

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ТОНКИХ ВОДОПЛАВАЮЩИХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

Д.В. Сурначев¹, М.Н. Баганова²

¹ЛУКОЙЛ Узбекистан Оперейтинг Компани, Узбекистан, г. Ташкент

²Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, г. Москва, e-mail: maha@ogri.ru

ВВЕДЕНИЕ

Водоплавающие залежи нефти нередко отличаются пониженными технико-экономическими показателями добычи, в основном вследствие ускоренного выбытия из эксплуатации добывающих скважин по причине конусообразования.

М. Маскетом и Р. Виковым был обоснован технологический режим эксплуатации скважин при наличии подошвенной воды [1], а также было показано, что безводная добыча нефти может иметь место при так называемых критических безводных дебитах скважин. Однако вследствие близости плотностей нефти и воды, при кратном различии их вязкостей, безводные дебиты оказывались, как правило, нерентабельными.

Видимо, единственное исключение составило Анастасиевско-Троицкое месторождение [2], на котором при уникальных коллекторских свойствах (проницаемость коллектора несколько дарси) безводная добыча нефти определенное время имела место из-за режима безводных дебитов скважин.

Поэтому, как правило, все водоплавающие залежи разрабатывались:

- при частичном (несовершенном) вскрытии нефтенасыщенного интервала продуктивного пласта добывающими скважинами;
- при эксплуатации скважин со сверхкритическими дебитами.

В то же время на сегодня обоснован еще один технологический режим эксплуатации скважин при наличии подошвенной воды. Это режим эксплуатации при заданной обводненности добываемой продукции [3].

Имеется большое количество публикаций по теории и практике разработки залежей нефти с подошвенной водой. Определенное их обобщение и развитие дается в [4]. К такой категории залежей относятся также водонефтяные зоны практически всех разрабатываемых нефтяных месторождений и, кроме того, техногенные залежи, образующиеся в локальных куполовидных поднятиях на заключительной стадии разработки [5].

Тем не менее практически отсутствуют исследования, посвященные водоплавающим залежам с малыми нефтенасыщенными толщинами (порядка 5 м). Зачастую такие залежи сегодня находятся в консервации, ибо их запасы считаются весьма трудноизвлекаемыми.

В настоящей статье делается попытка, применительно к залежам данной категории, получить ответы на следующие четыре принципиальных вопроса (далее по тексту термин «тонкая залежь» используем для сокращения, вместо словосочетания «залежь с малой нефтенасыщенной толщиной»).

- Возможна ли разработка тонких водоплавающих залежей на основе вертикальных скважин (например, с уже пробуренными разведочными скважинами)?
- Насколько целесообразно вскрывать скважиной продуктивный пласт в случае тонкой водоплавающей залежи (определение оптимальной степени вскрытия)?
- С каким технологическим режимом следует эксплуатировать добывающую скважину в такого рода залежах?
- Как при выборе вариантов учесть большое количество попутно добываемой воды?

ИСХОДНАЯ МОДЕЛЬ

Рассматривается тонкая водоплавающая залежь, которая приурочена к ловушке антиклинального типа, в однородном и среднем по проницаемости коллекторе.

Размер нефтяной зоны 1400x1400 м, в плане залежь представляет собой круг диаметром 1400 м. Максимальная нефтенасыщенная толщина в своде залежи составляет 4.8 м при общей толщине 18.8 м, угол падения пласта 0.7 град. На рис. 1 приведена сеточная модель залежи и распределение в ней нефтенасыщенности (на рисунке приведена только часть водоносного пласта).

ВНК принят на абсолютной отметке минус 2005 м, пластовое давление гидростатическое – 20.1 МПа на уровне ВНК, коллектор гидрофильный, капиллярное давление мало, присутствует незначительная переходная зона (поэтому везде далее по тексту под ВНК понимается «зеркало чистой воды»), водоносная область имеет размеры 5400x5400 м. Пористость коллектора равна 0.15, проницаемость по латерали $K_x=K_y$ равна 100 мД, вертикальная анизотропия K_z/K_x равна 0.1.

