связаны с обводнением подошвенной или закачиваемой водой. Представляет интерес моделирование и теоретическое исследование указанного явления с учетом капиллярного концевого эффекта для оценки его влияния на технологические параметры работы скважин различного типа.

Моделирование капиллярных эффектов при работе скважин

В последние годы в активную разработку вводится все больше залежей с низкопроницаемыми коллекторами и значительными запасами нефти в зонах непередельного насыщения. При размещении скважин в таких зонах обычное предположение о несущественном влиянии капиллярных эффектов на приток пластовых флюидов оказывается неприменимым, так как величины капиллярных

давлений могут достигать единиц атмосфер при значительных их пространственных градиентах [4].

Современные коммерческие симуляторы разработки месторождений нефти и газа, основанные на моделях многофазной фильтрации, позволяют явным образом учитывать капиллярные эффекты на границах сеточных блоков через учет различия давлений в фильтрующихся фазах. Использование опции гистерезиса капиллярного давления дает возможность различать процессы дренирования, влияющие на формирование начального насыщения залежей, и пропитки, играющие ключевую роль при их разработке.

В то же время, реализация работы скважин в программах-симуляторах имеет специфические особенности. Интенсивность притока в скважину или закачки в пласт компонентов рассчитывается с использованием так называемых формул притока, типичный вид которых можно представить следующим выражением [5]:

$$Q_i^l = \sum_{\alpha} T_{wi} M_{i,\alpha}^l (P_i - P_{wi}) \quad (1)$$

где Q_i^l — интенсивность притока/закачки компонента l в ячейке i , вскрытой скважиной; T_{wi} — коэффициент сообщаемости "скважина-пласт" в ячейке i , зависящий от проницаемости блока, его геометрии и параметров вскрытия скважиной; $M_{i,\alpha}^l$ — подвижность компонента l в потоке фазы α в ячейке i , пропорциональная относительной фазовой проницаемости (ОФП) фазы α и ее плотности (или обратно пропорциональная ее объемному коэффициенту), концентрации компонента l в фазе α и обратно пропорциональная вязкости фазы α ; P_i — пластовое давление в сеточном блоке i , P_{wi} — давление на стенке скважины в блоке i .

Специфика записи формулы притока в виде (1) состоит в том, что давление в сеточном блоке P_i принимается одинаковым для всех фаз — обычно равным давлению в нефтяной фазе, принимаемому в качестве одной из основных переменных при решении уравнений. То есть, капиллярное давление в формуле (1) не учитывается. Как следствие, отсутствует возможность непосредственного учета влияния капиллярных явлений, например, капиллярного концевого эффекта на приток к скважине.

В данной статье предлагается способ учета капиллярных эффектов при моделировании притока к скважине с использованием стандартных программ-симуляторов. А также исследуется их влияние на режимы работы скважин различного типа в недонасыщенных по нефти зонах низкопроницаемых пластов.

Далее последовательно приводятся:

- особенности метода моделирования и описание технических характеристик и специфики параметризации серии созданных гидродинамических моделей;
- сравнительная характеристика расчетных вариантов;

- результаты исследования влияния капиллярного концевое эффекта на обводненность скважин различного типа и откликов на сопоставимые динамические изменения технологических режимов;
- результаты исследования влияния зоны проникновения фильтра технологических жидкостей, гистерезиса капиллярного давления и наличия прослоев с ухудшенными свойствами в разрезе пласта на технологические показатели работы скважин различного типа;
- общие выводы.

Описание метода моделирования и параметры моделей

Для проведенных численных экспериментов были использованы три типа расчетных областей (моделей), соответствующих трем рассматриваемым типам скважин: ННС, ННС с ГРП (характерны для рассматриваемых объектов) и ГС с МГРП — наиболее интенсивный тип по темпам извлечения продукции и площади дренирования. Для ГС с МГРП для моделирования выбран случай трех поперечных трещин, отражающий основные особенности данного типа скважин, хотя в настоящее время имеется немало скважин в Западной Сибири с реализацией 4–5 стадий (трещин) МГРП и единичные случаи реализации около 10 стадий МГРП, а за рубежом и по несколько десятков. Также аналогично могут моделироваться варианты разветвленных скважин с многозонными гидроразрывами.

