

УДК 622.276:550.8.013

В.А. Лушпеев¹, e-mail: lushpeev035@gmail.com; **Н.А. Ровник**¹, e-mail: balatsenko.n@mail.ru;

Д.С. Тананыхин¹, e-mail: tananykhin_ds@pers.spmi.ru; **И.В. Шпуров**¹

¹ Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет» (Санкт-Петербург, Россия).

Определение эффективности технологий ограничения газопритока при моделировании разработки нефтяных оторочек с помощью пакета tNavigator

Эффективная разработка залежей нефти с массивной газовой шапкой является актуальной задачей для огромного количества добывающих компаний во всем мире. Основной проблемой разработки таких запасов являются процессы образования газовых конусов, из-за которых происходят прорывы газа к добывающим скважинам. Это явление приводит к ухудшению технико-экономических показателей и не позволяет достичь высоких значений коэффициента извлечения нефти. В статье описаны способы разработки залежей с газовой шапкой, приведена классификация технологий ограничения газопритока, рассмотрены методы формирования блокирующих экранов и использования устройств контроля притока. Описан процесс моделирования газовой шапки залежи в виде трассера в пакете tNavigator. На модели месторождения с нефтяной оторочкой в пакете tNavigator рассмотрено три варианта добычи нефти: разработка вертикальными добывающими скважинами, разработка горизонтальными добывающими скважинами и формирование изолирующего экрана на границе газонефтяного контакта. Проанализированы результаты применения каждого варианта, предложены способы повышения их эффективности, такие как использование адаптивной системы регулирования притока и формирование изолирующего полимерного экрана с обширным водяным барьером.

Ключевые слова: разработка нефтяных оторочек, технология ограничения газопритока, прорыв газа, моделирование, tNavigator.

.....

V.A. Lushpeev¹, e-mail: lushpeev035@gmail.com; **N.A. Rovnik**¹, e-mail: balatsenko.n@mail.ru;

D.S. Tananykhin¹, e-mail: tananykhin_ds@pers.spmi.ru; **I.V. Shpurov**¹

¹ Federal State Educational Institution of Higher Professional Education "Saint-Petersburg Mining University" (Saint Petersburg, Russia).

Efficiency Assessment of Gas Discharge Limitation Technologies while Simulating Oil Fringes Using the Navigator Bundle

Rationale development of the reservoir with a massive gas cap is relevant for a lot of oil and gas companies around the world. The main problems of such challenge are the formation of gas cones, which lead to gas breakthroughs to production wells. This process reduces technical and economic indicators and does not allow to achieve high values of oil gas recovery factor. The article describes the methods of the development of reservoir with a gas cap, the classification of limiting gas breakthrough technologies is given. Methods of forming blocking screens and using inflow control devices are analyzed. The authors describe the process of simulating the gas cap of the reservoir in the form of a tracer in the tNavigator. The article considers three options for oil recovery from the gas cap reservoir using the example of the tNavigator training model: operation of vertical production wells, operation of horizontal exploitation wells, formation of an insulating screen at the gas-oil contact. Authors suggested methods for increasing the efficiency by analysing the results of each options. For example it is suggested to use of an adaptive inflow control system and the formation of an insulating polymer screen with an extensive water barrier.

Keywords: development of oil rims, gas restriction technology, gas coning, gas breakthrough, gas cap, simulating, tNavigator.