Забегая вперед, уточним, что влияние вертикальной анизотропии исследовалось отдельно. Обычно величина 0.1 задается в моделях по умолчанию, однако расчеты при изменении анизотропии вплоть до величин порядка 0.5–0.6 показали несущественное

влияние этого параметра в указанном диапазоне на результаты и основные выводы работы.

Нефть маловязкая, вязкость в пластовых условиях составляет 1.5 сП, при этом соотношение вязкостей нефти и воды равно 4.4, пластовая температура – 75 °С, давление насыщения 16 МПа, газосодержание 125 м³/т, плотность дегазированной нефти 0.857 т/м³, объемный коэффициент 1.26.

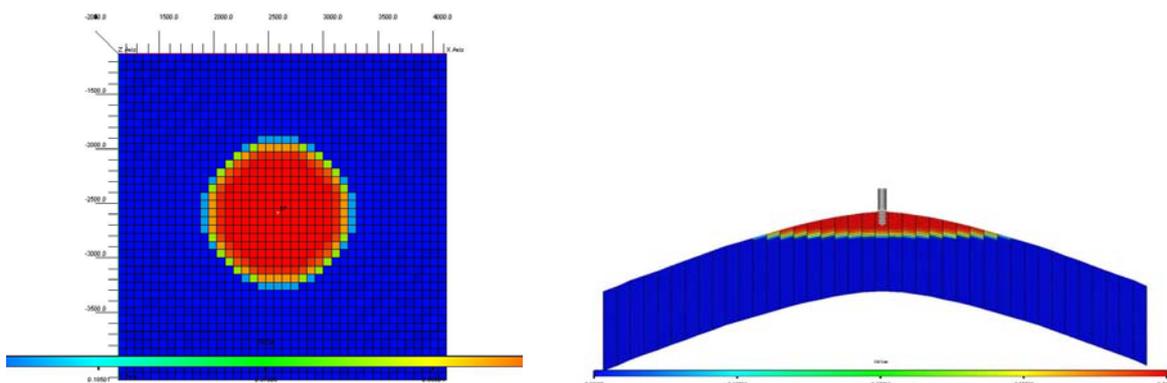


Рис. 1. Сеточная модель тонкой водоплавающей залежи

Функции относительных фазовых проницаемостей характеризуются следующими крайними точками: 0.22 – связанная вода, 0.30 – остаточная нефть, остаточная газонасыщенность 0.05.

Геологические запасы нефти составляют 203 тыс. т.

Такого рода залежи не редки, и суммарно к ним приурочены значительные запасы нефти [6]. Вместе с тем очевидно, что такие залежи для нефтедобычи являются проблемными, ибо характеризуются трудноизвлекаемыми запасами. Это означает, что рассматриваемый тип залежей актуален для исследований.

РАСЧЕТНЫЕ ВАРИАНТЫ

Очевидно, что бурение на рассматриваемую залежь системы скважин нецелесообразно. Скорее всего, подобная залежь будет разрабатываться на основе 1–2 скважин. Поэтому принимается допущение, что вследствие результативности 3D сеймики и удачного бурения на данную залежь пробурена одна разведочная скважина. Разведочная скважина, естественно, вертикальная, и она оказалась в своде структуры.

Именно на примере тонкой водоплавающей залежи с такой скважиной попытаемся ответить на поставленные ранее вопросы.

Первый вопрос – какой интервал пласта вскрыть для дренирования залежи? Такой вопрос закономерен, потому что даже в своде залежи нефтенасыщенная толщина не достигает 5 м, при том что залежь водоплавающая, а общая толщина пласта приближается к 20 м.

Вследствие неочевидности влияния различных факторов исследованию были подвергнуты следующие варианты:

- вариант 1 – вскрыто 1.6 м (коэффициент вскрытия 0.33);
- вариант 2 – вскрыто 2.4 м (коэффициент вскрытия 0.50);
- вариант 3 – вскрыто 3.2 м (коэффициент вскрытия 0.66);
- вариант 4 – вскрыто 3.6 м (коэффициент вскрытия 0.75);
- вариант 5 – вскрыто 4.8 м (коэффициент вскрытия 1.00);
- вариант 6 – вскрыто 6.0 м (коэффициент вскрытия 1.25);
- вариант 7 – вскрыто 6.4 м (коэффициент вскрытия 1.33);
- вариант 8 – вскрыто 7.2 м (коэффициент вскрытия 1.50).

