

## РАЗРАБОТКА ЛИНЗОВИДНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

*С.Н. Закиров (ИПНГ РАН), А.А. Контарев (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Проблема повышения коэффициента извлечения углеводородов всегда была актуальной для нефтегазодобывающей промышленности. Ее актуальность сегодня возрастает, так как средний по стране коэффициент извлечения нефти в последние годы характеризуется устойчивой тенденцией к снижению. Одна из причин заключается в ухудшении структуры ресурсной базы вследствие увеличения доли трудноизвлекаемых запасов у вводимых в разработку месторождений.

Немалая часть в трудноизвлекаемых запасах принадлежит залежам нефти с линзовидными коллекторами, имеющимися во всех нефтедобывающих регионах [1–3]. Примером линзовидных коллекторов могут служить залежи Аркутун-Дагинского месторождения на шельфе Сахалина.

Опыт построения 3D геологических моделей показывает, что практически любую залежь можно аппроксимировать линзовидным коллектором, если повышать граничные значения пористости, проницаемости и/или нефтенасыщенности при выделении коллекторов и неколлекторов.

С другой стороны, проблеме повышения КИН линзовидных коллекторов уделяет внимание считанное количество публикаций [3–7]. При этом большинство исследований основывается на предположении, что линзы характеризуются непроницаемыми внешними границами. Считается, что если в линзу попадает одна добывающая скважина, то извлекаемое количество нефти из нее исчисляется очень малой величиной. Это связано с тем, что запас упругой энергии любой замкнутой линзы невелик. При вскрытии линзы двумя и большим числом скважин появляется возможность для организации добычи нефти за счет ее заводнения.

Вследствие сказанного отсутствует большой смысл в исследовании фильтрационных процессов при добыче нефти из изолированной линзы при упругом режиме. Что касается процессов вытеснения нефти водой в линзе, то они заслуживают внимания по причине их практической значимости.

Для простоты исследований далее делаются следующие допущения:

- нефтенасыщенная линза является круговой и однородной по коллекторским свойствам;
- в отличие от [6] внешняя граница считается непроницаемой, то есть принимается традиционный подход;
- нефтенасыщенную линзу вскрывают две вертикальные скважины: одна – добывающая, другая – нагнетательная.

Оказывается, что даже при таких допущениях количество заслуживающих внимания для исследования вариантов является значительным. Их количество предопределяется различием во взаимном расположении добывающих и нагнетательных скважин, отличием в коллекторских свойствах, анизотропией, а также размерами линзы. Все эти факторы оказывают влияние на показатели разработки залежи с линзовидными коллекторами.

Для определенности, как сказано, во всех вариантах единичная линза представляется в виде круговой. Толщина пласта и коэффициент пористости в исследованных вариантах также одинаковы и равны 20 и 0,2 м соответственно. Коэффициент нефтенасыщенности линзы составляет 0,8. Коэффициент остаточной нефтенасыщенности – 0,15.

Начальное пластовое давление равняется 250 ат, давление насыщения нефти газом – 150 ат. Вязкость нефти и воды в пластовых условиях – 1 и 0,5 спз соответственно, газосодержание нефти – 172 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент нефти – 1,4. При таких исходных данных исследованию подвергнуты следующие варианты разработки.

В вариантах 1–3 исследуется влияние взаимного размещения добывающей и нагнетательной скважин внутри линзы. Это связано с тем, что на практике линзы выявляются в процессе разбуривания залежи, поэтому взаимное расположение скважин оказывается не таким, как хочется, а таким, как получается. В данных вариантах нефтенасыщенная линза характеризуется диаметром 500 м, абсолютной проницаемостью 500 мД.

В варианте 1 скважины волею случая расположены «оптимально» – симметрично относительно центра линзы у противоположных ее краев. Характерное расстояние  $d$  между скважинами (рис. 1) равняется 460 м.