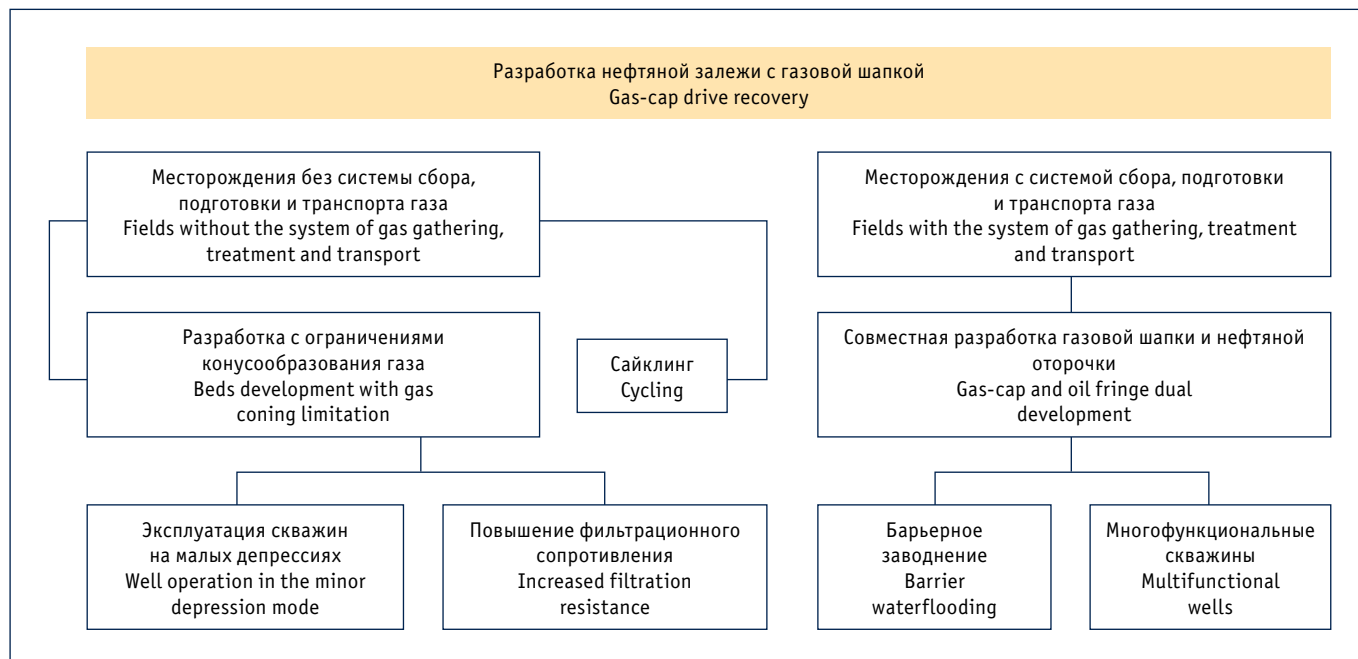


Рис. 1. Методы разработки нефтяной залежи с газовой шапкой [15]

Fig. 1. Methods for developing an oil reservoir with a gas cap [15]

Значительную часть запасов углеводородов РФ составляют нефтегазоконденсатные месторождения, в нефтяных оторочках которых сосредоточено около 6 млрд т нефти. При этом запасы нефти таких месторождений разрабатываются недостаточно эффективно, что зачастую связано с отрицательным влиянием прорыва газа из газовой шапки. Из-за сложности разработки запасы нефти нефтегазоконденсатных месторождений относят к категории трудноизвлекаемых.

Эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений зависит от множества факторов, в числе которых степень разведанности запасов, тип залежи, уровень технической оснащенности добывающего предприятия, а также правильный подбор технологий. Анализ публикаций по теме эффективности разработки нефтегазоконденсатных месторождений показал, что большая часть работ посвящена технологиям ограничения конусообразования газа за счет повышения фильтрационного сопротивления или управления ре-

жимом работы скважины с помощью устройств контроля притока. Многие компании применяют собственные технологии ограничения газопритока, однако общие основополагающие принципы действия этих технологий схожи. Ряд авторов описывает полный цикл реализации технологии ограничения газопритока – от лабораторных экспериментов до опытно-промышленных испытаний [1, 2]. В работах [3–5] рассмотрены особенности изоляции газопритока в условиях карбонатных коллекторов. Авторы [6] приводят классификацию технологий изоляции прорывов газа по типу изолирующего агента, выделяют кристаллогидраты, пены, тампонажные составы, полимерные растворы и т. д.

Значительное количество работ посвящено математическому моделированию процессов конусообразования газа [3, 5, 7, 8]. Авторы [9] рассматривают теорию конусообразования Маскета – Чарного, в работе [10] предложен метод потенциометрического моделирования. По результатам анализа данных статей

можно сделать вывод, что математическое моделирование конусообразования направлено на вывод формул для расчета двух основных параметров – критического (максимального безгазового) дебита и времени прорыва газа. В то же время ряд статей [10–14] предлагает экспериментальную проверку выведенных математических закономерностей для тестирования на гидродинамических моделях в условиях месторождений Прадхо Бей (Аляска, США), им. Ю. Корчагина (акватория Каспийского моря, РФ), Тролль (Норвегия) и др. В ходе анализа публикаций авторами данной статьи было выявлено, что тема обоснования эффективности технологий ограничения газопритока при разработке нефтяных оторочек в пакете tNavigator исследована слабо. Авторы выделили лишь одну работу, в которой представлено моделирование изолирующего экрана при разработке нефтяной оторочки горизонтальными скважинами, однако сравнение технологии с другими методами в работе отсутствует. В то же время процесс моделирования

Ссылка для цитирования (for citation):

Лушпеев В.А., Ровник Н.А., Тананыхин Д.С., Шпуров И.В. Определение эффективности технологий ограничения газопритока при моделировании разработки нефтяных оторочек с помощью пакета tNavigator // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2019. № 1–2. С. 80–88.

Lushpееv V.A., Rovnik N.A., Tananykhin D.S., Shpurov I.V. Efficiency Assessment of Gas Discharge Limitation Technologies while Simulating Oil Fringes Using the Navigator Bundle. Territorija "NEFTEGAS" = Oil and Gas Territory, 2019, No. 1–2, P. 80–88. (In Russian)

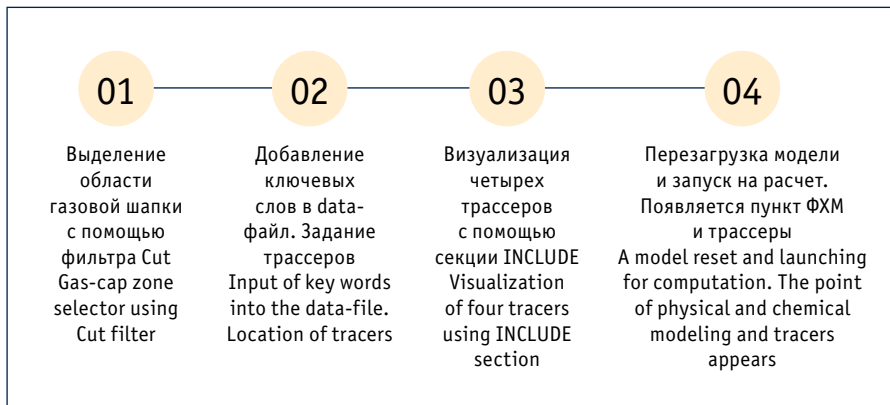


Рис. 2. Этапы моделирования газовой шапки в пакете tNavigator
Fig. 2. Stages of simulating the gas cap in the tNavigator software