Второй вопрос касается технологического режима эксплуатации рассматриваемой скважины. Вследствие малой нефтенасыщенной толщины, непривлекательной является эксплуатация скважины при забойных давлениях выше давления насыщения. Поэтому в качестве первого подварианта принимается, что забойное давление будет поддерживаться на уровне давления насыщения – 16 МПа. В двух других подвариантах исследуется возможность интенсификации добычи нефти. Поэтому в качестве рабочих задаются забойные давления, равные соответственно 12.8 МПа и 7 МПа. Величина последнего забойного давления продиктована условиями насосной добычи при глубине подвески 1800 м.

Три подварианта по технологическим режимам эксплуатации исследуются в каждом из 8 вариантов по коэффициенту вскрытия, то есть общее число вариантов равняется 24. При этом варианты по вскрытию будут иметь индекс «а» в случае забойного давления 16.0 МПа, индекс «б» – 12.8 МПа, индекс «в» – 7.0 МПа.

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Прогнозные расчеты выполнялись в 3D многофазной постановке. Количество ячеек составляет $72 \times 72 \times 47$ или 243.6 тыс. ячеек. Они покрывают залежь и водонапорный бассейн, дополнительно задается режим aquifer.

Размеры элементарных ячеек 75 м x 75 м x 0.4 м. Максимальная нефтенасыщенная толщина представлена 12 слоями по 0.4 м. (Заметим, что сравнительные расчеты на измельченной в зоне залежи сетке с ячейками 25 м x 25 м x 0.2 м, безусловно, дали отклонение от рассчитанных на грубой сетке вариантов в сторону снижения коэффициента извлечения нефти (КИН), за счет более аккуратного моделирования конусообразования, но подтвердили основные выводы работы.)

Прогнозные расчеты ограничивались следующими показателями:

- максимальный дебит скважины $200 \text{ м}^3/\text{сут}$ жидкости;
- максимальный срок разработки – 50 лет;
- предельная обводненность добываемой продукции 98%;
- минимальный дебит скважины по нефти $1 \text{ м}^3/\text{сут}$.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

Результаты прогнозных расчетов для исследуемых 24 вариантов представлены в графической форме на рис. 2–4.

Анализ полученных результатов позволяет отметить ряд характерных моментов.

Данные на рис. 2 говорят о следующем. Наиболее заметное влияние на конечную (на 50-й год) величину КИН оказывает технологический режим эксплуатации скважины. Если в обычной практике нефтедобычи стремятся забойное давление не опускать ниже давления насыщения, то ситуация в случае тонкой нефтяной оторочки изменяется. А именно, чем больше снижение забойного давления по отношению к давлению насыщения, тем больше КИН.

Так, в случае равенства забойного давления давлению насыщения максимальный КИН на 50-й год составит 0.265. При задании забойного давления на уровне 7.0 МПа КИН существенно возрастает до 0.439, или на 39%.

Что касается влияния степени вскрытия, то здесь ситуация следующая. Увеличение степени вскрытия до 0.75 приводит к пропорциональному росту КИН – для любого режима эксплуатации скважины. Затем КИН от величины вскрытия практически не зависит. В интервале же роста коэффициента вскрытия его рост весьма ощутимый.

Например, при увеличении степени вскрытия с 0.33 до 0.75 при эксплуатации скважины с забойным давлением 16 МПа КИН на 50-й год возрастает с 0.154 до 0.226, или на 47% .

Как правило, недропользователя, приступающего к разработке месторождения, интересует не столько конечный КИН, сколько его текущие значения (динамика), особенно в начальные периоды разработки, поскольку это выливается в проблему возврата кредитов.