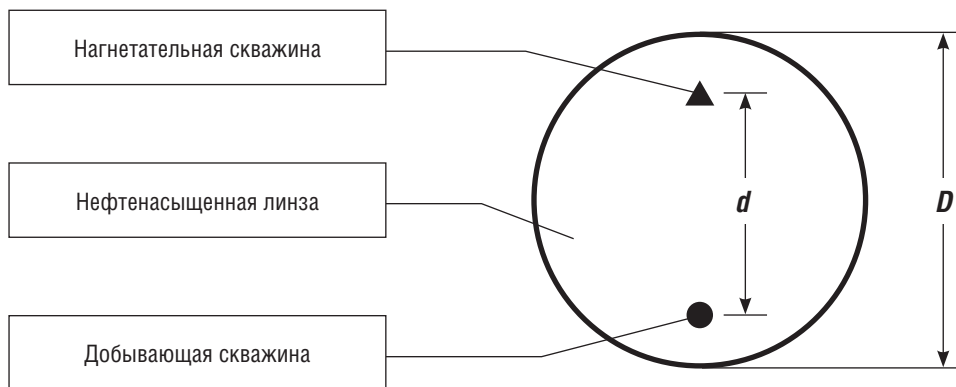


Рис. 1. Расчетная схема заводнения нефтенасыщенной линзы

В варианте 2 скважины (здесь и далее – случайно), расположены «неоптимально» – и нагнетательная, и добывающая скважины находятся рядом с центром линзы. Расстояние  $d$  между скважинами равняется 60 м (рис. 2).

В варианте 3 скважины также «неоптимально» размещаются друг относительно друга – у края линзы. Расстояние от добывающей скважины до края линзы составляет 20 м, между нагнетательной и добывающей скважинами – 60 м (см. рис. 2).