технологий на гидродинамических симуляторах уменьшает риск неправильного выбора метода для объекта и позволяет прогнозировать поведение объекта в дальнейшем.

В связи с этим авторы данной статьи поставили перед собой цель продемонстрировать процесс моделирования газовой шапки залежи, а также способов снижения ограничения притока газа в нефтедобывающие скважины в пакете tNavigator и провести их анализ и сравнение эффективности.

В рамках указанной цели были сформулированы следующие задачи:

- рассмотреть основные способы ограничения газопритока;
- описать моделирование газовой шапки в пакете tNavigator на примере учебной модели;
- смоделировать несколько вариантов разработки залежи с газовой шапкой в пакете tNavigator, определить наиболее эффективный вариант и предложить методы его совершенствования.

Результаты проведенного исследования могут быть использованы при разработке нефтяных оторочек и проектировании технологий ограничения газопритока на российских месторождениях.

МЕТОДЫ

Методы разработки нефтяной залежи с газовой шапкой можно разделить на две группы: варианты разработки месторождения с системой сбора, подготовки и транспорта газа и варианты разработки без системы сбора, подготовки и транспорта газа (рис. 1).

Авторами статьи был сделан упор на разработку нефтяных оторочек в отсутствие системы сбора, подготовки и транспорта газа. В таких условиях обычно применяют сайклинг-процесс или технологии ограничения конусообразования. Методы предупреждения прорывов газа

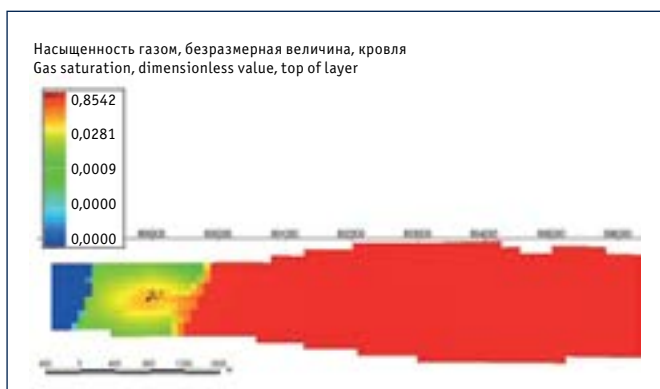


Рис. 4. Расположение добывающей скважины Д_1 на учебной модели, распределение газа отражено после расчета модели (2D-вид)

Fig. 4. Location of production well D_1 on the training model. Gas saturation after presented the calculation of the model (2D view)

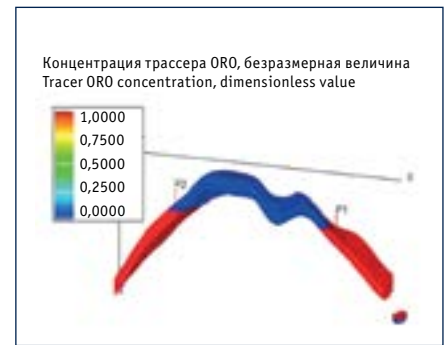


Рис. 3. Вид залежи после расчета газовой шапки

Fig. 3. View of the reservoir after the calculation with a gas cap

в добывающие скважины обычно основаны на повышении фильтрационного сопротивления или на контроле за депрессией в процессе эксплуатации. К первой группе методов относят формирование на границе газонефтяного контакта различных изолирующих экранов с помощью пен, полимеров, кристаллогидратов, кремнийорганических составов и т. д. [16]. Ко второй – устройства контроля притока, которые принято разделять на активные и пассивные, хотя в последнее время в качестве особой группы выделяют еще и адаптивные системы регулирования притока.

Необходимо также отметить, что горизонтальные скважины сами по себе технологически ограничивают газоприток, поскольку обладают более высоким значением предельного безводного и безгазового дебита при разработке залежей с активной подошвенной водой и газовой шапкой.