Для расчета притока к скважине с учетом капиллярных эффектов использованы секторные модели типа «black oil» (нелетучей нефти). Расчеты проведены в симуляторе tNavigator компании RFD.

Расчетная область в плане представляет собой квадрат со стороной от 1 до 3 км (в разных вариантах), толщина пласта — 6 м. Тип сетки — ортогональный. Шаг сетки по вертикали постоянный и составляет 24 см. По латерали сетка имеет неравномерный шаг, пропорционально возрастающий от центра по обеим горизонтальным осям до

максимального значения 50 м (так называемая сетка тартан, ее рисунок напоминает ткань шотландку; данный вид сетки позволяет моделировать трещины ГРП явно без погрешностей и проблем со сходимостью, свойственных использованию локальных изменений). При этом центральная ячейка имеет размеры 0,156×0,156 м, что по периметру соответствует окружности радиусом 0,1 м, и играет роль псевдоскважины. То есть, соответствующий столбик ячеек модели рассматривается в качестве ствола скважины со специальным заданием значений свойств «пласта» в ячейках. В случае рассмотрения ННС с ГРП трещина также моделируется заданием специальных свойств для заданного интервала центрального ряда тонких ячеек, соответствующего по протяженности трещине.

Для ГС с МГРП сетка в целом строится аналогично, с той разницей, что сгущение сетки осуществляется как в районе горизонтального ствола, так и каждой из поперечных трещин ГРП. Ствол горизонтальной скважины расположен в двенадцатом слое, что соответствует середине толщины пласта, его длина ствола составляет 260 м, расстояние между поперечными трещинами 80 м, параметры каждой трещины аналогичны случаю наклонно-направленной скважины с ГРП. Каркас расчетной сетки показан на рис. 1а.

Моделирование работы скважины осуществляется следующим образом. Стандартными средствами симулятора задается скважина и интервал перфорации, вскрывающий столбик ячеек псевдоскважины (для ГС с МГРП — «строку» ячеек). При этом обычная скважина имеет заведомо завышенный коэффициент сообщаемости со вскрытыми ячейками и играет только роль источника/стока. Взаимодействие с пластом происходит через псевдоскважину. Степень сообщаемости псевдоскважины с пластом (аналог скин-эффекта) регулируется проницаемостью ячеек псевдоскважины в направлении, перпендикулярном «стволу», а распределение давления по «стволу» — их проницаемостью вдоль «ствола». В качестве забойного

давления принимается давление в выбранной ячейке псевдоскважины. В случае ННС с ГРП или ГС с МГРП свойства ячеек, моделирующих трещину, задаются из условия получения эквивалентного порового объема и гидропроводности вдоль и поперек трещины с учетом типичных параметров трещины и соотношения ее раскрытости с шириной соответствующих ячеек модели.

Основные параметры коллектора и пластовых флюидов для случая однородного по разрезу пласта представлены в таб. 1. Отдельно исследовалось влияние наличия в разрезе пропластков с ухудшенными, по сравнению с основным массивом, фильтрационно-емкостными свойствами (рис. 1б).

Ключевой особенностью использованных моделей является возможность моделирования капиллярных эффектов на границе «пласт-скважина». Для этого таблицы капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей (ОФП) заданы различными для двух регионов (для трех в случае слоистого пласта).

Первый регион соответствует ячейкам основного массива коллектора и характеризуется параметрами, принятыми по аналогии с некоторыми низкопроницаемыми недонасыщенными залежами Западной Сибири. Учитывается гистерезис капиллярного давления.

Второй регион присутствует в расчетах для случая слоисто-неоднородного пласта и определяет свойства ухудшенных (сильно глинизированных) прослоев. Для них заданы следующие значения параметров: эффективная пористость — 0,09 д.ед., проницаемость — 0,5 мД. Кривая капиллярного давления масштабирована, по сравнению с основным массивом, пропорционально квадратному корню из значения проницаемости.