С этих позиций рис. 3 и рис. 4 отражают большую значимость степени вскрытия пласта. При этом значимость данного фактора возрастает с сокращением прогнозного периода (в интересах недропользователя). Так, при эксплуатации скважины с забойным давлением, равным давлению насыщения 16 МПа, КИН на 15-й год возрастает с 0.066 до 0.193, или почти на 200%, при увеличении коэффициента вскрытия с 0.33 до 1.5. При забойном давлении, равном 7.0 МПа, КИН на 15-й год увеличивается с 0.157 до 0.35, или на 120 %, при аналогичном увеличении коэффициента вскрытия.

Применительно к нефтегазоконденсатным залежам в работе [7] на основе экспериментов, а в работе [8] на основе 3D компьютерного моделирования была показана плодотворность идеи обратного конуса, которая приводит к росту безгазового дебита скважины. Согласно излагаемым результатам, оказывается, что она привлекательна и в случае добычи нефти из тонких водоплавающих залежей.

Если проанализировать совместно рис. 2 – рис. 4 на предмет влияния на КИН технологического режима эксплуатации скважины, то можно сделать следующий вывод. Влияние режимов эксплуатации на величину КИН к разным моментам времени имеет одну уже отмеченную положительно направленную тенденцию. Однако, зависимости, представленные на рис. 4, отстоят друг от друга несколько дальше, чем в случае рис. 2. То есть степень снижения забойного давления несколько увеличивает его влияние на КИН, достигаемый в более ранние моменты времени.

Очевидно, что приращение КИН как за счет увеличения коэффициента вскрытия, так и за счет интенсификации добычи обходится недешево, в продукции скважин велика доля попутно добываемой воды. И если затраты на ее подъем и утилизацию значительны, то это существенным образом сказывается на экономике проекта. Поэтому естествен вопрос: что же влияет на добычу попутной воды наибольшим образом? Проиллюстрируем это следующими графиками.

На рис. 5 приведены значения водонефтяного фактора (ВНФ) к моменту времени

50 лет по исследуемым вариантам разработки. Видно, что на итоговые показатели добычи попутной воды наибольшее влияние оказывает именно депрессия на пласт. На рис. 6 приведена динамика КИН и отношения КИН/ВНФ вариантов разработки 5 «а» и 5 «в» (коэффициент вскрытия 1.0, забойные давления 16 МПа и 7 МПа соответственно). Можно заметить, что вплоть до 25-го года разработки вариант 5 «в» является лучшим по каждому из показателей, включая критерий КИН/ВНФ, характеризующий выигрыш от интенсификации с учетом обводненности продукции. Далее, по-видимому, следует запланировать и реализовать капитальный ремонт скважины (КРС) для изоляции части интервала перфорации ниже текущего ВНК на 25-й год разработки, чтобы за следующий период выбрать оставшуюся нефть (см. рис. 7) способом, менее затратным с точки зрения добычи и утилизации попутной воды.

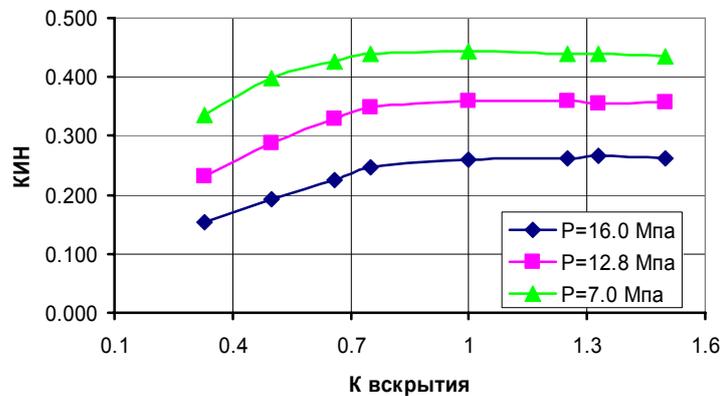


Рис. 2. Зависимость КИН от степени вскрытия к моменту времени 50 лет при разных забойных давлениях