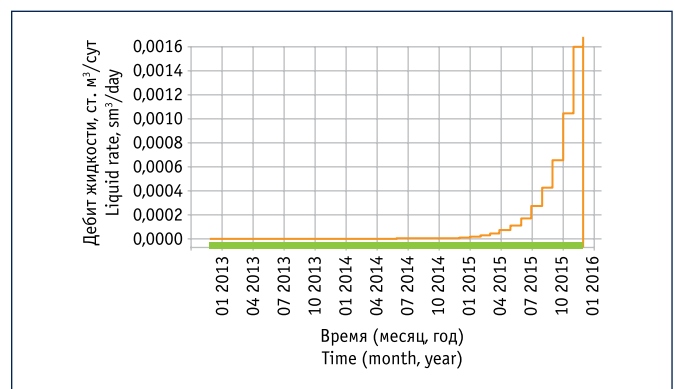


Рис. 5. Добыча газа из газовой шапки (трассер GCG: добыча, добывающая скважина Д_1)

Fig. 5. Gas recovery from the gas cap (tracer GCG: production, production well D_1)

| | Д_1: накопленная нефть, тыс. ст. м ³ D_1: cumulative oil production, thousands Sm ³ | Д_1: накопленная вода, тыс. ст. м ³ D_1: cumulative water production, thousands Sm ³ | Д_1: трассер... тыс. ст. м ³ /сут D_1: tracer... thousands Sm ³ /day | Д_1: трассер... тыс. ст. м ³ /сут D_1: tracer... thousands Sm ³ /day |
|------------|--|---|---|---|
| 1 Dec 2012 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1 Jan 2013 | 3.24807 | 1.2273 | 0 | 15.297 |
| 1 Feb 2013 | 5.93576 | 2.29841 | 0 | 16.3639 |
| 1 Mar 2013 | 8.12863 | 3.20144 | 0 | 15.3775 |
| 1 Apr 2013 | 10.4634 | 4.17517 | 0 | 14.1851 |
| 1 May 2013 | 12.6713 | 5.10302 | 0 | 13.245 |
| 1 Jun 2013 | 14.9172 | 6.05185 | 0 | 12.532 |
| 1 Jul 2013 | 17.0658 | 6.96328 | 2.26165e-15 | 12.0304 |
| 1 Aug 2013 | 19.2647 | 7.8993 | 9.28736e-15 | 11.6531 |
| 1 Sep 2013 | 21.4453 | 8.83042 | 3.30343e-14 | 11.366 |
| 1 Oct 2013 | 23.5447 | 9.72857 | 2.06747e-13 | 11.1305 |
| 1 Nov 2013 | 25.699 | 10.6527 | 1.10832e-12 | 10.9233 |
| 1 Dec 2013 | 27.7681 | 11.5428 | 2.50143e-12 | 10.7493 |
| 1 Jan 2014 | 29.8952 | 12.4598 | 5.54546e-12 | 10.5879 |
| 1 Feb 2014 | 32.0124 | 13.3744 | 1.17141e-11 | 10.4407 |
| 1 Mar 2014 | 33.9176 | 14.1986 | 2.18542e-11 | 10.319 |
| 1 Apr 2014 | 36.0211 | 15.1098 | 7.36314e-11 | 10.1948 |
| 1 May 2014 | 38.0493 | 15.9897 | 2.15166e-10 | 10.0864 |
| 1 Jun 2014 | 40.136 | 16.8969 | 3.81957e-10 | 9.98848 |
| 1 Jul 2014 | 42.1493 | 17.7734 | 6.48609e-10 | 9.90311 |
| 1 Aug 2014 | 44.2236 | 18.6778 | 1.10545e-09 | 9.82524 |
| 1 Sep 2014 | 46.2921 | 19.581 | 1.84696e-09 | 9.75527 |
| 1 Oct 2014 | 48.2886 | 20.4539 | 2.97856e-09 | 9.69448 |
| 1 Nov 2014 | 50.3463 | 21.3547 | 4.84593e-09 | 9.63943 |
| 1 Dec 2014 | 52.3328 | 22.2255 | 7.64454e-09 | 9.59202 |
| 1 Jan 2015 | 54.3805 | 23.1243 | 1.2191e-08 | 9.54928 |
| 1 Feb 2015 | 56.4232 | 24.022 | 1.93187e-08 | 9.51041 |
| 1 Mar 2015 | 58.2643 | 24.8321 | 2.890693e-08 | 9.47755 |
| 1 Apr 2015 | 60.298 | 25.728 | 4.55324e-08 | 9.44381 |
| 1 May 2015 | 62.262 | 26.5942 | 7.03987e-08 | 9.41399 |
| 1 Jun 2015 | 64.2871 | 27.4883 | 1.10917e-07 | 9.38429 |
| 1 Jul 2015 | 66.243 | 28.3528 | 1.71788e-07 | 9.35819 |
| 1 Aug 2015 | 68.26 | 29.2454 | 2.71047e-07 | 9.33326 |
| 1 Sep 2015 | 70.2732 | 30.1371 | 4.27542e-07 | 9.31067 |
| 1 Oct 2015 | 72.2178 | 30.9993 | 6.6185e-07 | 9.29019 |
| 1 Nov 2015 | 74.2236 | 31.8895 | 1.04174e-06 | 9.27056 |
| 1 Dec 2015 | 76.1614 | 32.7504 | 1.60666e-06 | 9.25286 |