Кривые ОФП и капиллярного давления для первого и второго регионов показаны на рис. 2 и 3 (нормировка в эффективном поровом пространстве — ЭПП [6]).

Третий регион отвечает псевдоскважине и трещинам ГРП. В данном регионе капиллярное давление считается пренебрежимо

Параметр	Значение
Пластовая температура, °С	96
Глубина пласта от устья скважины, м	2950
Начальное пластовое давление, бар (10^{-1} МПа)	260
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	839
Начальная плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	759
Среднее давление насыщения нефти газом, бар	103
Газосодержание, м ³ /т	84
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,205
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1015
Начальная плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	986
Эффективная проницаемость, миллдарси ($0,987 \cdot 10^{-15}$ м ²)	4,7
Средняя эффективная пористость, %	10,1
Средняя начальная нефтенасыщенность в долях эффективной пористости (средняя/мин.-макс.), %	88/84-90
Остаточная нефтенасыщенность в долях открытой/эффективной пористости, %	37,8/65,3
Полудлина трещины ГРП, м	87
Фактическая раскрытость (ширина) трещины, м	0,004

Таб. 1 — Основные параметры пласта и флюидов

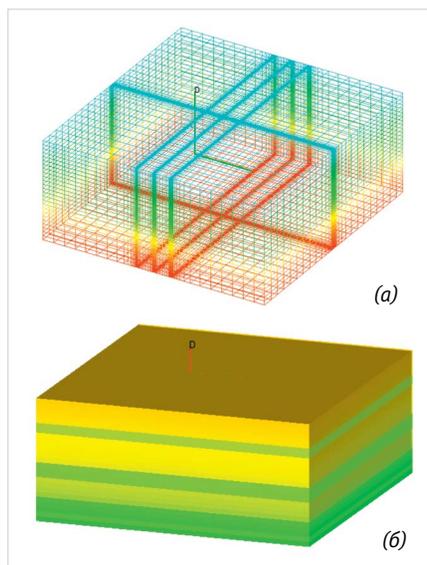


Рис. 1 — Каркас расчетной сетки для ГС с тремя поперечными трещинами ГРП (а) и объемный вид распределения начальной нефтенасыщенности в модели слоистого пласта (б)

малым по сравнению с коллектором и принимается нулевым, а функции ОФП — линейно зависящими от соответствующих насыщенностей. Таким образом, на границе первого и второго региона возникает скачок капиллярных свойств, характерный для контакта «пласт-скважина», но не учитываемый при стандартном моделировании работы скважин в программах-симуляторах.

При построении куба начальной нефтенасыщенности использован так называемый физический подход, основанный на условиях капиллярно-гравитационного равновесия. Уровень водонефтяного контакта (зеркала свободной воды) задан ниже подошвы модели таким образом, что начальная нефтенасыщенность (в долях эффективной пористости) у кровли резервуара составила около 0,9 д.ед. При этом у подошвы она равняется 0,84 д.ед. То есть, весь рассматриваемый элемент залежи имитирует собой недонасыщенный по нефти коллектор. В случае слоистого пласта, пропластки с ухудшенными свойствами характеризуются пониженной нефтенасыщенностью по сравнению с основным коллектором за счет более высокого капиллярного давления (рис. 16).

Моделирование технологических режимов работы скважины

Моделирование технологических режимов работы скважин выполнено для серии вариантов со следующими параметрами. В начальный период (3 дня) скважина отработывается при повышенной депрессии,

забойное давление — 90 бар (1 бар=10⁵ МПа). Затем в течение 180 дней осуществляется эксплуатация при забойном давлении 160 бар, с последующим переходом на 90 бар (интенсификация). Маркировка расчетов для трех типов скважин следующая: ННС без ГРП — ННС Нус, ННС с ГРП — ННС ГРП Нус, ГС с тремя поперечными трещинами ГРП — ГС МГРП Нус. Начальное состояние пласта в базовой серии расчетов соответствует, как указано выше, равновесной модели распределения флюидов. В отдельной серии расчетов учитывается проникновение фильтрата технологической жидкости в пласт в процессе заканчивания скважины. Оно моделируется предварительным (до освоения) поступлением воды через скважину при забойном давлении, соответствующем столбу жидкости с плотностью 1,02 кг/м³ в течение 10 дней. Расчеты данной серии имеют в маркировке букву W. Варианты расчетов на слоистой модели обозначены маркировкой Lay.