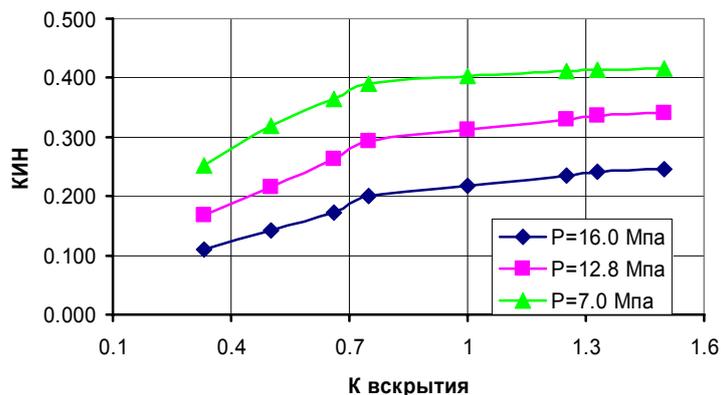


Рис. 3. Зависимость КИН от степени вскрытия к моменту времени 30 лет при разных забойных давлениях

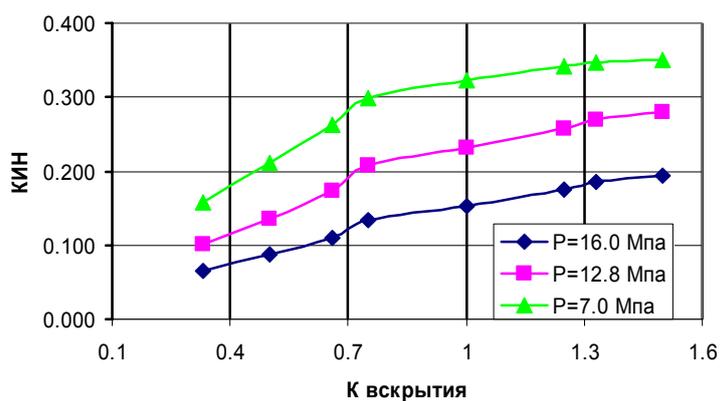


Рис. 4. Зависимость КИН от степени вскрытия к моменту времени 15 лет при разных забойных давлениях

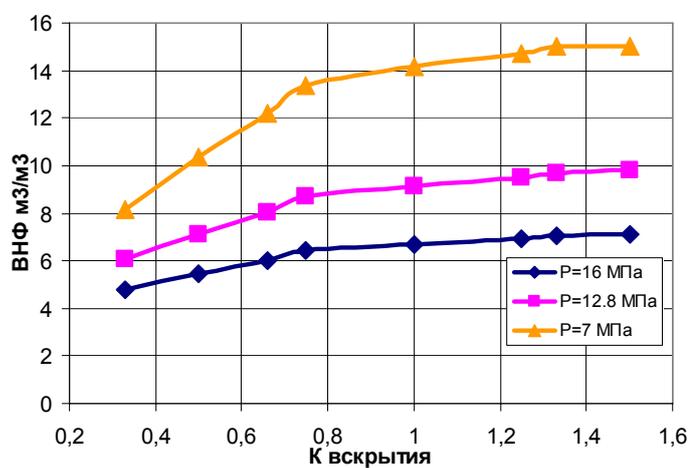


Рис. 5. Зависимость ВНФ от степени вскрытия к моменту времени 50 лет при разных забойных давлениях

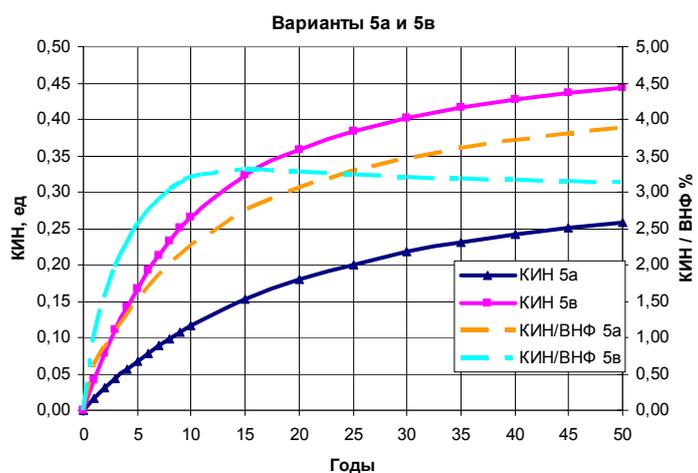


Рис. 6. Сравнение динамики показателей разработки вариантов 5 «а» и 5 «в» – КИН и КИН/ВНФ