Рис. 6. Показатели работы скважины Д_1 после трех лет работы
Fig. 6. Results of well D_1 data after three years of operation

| | Д_1: дебит нефти, ст. м ³ /сут D_1: oil production rate, Sm ³ /day | Д_1: дебит вода, ст. м ³ /сут D_1: water discharge, Sm ³ /day | Д_1: дебит газа, ст. м ³ /сут D_1: gas flow rate, Sm ³ /day |
|------------|---|--|--|
| 1 Dec 2012 | 0 | 0 | 0 |
| 1 Jan 2013 | 96.4714 | 37.1943 | 15297.9 |
| 1 Feb 2013 | 83.2802 | 33.6259 | 16366.1 |
| 1 Mar 2013 | 78.3168 | 32.251 | 15379.4 |
| 1 Apr 2013 | 75.3137 | 31.4106 | 14186.8 |
| 1 May 2013 | 73.5974 | 30.9283 | 13246.5 |
| 1 Jun 2013 | 72.4477 | 30.6076 | 12533.3 |
| 1 Jul 2013 | 71.6227 | 30.381 | 12031.6 |
| 1 Aug 2013 | 70.9311 | 30.1939 | 11654.2 |
| 1 Sep 2013 | 70.3425 | 30.0363 | 11367.0 |
| 1 Oct 2013 | 69.8213 | 29.8964 | 11131.6 |
| 1 Nov 2013 | 69.3523 | 29.7716 | 10924.3 |
| 1 Dec 2013 | 68.969 | 29.6719 | 10750.3 |
| 1 Jan 2014 | 68.6157 | 29.5815 | 10588.8 |
| 1 Feb 2014 | 68.2998 | 29.5018 | 10441.6 |
| 1 Mar 2014 | 68.0412 | 29.4377 | 10319.8 |
| 1 Apr 2014 | 67.7721 | 29.3717 | 10195.5 |
| 1 May 2014 | 67.5344 | 29.3149 | 10087.1 |
| 1 Jun 2014 | 67.3124 | 29.2636 | 9989.12 |
| 1 Jul 2014 | 67.1096 | 29.2173 | 9903.71 |
| 1 Aug 2014 | 66.9136 | 29.1742 | 9825.83 |
| 1 Sep 2014 | 66.7256 | 29.1335 | 9755.78 |
| 1 Oct 2014 | 66.5516 | 29.0964 | 9694.99 |
| 1 Nov 2014 | 66.3779 | 29.0599 | 9639.89 |
| 1 Dec 2014 | 66.2162 | 29.0262 | 9592.48 |
| 1 Jan 2015 | 66.053 | 28.9925 | 9549.83 |
| 1 Feb 2015 | 65.8933 | 28.9594 | 9510.93 |
| 1 Mar 2015 | 65.7537 | 28.9308 | 9478.06 |
| 1 Apr 2015 | 65.6046 | 28.9003 | 9444.31 |
| 1 May 2015 | 65.4651 | 28.8719 | 9413.87 |
| 1 Jun 2015 | 65.3262 | 28.8438 | 9384.76 |
| 1 Jul 2015 | 65.1962 | 28.8174 | 9358.64 |
| 1 Aug 2015 | 65.0662 | 28.791 | 9333.7 |
| 1 Sep 2015 | 64.9402 | 28.7653 | 9311.12 |
| 1 Oct 2015 | 64.8218 | 28.7412 | 9290.62 |
| 1 Nov 2015 | 64.7035 | 28.7171 | 9270.98 |
| 1 Dec 2015 | 64.5926 | 28.6944 | 9253.27 |

Рис. 7. Дебиты нефти и воды скважины Д_1 в 2012–2015 гг.
Fig. 7. Oil and water flow rates of well D1 in the 2012–2015

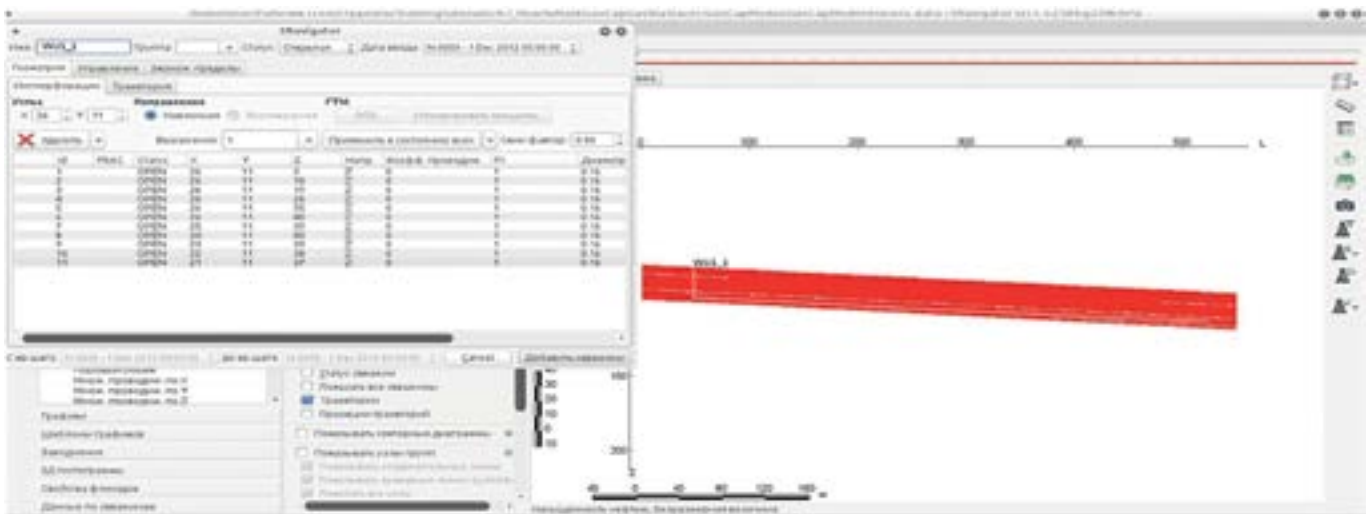


Рис. 8. Траектория ствола горизонтальной скважины
Fig. 8. Horizontal Well Trajectory