Характерный вид динамик обводненности скважин различного типа показан на рис. 4 для базовой серии вариантов и на рис. 5 — для вариантов с учетом зоны проникновения. Общей особенностью является различие стабилизированных значений и тенденций изменения обводненности во времени для разного типа скважин. В целом, чем большую интенсификацию притока обеспечивает система заканчивания скважины, тем выше стабилизированное значение обводненности и длительнее нестационарные эффекты ее изменения при смене режима

(рис. 6 и 7), что на качественном уровне соответствует промышленным данным, хотя в количественном плане эффект менее значителен. Это может быть связано с тем, что масштаб эффекта зависит от геолого-физических и технологических параметров системы «коллектор-скважина» в реальных условиях пласта, отличающихся от принятых данных, в частности, по функциям ОФП и капиллярного давления. Наблюдаемые особенности динамик обводненности являются следствием зависимости состава притока от баланса между градиентами капиллярного давления и создаваемыми гидродинамическими градиентами давления на границе «пласт — ствол скважины/трещина ГРП» и проявляются за счет формирования капиллярно-стабилизированной зоны с постепенным повышением водонасыщенности до максимального значения на границе [3]. При изменении технологического режима баланс изменяется, что приводит к переформированию капиллярно-стабилизированной зоны с накоплением или высвобождением воды. Этим объясняются характерные пики обводненности при переходе на повышенную депрессию через полгода эксплуатации, а также колебания обводненности с началом работы на более высоком забойном давлении после освоения скважины. В настоящее время подобные эффекты обычно объясняют выносом воды с забоя скважины, хотя предположение о ее накоплении в стволе в соответствующих количествах на предшествующем режиме часто не представляется

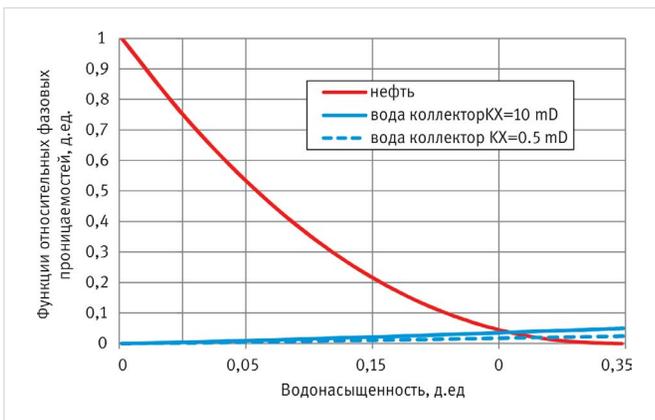


Рис. 2 — Функции относительных фазовых проницаемостей для коллектора и низкопроницаемых прослоев (нормировка в ЭПП)

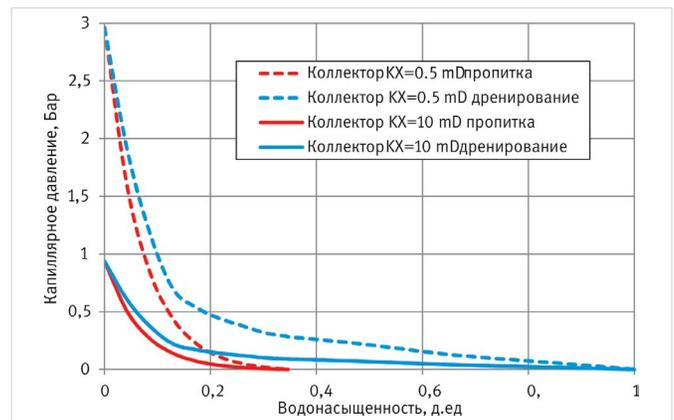


Рис. 3 — Функции капиллярного давления с учетом гистерезиса для слоев с различными свойствами (нормировка в ЭПП)