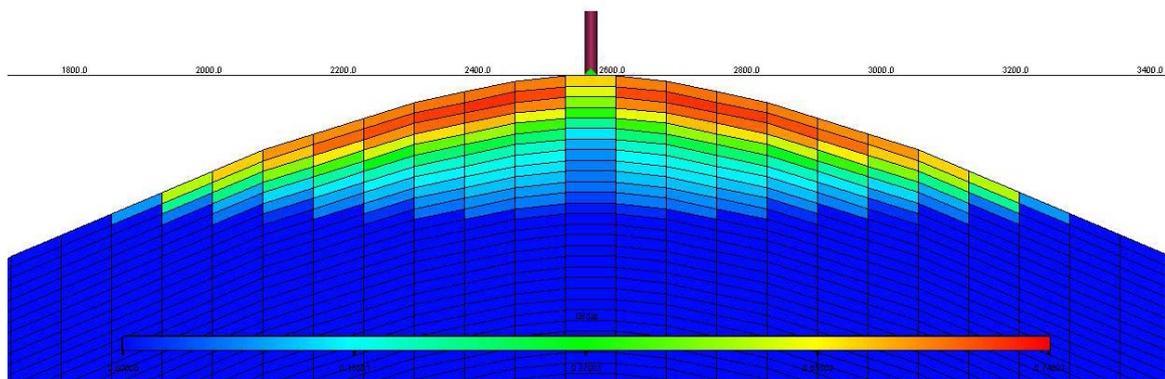


Рис. 7. Распределение нефтенасыщенности через 25 лет разработки в варианте 5 «в» (коэффициент вскрытия 1.0, ограничение на $P_{заб}=7$ МПа)

ВЫВОДЫ

1. Тонкие водоплавающие залежи нефти можно разрабатывать на основе вертикальных разведочных скважин.
2. С точки зрения скорейшей окупаемости капложений целесообразно увеличивать интервал вскрытия продуктивного пласта вплоть до ВНК. Вскрытие интервалов немного ниже ВНК может даже чуть увеличить КИН, но за счет существенного роста обводненности продукции.
3. Технологический режим эксплуатации скважины по своей значимости является наиболее весомым фактором, влияющим на величину КИН, особенно при совершенном вскрытии. А именно, чем сильнее снижается забойное давление относительно давления насыщения, тем больше прирост величины КИН, особенно в краткосрочной перспективе.
4. Влияние затрат на подъем и утилизацию попутно добываемой подтоварной воды при интенсификации разработки диктует необходимость промежуточного ремонта скважины для изоляции нижней части интервала перфорации, но не ранее прогнозируемой середины срока разработки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Muskat M., Wyskoff R. An approximate theory of water-coning in oil production // AME Trans. Petr. Dev. Technol. 1935. Vol. 114.

2. Афанасьева А.В., Зиновьева Л.А. Анализ разработки нефтегазовых залежей. М.: Недра, 1980. 225 с.
3. Закиров С.Н., Брусиловский А.И., Закиров Э.С. и др. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2000. 643 с.
4. Лисовский Н.Н., Бриллиант Л.С., Шубин А.С. и др. Структурный анализ как метод локализации запасов нефти на поздней стадии разработки месторождений // Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений в завершающей (четвертой) стадии. М.: Изд. НП НАЭН, 2008. С. 210-221.
5. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ижевск: Изд. РХД, 2009. 484 с.
6. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 2005. 607 с.
7. Курбанов А.К., Садчиков П.Б. О совместной добыче нефти и воды из залежей нефти с подошвенной водой и газовой шапкой // Добыча нефти. М.: Недра, 1964. Вып. 24.
8. Hung B.T., Ferguson W.O., Kudland T. Horizontal wells in the water zone: The best effective way of the tapping oil from thin oil zones? // Paper SPE 22929 presented at the ATCE / Dallas, 1991. Oct. 6-9.