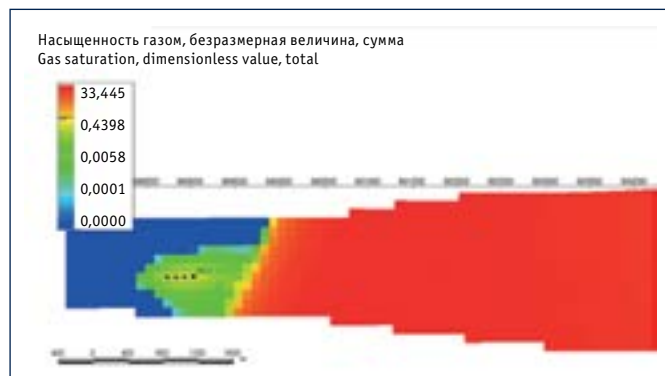


Рис. 9. Распределение насыщенности газом после запуска модели на расчет
Fig. 9. Distribution of gas saturation after starting the model calculation

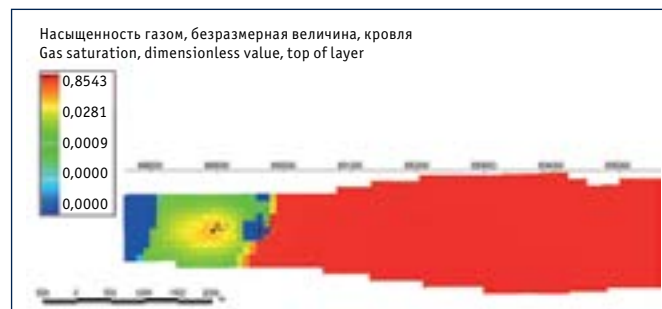


Рис. 11. Распределение газонасыщенности после добавления нагнетательной скважины и запуска модели на расчет
Fig. 11. Distribution of gas saturation after the addition of the injection well and starting the calculation of the model

| | Накопленная нефть, тыс. ст. м ³ Cumulative oil production, thousands Sm ³ | Накопленная вода, тыс. ст. м ³ Cumulative water production, thousands Sm ³ |
|------------|--|---|
| 1 Dec 2012 | 0 | 0 |
| 1 Jan 2013 | 5.00668 | 2.47088 |
| 1 Feb 2013 | 9.14361 | 4.6137 |
| 1 Mar 2013 | 12.611 | 6.46346 |
| 1 Apr 2013 | 16.2516 | 8.45389 |
| 1 May 2013 | 19.658 | 10.3529 |
| 1 Jun 2013 | 23.0997 | 12.3038 |
| 1 Jul 2013 | 26.39 | 14.2027 |
| 1 Aug 2013 | 29.7534 | 16.1694 |
| 1 Sep 2013 | 33.0812 | 18.1295 |
| 1 Oct 2013 | 36.2833 | 20.0334 |
| 1 Nov 2013 | 29.5768 | 22.0078 |
| 1 Dec 2013 | 42.7522 | 23.9236 |
| 1 Jan 2014 | 46.0226 | 25.9077 |
| 1 Feb 2014 | 49.288 | 27.8951 |
| 1 Mar 2014 | 52.2294 | 29.692 |
| 1 Apr 2014 | 55.4733 | 31.682 |
| 1 May 2014 | 58.6052 | 33.608 |
| 1 Jun 2014 | 61.8341 | 35.5977 |
| 1 Jul 2014 | 64.9518 | 37.5224 |
| 1 Aug 2014 | 68.166 | 39.5099 |
| 1 Sep 2014 | 71.373 | 41.496 |
| 1 Oct 2014 | 74.4698 | 43.4164 |
| 1 Nov 2014 | 77.6629 | 45.3991 |
| 1 Dec 2014 | 80.7464 | 47.316 |
| 1 Jan 2015 | 83.9259 | 49.2948 |
| 1 Feb 2015 | 87.0985 | 51.2716 |
| 1 Mar 2015 | 89.9585 | 53.0554 |
| 1 Apr 2015 | 93.1182 | 55.0282 |
| 1 May 2015 | 96.1698 | 56.9354 |
| 1 Jun 2015 | 99.3316 | 58.9041 |
| 1 Jul 2015 | 102.356 | 60.8072 |
| 1 Aug 2015 | 105.49 | 62.7716 |
| 1 Sep 2015 | 108.618 | 64.7339 |
| 1 Oct 2015 | 111.639 | 66.6309 |
| 1 Nov 2015 | 114.755 | 68.589 |
| 1 Dec 2015 | 117.765 | 70.482 |

Рис. 10. Накопленная добыча воды и нефти
Fig. 10. The values of accumulated oil and water production

В рамках исследования авторами статьи было проведено моделирование газовой шапки в tNavigator на примере учебной модели залежи, а затем применительно к созданной модели рассмотрено и проанализировано три варианта разработки нефтяной оторочки. Газовая шапка в пакете tNavigator моделируется как трассер, процесс моделирования можно разделить на четыре этапа (рис. 2). После выполнения всех четырех этапов и запуска модели на расчет был получен результат, представленный на рис. 3.