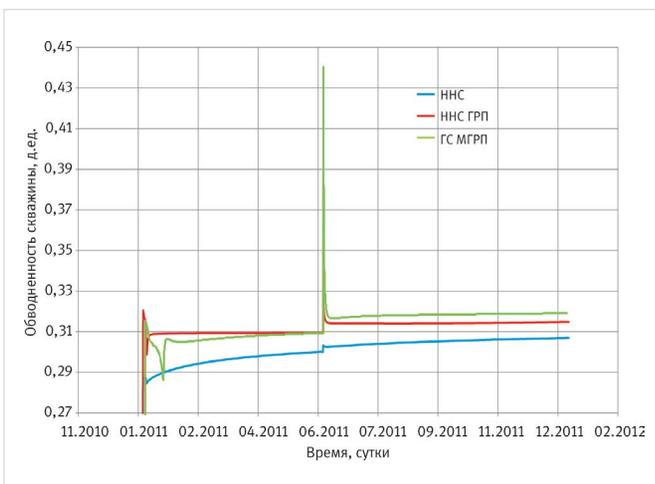


Рис. 4 — Сопоставление динамик обводненности скважин различного типа для базовой серии вариантов

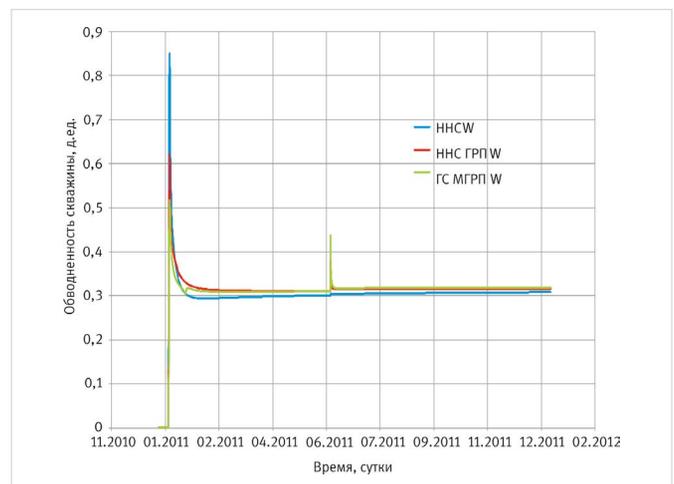


Рис. 5 — Динамики обводненности скважин различного типа при учете проникновения фильтрата технологических жидкостей

реалистичным. Или относят к высвобождению так называемой «рыхлосвязанной воды», хотя этот термин не имеет конкретного гидродинамического смысла.

Время полной стабилизации обводненности при постоянных параметрах эксплуатации составляет порядка 1 месяца и более, что при фактических колебаниях режима работы скважины приводит к непрерывным нестационарным процессам в капиллярно-стабилизированной зоне и колебаниям обводненности. В наибольшей степени это характерно для ГС с МГРП.

В случае учета зоны проникновения характерные особенности динамик обводненности сохраняются. Отличия касаются только процесса освоения скважины с выходом фильтрата из околоскважинной зоны и

соответствующим изменением кривой стабилизации на режиме.

Проведенные сопоставительные расчеты вариантов с и без опции гистерезиса капиллярного давления показали, что качественные отличия между результатами отсутствуют. Количественные показатели, естественно, претерпевают небольшие изменения.

Более существенным является учет слоистого строения продуктивного пласта и наличия в нем прослоев с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. В этом случае степень недонасыщения и размер зоны действия капиллярного концевго эффекта различны в пропластках с разными параметрами. В рассматриваемых вариантах стабилизированные значения обводненности скважин в слоистом пласте немного

ниже, а время выхода на псевдоустановившийся режим существенно больше, чем в монолитном пласте (рис. 8 и 9). Это объясняется замедленными процессами переформирования капиллярно-стабилизированной зоны в пропластках с ухудшенными свойствами. При этом соотношение динамик обводненности скважин различного типа сохраняется тем же, что и для монолитного пласта, но их различие становится более выраженным.