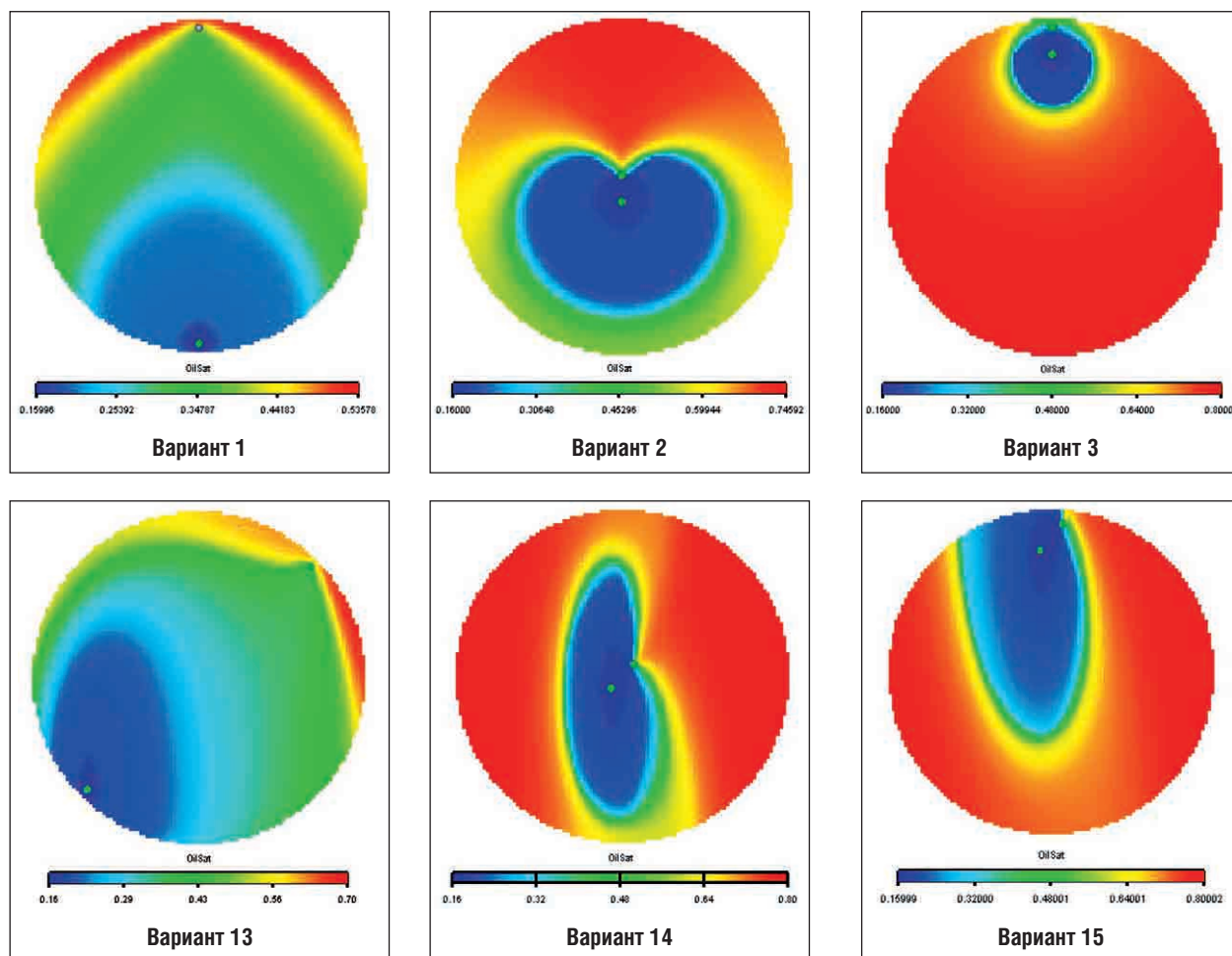


Рис. 2. Конечное распределение нефтенасыщенности в линзе (варианты 1–3, 13–15)

В вариантах 4–6 исследуется влияние абсолютной проницаемости на показатели разработки линзы. В этих вариантах круговая линза имеет диаметр 500 м. Абсолютная проницаемость, в отличие от предыдущих вариантов, принимается равной 100 мД. Расположение скважин в вариантах 4–6 аналогично расположению скважин соответственно в вариантах 1–3.

Варианты 7–9 рассматривают влияние размера круговой линзы на показатели разработки. Диаметр круговой линзы в данных вариантах составляет 1000 м. Абсолютная проницаемость линзы равняется 500 мД. Расположение скважин в вариантах 7–9 такое же, как в соответствующих вариантах 1–3.

В вариантах 10–12 значение абсолютной проницаемости 100 мД при размере линзы 1000 м. Расположение скважин в вариантах 10–12 соответствует вариантам 1–3.

Варианты 13–15 призваны исследовать влияние анизотропии проницаемости на показатели разработки круговой линзы. Проницаемость линзы в направлении оси  $Ox$   $K_x$  составляет 50 мД, проницаемость  $K_y$  равна 500 мД ( $K_x/K_y = 1/10$ ). Расположение скважин в вариантах 10–12 схоже с расположением скважин соответственно в вариантах 1–3, с тем отличием, что ось, соединяющая скважины в вариантах 10–12, повернута на  $45^\circ$  по часовой стрелке (см. рис. 2).

В вариантах 16–18 также рассматривается влияние анизотропии проницаемости на показатели разработки круговой линзы. Но в данных вариантах проницаемость  $K_x$  составляет 500 мД,  $K_y$  составляет 50 мД ( $K_x/K_y = 10$ ). Расположение скважин в вариантах 16–18 аналогично расположению скважин соответственно в вариантах 13–15.

Во всех вариантах добывающая скважина эксплуатируется при забойном давлении 150 ат, в нагнетательной оно поддерживается 250 ат. Прогнозные расчеты заканчиваются при достижении одного из следующих ограничений:

- обводненность добываемой продукции – 98 %;
- дебит по нефти 1 т/сут;
- срок разработки 75 лет.

Расчеты численно выполнялись в 3D двухфазной постановке. Результаты расчетов приводятся на рис. 2–5. Они говорят о следующих характерных моментах.