Следующим этапом исследования было моделирование трех вариантов добычи нефти в условиях высокого риска прорыва газа из газовой шапки в продуктивные скважины:

- вариант 1 – без дополнительных мероприятий ограничения газопритока: одна добывающая скважина в нефтяной части залежи;
- вариант 2 – горизонтальная добывающая скважина;
- вариант 3 – создание водяного экрана на границе газонефтяного контакта в целях ограничения притока газа путем добавления нагнетательной скважины.

Для каждого из вариантов оценены значения максимального безгазового дебита нефти, а также времени прорыва газа, произведено сравнение, и выделена наиболее эффективная технология.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Во всех описанных вариантах при расчете модели параметры были заданы по умолчанию. Расчет производился на три года.

Вариант 1: одна добывающая вертикальная скважина (рис. 4)

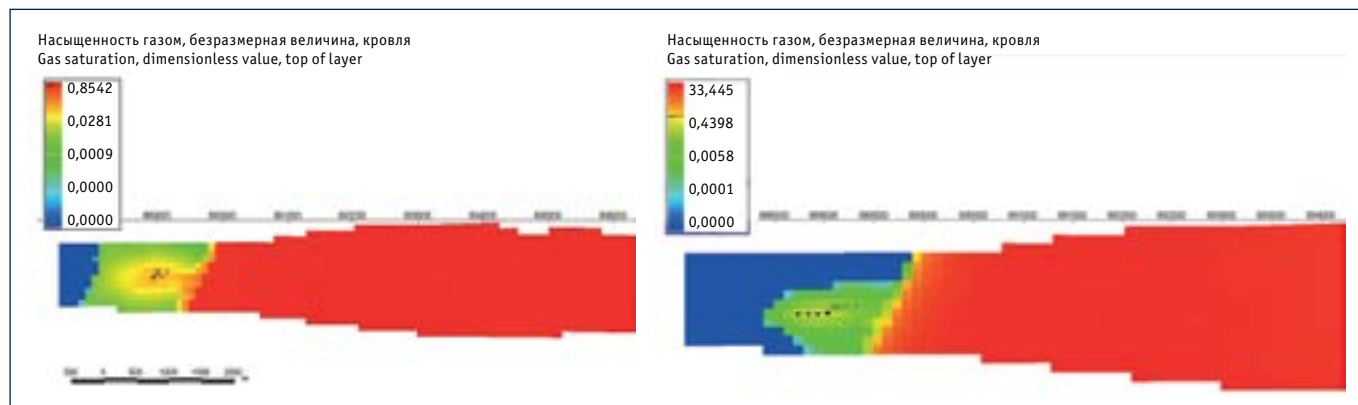
Для анализа проведенного расчета из модели были выгружены графики суточной добычи газа из газовой шапки, таблицы накопленной добычи и дебитов нефти, воды, газа (рис. 5–7)

В соответствии с данными, отраженными на рис. 7–9, накопленная добыча нефти по состоянию на декабрь 2015 г. составляет 76 тыс. м³, накопленная добыча воды – 32,7 тыс. м³. Газ из газовой шапки начинает прорываться через семь месяцев после запуска скважины, и к концу 2015 г. суточная добыча газа из шапки возрастает с $2,27 \cdot 10^{-15}$ м³/сут до $1,6 \cdot 10^{-6}$ м³/сут, критическое значение безгазового дебита нефти составляет 72,5 м³/сут. Такая динамика говорит о необходимости проведения мероприятий по ограничению притоков газа из газовой шапки в целях уменьшения риска вывода скважин из работы по причине высокой загазованности.

Вариант 2: горизонтальная добывающая скважина

Поскольку горизонтальные скважины обладают более высоким значением предельного безводного и безгазового дебита при разработке залежей с газовой шапкой, в работе был рассмотрен вариант, когда вместо обычной вертикальной скважины Д_1 в эксплуатацию введена горизонтальная скважина (рис. 8, 9).

После расчета модели были проанализированы такие показатели работы скважины, как накопленная добыча нефти и воды по состоянию на конец 2015 г. (рис. 10), обводненность, добыча



a) a)

b) b)

Рис. 12. Распределение газонасыщенности при добыче нефти с помощью: а) вертикальной скважины; б) горизонтальной скважины