Итоги

Результаты выполненных расчетов показали качественное соответствие наблюдаемым промышленным данным. Как стабилизированное значение обводненности продукции, так и ее динамика зависит от типа скважины и технологического режима. При изменении

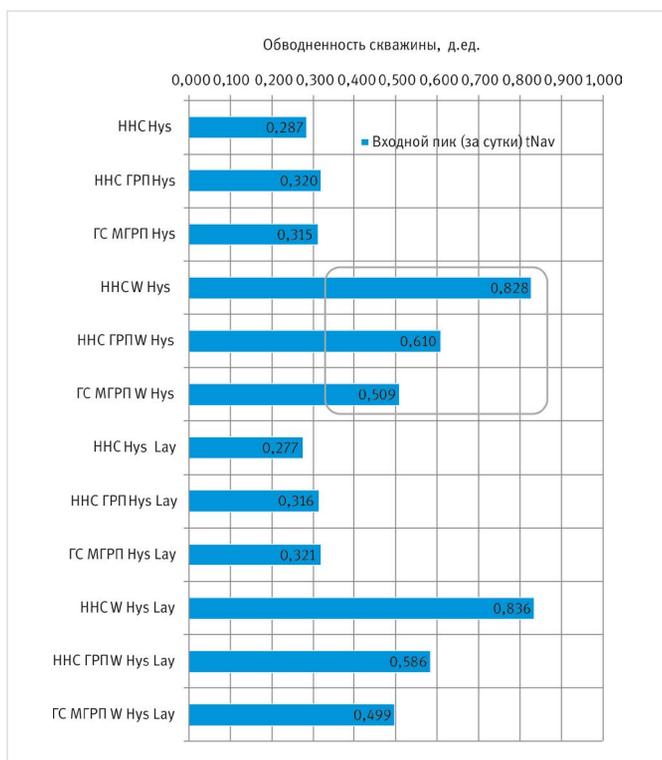


Рис. 6 — Сопоставление значений обводненности через 10 дней с начала освоения для скважин различного типа в различных вариантах расчетов, серый прямоугольник — выход технологической жидкости

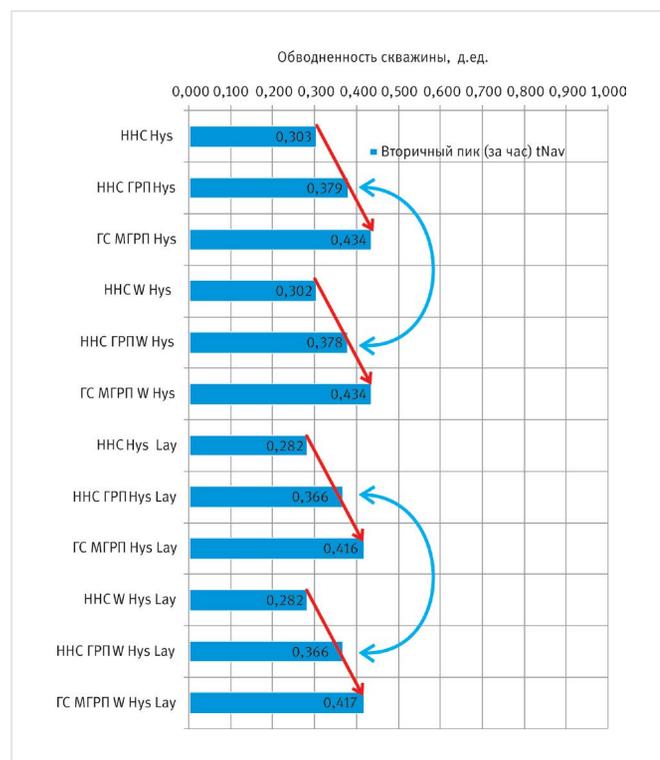


Рис. 7 — Зависимость величины нестационарного "пика" обводненности при интенсификации режима от типа скважины в различных вариантах расчета. Красные стрелки — рост нестационарной обводненности от типа скважины, синие стрелки — сравнение вариантов с обработкой техжидкостью и без