1. Начальные дебиты добывающей скважины по нефти равняются 400 т/сут. Однако в вариантах 2 и 3 они быстро снижаются. Скорый прорыв закачиваемой воды от нагнетательной скважины предопределяет высокую обводненность добываемой продукции и как следствие – низкие дебиты по нефти. Первый вариант характеризуется наличием начального безводного периода добычи нефти. В дальнейшем с ростом обводненности дебит нефти снижается и разработка завершается к концу пятого года. В варианте 2 период разработки растягивается на 27 лет. При этом с первых лет добывающая скважина эксплуатируется с высокой обводненностью – более 90 %.

2. Динамика накопленных объемов добытой нефти приводится на рис. 3, из которого видно, что в первом варианте за пять лет накопленная добыча нефти составляет 271 тыс. т, тогда как в варианте 2 – 236 тыс. т только к концу 27-го года разработки. В варианте 3 добыча нефти не достигает и 80 тыс. т, а разработка завершается уже к 14-му году.

3. Эти данные дают возможность отметить следующие особенности. Местоположения добывающей и нагнетательной скважин друг относительно друга и по отношению к границам линзы оказывают значительное влияние на показатели разработки. Так, в вариантах 1–3 конечный КИН изменяется от 73 до 21 %. Кратно различаются сроки разработки – от 5 до 27 лет, а также накопленные объемы попутно добываемой воды – от 600 тыс. м<sup>3</sup> (вариант 1) до 2100 тыс. м<sup>3</sup> (вариант 3) и почти такое же количество в варианте 2.

4. Принятие в вариантах 4–6кратно более низких значений проницаемости (100 вместо 500 мД) приводит к следующим последствиям. Сроки разработки возрастают до 7–32 лет (вместо 5–27 лет), КИН сокращается до 65–13 %.

5. Увеличение диаметра линзы с 500 до 1000 м в вариантах 7–9 при проницаемости 500 мД предопределяет получение следующих результатов. Сроки разработки возрастают до 17–75 лет, КИН находится в пределах 74–13 %.

6. Кратное снижение проницаемости в вариантах 10–12 относительно вариантов 7–9 ухудшает показатели разработки, как это имеет место при сопоставлении вариантов 1–3 и 4–6.