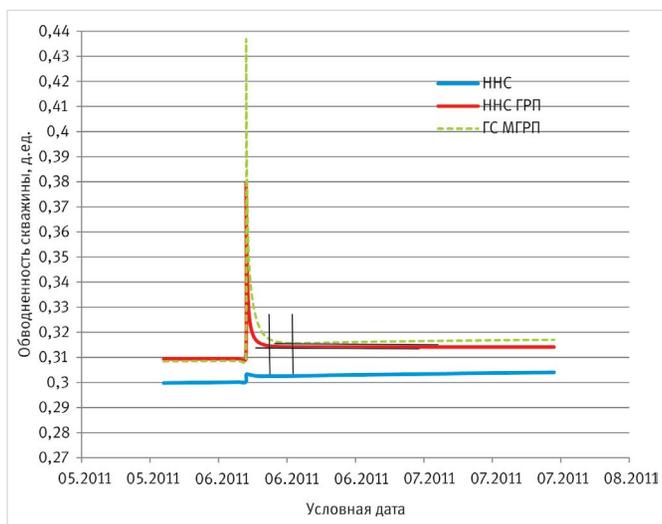


Рис. 8 — Изменение обводненности скважин различного типа при смене режима в монолитном пласте

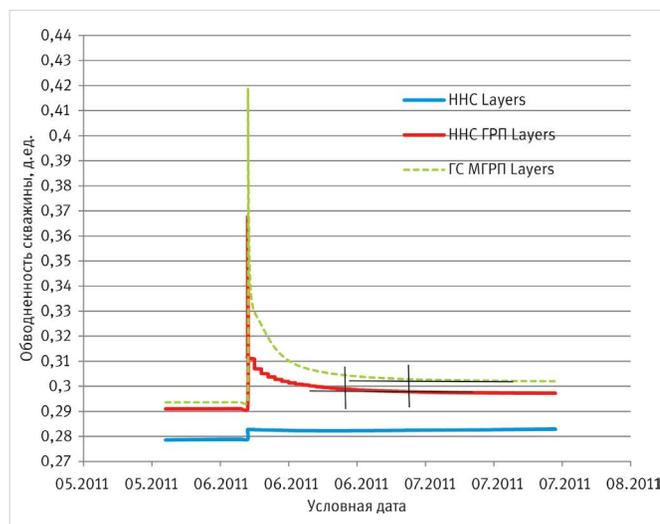


Рис. 9 — Сопоставление нестационарных динамик обводненности скважин различного типа для слоистого пласта

депрессии происходит переформирование капиллярно-стабилизированной зоны с нестационарным изменением обводненности. Интенсификация режима за счет снижения забойного давления приводит к высвобождению части капиллярно-удерживаемой воды и характерному «пику» в динамике ее добычи. Обводненность не только меняется во время нестационарных процессов, но и после смены режима может устанавливаться на другом уровне. Продолжительность и интенсивность нестационарных процессов возрастает по цепочке «наклонно-направленная скважина \rightarrow наклонно-направленная скважина с ГРП \rightarrow горизонтальная скважина с многостайным ГРП». Время выхода на псевдоустановившийся режим по составу притока измеряется величинами порядка одного месяца и более, что в фактических условиях нестабильности параметров эксплуатации приводит к незатухающим нестационарным эффектам с соответствующими существенными колебаниями обводненности продукции.

Выводы

1. Установлена зависимость стабилизированных значений обводненности продукции скважин и их динамик от типа скважины и технологического режима.
2. Разработана специальная корректировка метода расчёта притока к скважине для учета капиллярного давления.
3. Теоретически исследованы незатухающие нестационарные эффекты с колебаниями обводненности продукции.

Список используемой литературы

1. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. Перевод с англ. М.: Гостоптехиздат, 1962. 572 с.
2. Михайлов А.Н. Влияние капиллярных концевых эффектов на показатели разработки // Нефтяное хозяйство. 2013. №9. С. 54–56.
3. Индрупский И.М., Ястребкова К.А., Шупик Н.В. Моделирование технологических режимов работы скважин различного

типа в недонасыщенных коллекторах Западной Сибири с учётом капиллярного концевого эффекта. Международная конференция «Тюмень-2015. Глубокие горизонты науки и недр». Тюмень, 2015, 23–27 марта.

4. Индрупский И.М. Учет капиллярно удерживаемой воды при моделировании двухфазной фильтрации в лабораторных и пластовых условиях // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2009. № 11. С. 45–53
5. RFD: tNavigator. Программа для моделирования процессов разработки нефтегазовых месторождений. Техническое руководство. Версия 3.3. Москва, 2012.
6. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. 484 с.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

Capillary end effect of wells different types at undersaturated reservoirs

UDC 622.276

Authors:

Natalia V. Shupik — postgraduate¹; Scann500@gmail.com

¹Oil and Gas Research Institute RAS (OGRI RAS), Moscow, Russian Federation

Abstract

In this paper the author tried to analyze observable features of operation of wells of different type in low-permeable undersaturated oil reservoirs of West Siberia using flow simulations with account for capillary end effect. For this purpose, a special approach is presented to model "reservoir to wellbore / fracture" interaction.

Materials and methods

Modeling in commercial flow simulator with special correction of the well inflow calculation method.

Results

Results of calculations show qualitative correspondence to the observable field data. The stabilized value of water cut of well production and its dynamics depend of the

type of the well and operating regime. When depression changes, the capillary-stabilized zone is reformed with nonstationary change of water cut. Production intensification by means of bottomhole pressure decrease leads to release of a part of capillary-retained water forming a typical "peak" in the dynamics of water production. The water cut not only changes during the nonstationary processes, but also can stabilize on different level after the mode change. Duration and intensity of the nonstationary processes increase in the following order: "deviated/vertical well \rightarrow deviated/vertical well with hydraulic fracturing \rightarrow horizontal well with multistage hydraulic fracturing". Time of transition to pseudo-steady state mode for inflow composition is measured by values of about a month or more, which, in case of typical operation parameters' instability, leads to undamped nonstationary

effects with relevant essential fluctuations of well production water cut.

Conclusions

1. Dependence of stabilized values of well production water cut and its dynamics on well type and operating regime is shown.
2. The author developed a special modification of the calculation method for well inflow to account for capillary end effects.
3. Undamped nonstationary effects with fluctuations of well production water cut are theoretically analyzed.

Keywords

capillary end effect, multi-stage hydraulic fracturing, low-permeable reservoir undersaturated reservoir, nonstationary processes, stabilized zone

References

1. Amiks Dzh., Bass D., Uayting R. *Fizika neftyanogo plasta* [Physics of oil reservoir]. Translated from English. Moscow: Gostoptekhizdat, 1962, 572 p.
2. Mikhaylov A.N. *Vliyaniye kapillyarnykh kontsevykh effektiv na pokazateli razrabotki* [Influence of capillary trailing effects on development parameters]. Oil industry, 2013, issue 9, pp. 54–56.
3. Indrupskiy I.M., Yastrebkova K.A., Shupik N.V. *Modelirovaniye tekhnologicheskikh rezhimov raboty skvazhin razlichnogo tipa v nedonasyshchennykh kollektorakh Zapadnoy Sibiri s uchetom kapillyarnogo kontseвого effekta* [Modeling of technological modes of wells of different types of unsaturated collectors in Western Siberia taking account of the capillary end effect]. EAGE Tyumen 2015 Deep Subsoil and Science Horizons, Tyumen, 2015, 23–27 March.
4. Indrupskiy I.M. *Uchet kapillyarno uderzhivaemoy vody pri modelirovanii dvukhfaznoy fil'tratsii v laboratornykh i plastovykh usloviyakh* [The account for capillary retained water in two-phase flow simulations at laboratory and reservoir conditions]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*, 2009, issue 11, pp. 45–53.
5. RFD tNavigator flow simulator Technical manual. Ver. 3.3, Moscow, 2012.
6. Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Zakirov I.S. i dr. *Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza* [New principles and technologies of oil and gas fields' development]. Part 2. Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Sciences, 2009, 484 p.