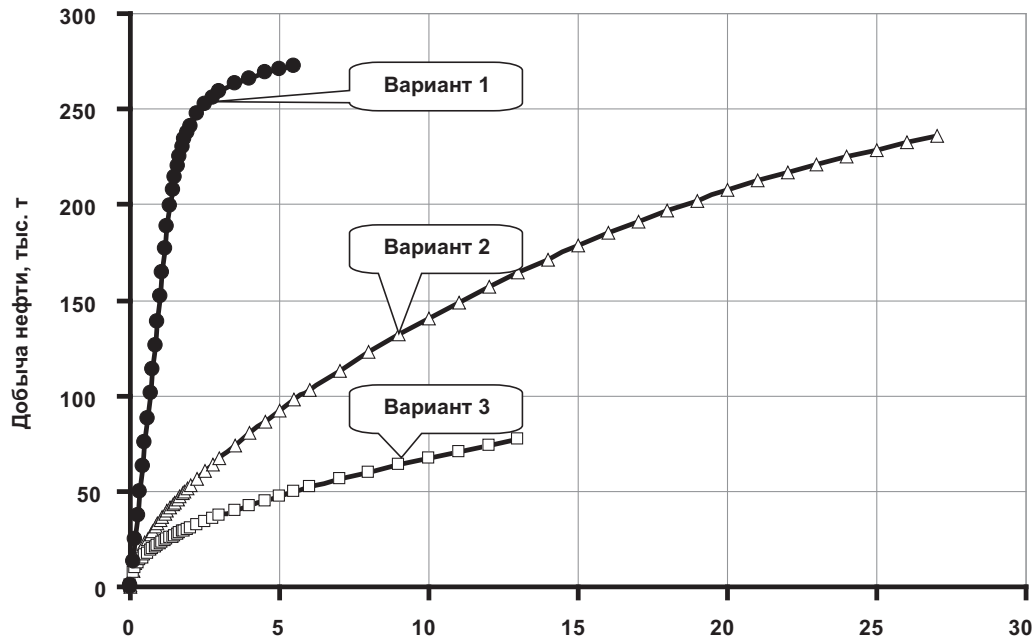


Рис. 3. Динамика накопленной добычи нефти в вариантах 1-3

7. Анизотропия коллекторских свойств значительно сказывается на всех показателях разработки. На рис. 4 и 5 дается динамика дебитов добывающей скважины по нефти соответственно в вариантах 7–9 и 16–18. Отсюда видно, что анизотропия пласта сказывается на сроках разработки, начальных и текущих дебитах скважины по нефти, соответственно и на других показателях разработки.

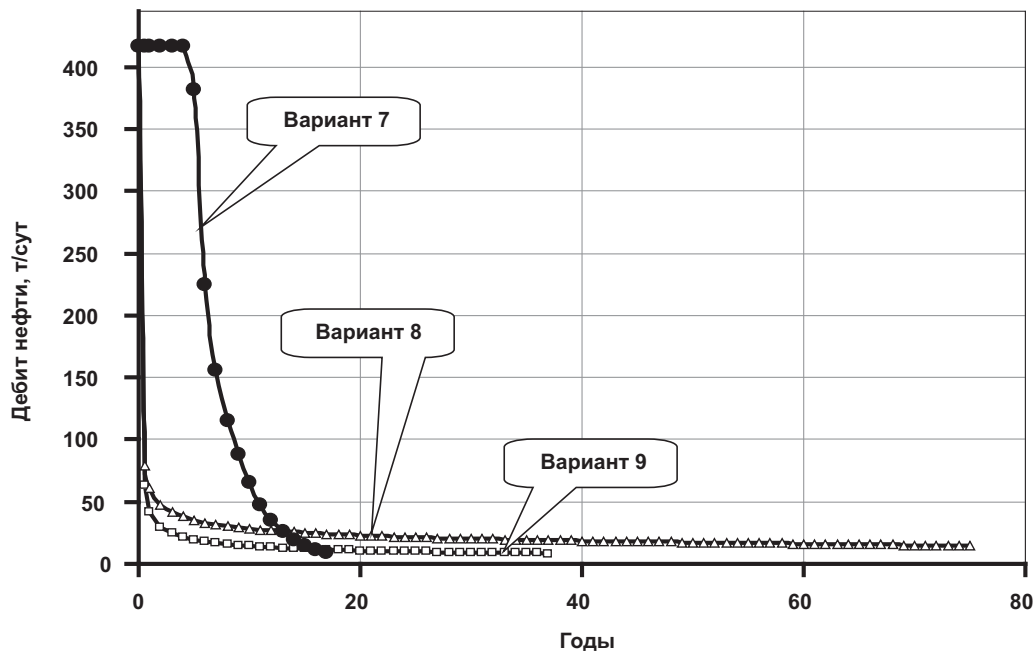


Рис. 4. Зависимость от времени дебита нефти в вариантах 7-9

8. В вариантах 13–15 КИН находится в пределах 73 % (вариант 13) – 40 % (вариант 14). В вариантах 16–18 наибольший КИН (73 %) присущ варианту 16, наименьший – варианту 18 (13 %).

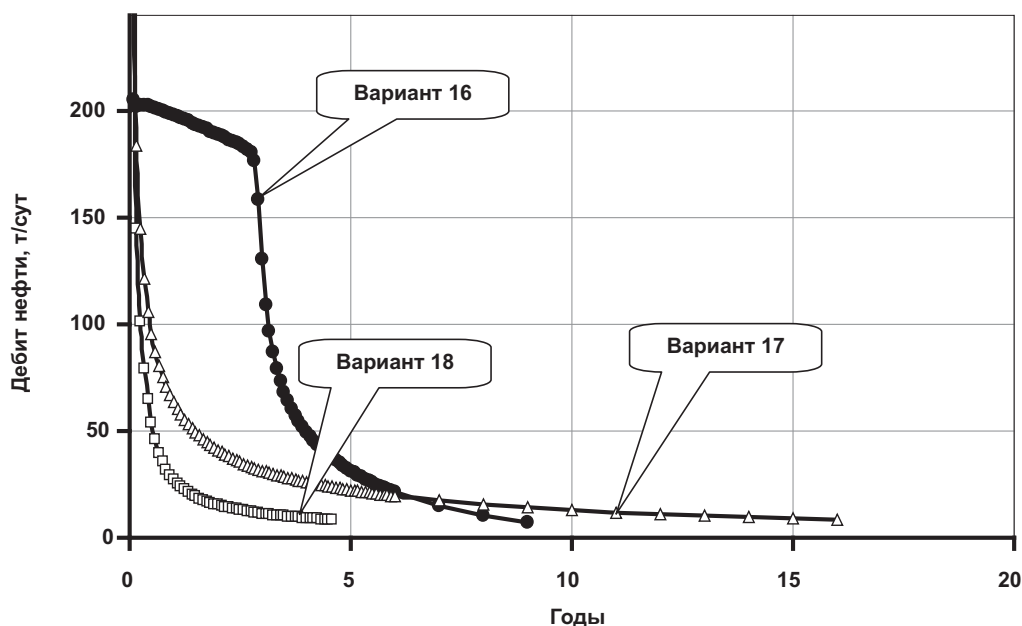


Рис. 5. Зависимость от времени дебита нефти в вариантах 16-18

## Выводы

Применительно к единичной изолированной линзе проварьированы ее характерные исходные данные, а также местоположение добывающей и нагнетательной скважин. Соответствующее 3D компьютерное моделирование позволило выявить наиболее значимые факторы, оказывающие влияние на показатели добычи нефти из изолированной линзы. В порядке значимости эти факторы располагаются в следующей последовательности: размещение скважин относительно друг друга и относительно внешней границы; анизотропия коллекторских свойств; коллекторские свойства и размеры линзы. В зависимости от этих факторов КИН, сроки разработки и водонефтяной фактор могут различаться кратно.

## Список литературы

1. *Гузев В.В.* Реализация проектных решений с учетом особенностей геологического строения разрабатываемых месторождений / В.В. Гузев, М.Р. Садыков, М.Ф. Пустовалов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 6, С. 26–31.
2. *Варламов С.Н.* Линзовидная модель строения горизонтов БВ8, БВ10 Самотлорского месторождения / С.Н. Варламов, Г.Д. Ухлова, К.К. Галлямов // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: сб. науч. тр. – Т. 2. – Ханты-Мансийск: Изд. дом «ИздатНаукаСервис», 2005. – С. 186–196.
3. *Каюмов М.Ш.* Стратегия выработки запасов нефти, сосредоточенных в застойных областях месторождений, находящихся в заключительной стадии разработки / М.Ш. Каюмов, М.М. Салихов, И.В. Владимиров и др. // Нефтепромышленное дело. – 2005. – №8. – С. 10–16.
4. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки / под ред. проф. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 463 с.
5. *Закиров С.Н.* Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч 2. / С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, Э.С. Закиров и др. – М.; Ижевск: Ин-т компьют. иссл-ий, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 484 с.
6. *Закиров С.Н.* Выработка запасов нефти в линзовидных коллекторах / С.Н. Закиров, А.А. Контарев // Докл. РАН. – 2007. – Т. 413. – Вып. 1. – С. 68–70.
7. *Лысенко В.Д.* Проблемы эффективности разработки нефтяных месторождений / В.Д. Лысенко // Нефтепромышленное дело. – 2007. – №1. – С. 4–9.