Fig. 12. Distribution of gas saturation during the production of oil with a vertical well (a), horizontal well (b)

| | Д_1: трассер GCG: добыча газа, ст. м³/сут D_1: tracer GCG: gas production, Sm³/day |
|------------|---|
| 1 Dec 2012 | 0 |
| 1 Jan 2013 | 0 |
| 1 Feb 2013 | 0 |
| 1 Mar 2013 | 0 |
| 1 Apr 2013 | 0 |
| 1 May 2013 | 0 |
| 1 Jun 2013 | 0 |
| 1 Jul 2013 | 0 |
| 1 Aug 2013 | 0 |
| 1 Sep 2013 | 0 |
| 1 Oct 2013 | 0 |
| 1 Nov 2013 | 0 |
| 1 Dec 2013 | 0 |
| 1 Jan 2014 | 0 |
| 1 Feb 2014 | 0 |
| 1 Mar 2014 | 0 |
| 1 Apr 2014 | 0 |
| 1 May 2014 | 0 |
| 1 Jun 2014 | 0 |
| 1 Jul 2014 | 0 |
| 1 Aug 2014 | 0 |
| 1 Sep 2014 | 0 |
| 1 Oct 2014 | 0 |
| 1 Nov 2014 | 0 |
| 1 Dec 2014 | 0 |
| 1 Jan 2015 | 0 |
| 1 Feb 2015 | 0 |
| 1 Mar 2015 | 0 |
| 1 Apr 2015 | 0 |
| 1 May 2015 | 0 |
| 1 Jun 2015 | 1.76463e-12 |
| 1 Jul 2015 | 3.14037e-12 |
| 1 Aug 2015 | 5.56584e-12 |
| 1 Sep 2015 | 9.60191e-12 |
| 1 Oct 2015 | 1.58480e-11 |
| 1 Nov 2015 | 2.61206e-11 |
| 1 Dec 2015 | 4.1444e-11 |

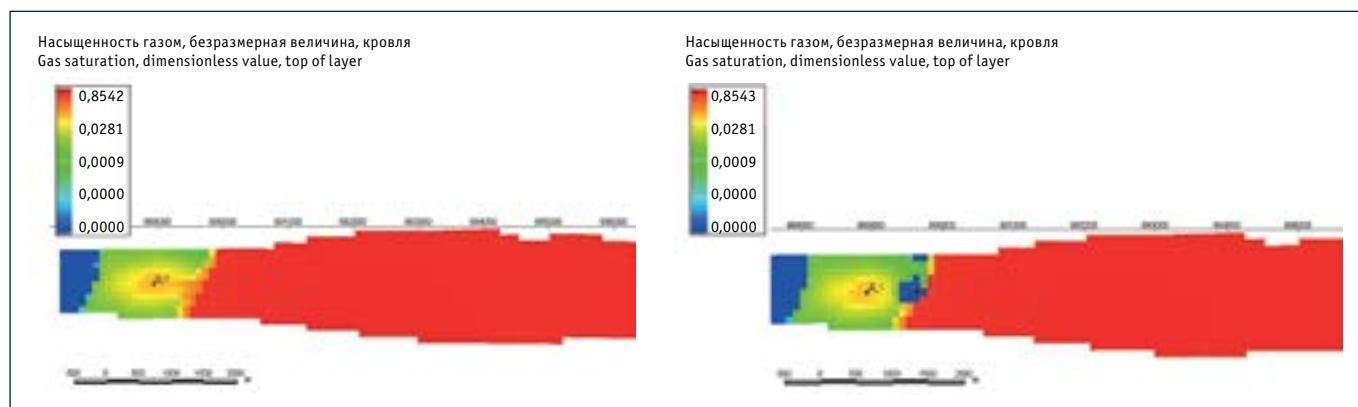
Рис. 13. Суточная добыча газа из газовой шапки за 2012–2015 гг.

Fig. 13. Daily gas production from the gas cap for the period 2012–2015

| | Дебит нефти, ст. м³/сут Oil flow rate, Sm³/day | Массовый дебит т/сут Mass discharge, tons per day | Дебит воды ст. м³/сут Water discharge, Sm³/day | Массовый дебит т/сут Mass discharge, tons per day | Дебит свободной нефти, ст. м³/сут Free oil flow rate, Sm³/day |
|------------|---|--|---|--|--|
| 1 Dec 2012 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1 Jan 2013 | 95.6652 | 81.3154 | 36.9712 | 37.156 | 9.79987 |
| 1 Feb 2013 | 83.8686 | 71.2883 | 33.7969 | 33.9659 | 11.4231 |
| 1 Mar 2013 | 78.7992 | 66.9793 | 32.389 | 32.5509 | 10.7841 |
| 1 Apr 2013 | 76.1668 | 64.7418 | 31.6191 | 31.7772 | 9.67418 |
| 1 May 2013 | 74.7739 | 63.5578 | 31.2322 | 31.3884 | 8.77267 |
| 1 Jun 2013 | 73.881 | 62.7989 | 30.985 | 31.1399 | 8.08502 |
| 1 Jul 2013 | 73.2553 | 62.267 | 30.8105 | 30.9646 | 7.61791 |
| 1 Aug 2013 | 72.7525 | 61.8396 | 30.6691 | 30.8225 | 7.2564 |
| 1 Sep 2013 | 72.3417 | 61.4904 | 30.5535 | 30.7062 | 6.97631 |
| 1 Oct 2013 | 72.0017 | 61.2015 | 30.456 | 30.6082 | 6.75629 |
| 1 Nov 2013 | 71.7003 | 60.9452 | 30.3677 | 30.5196 | 6.56759 |
| 1 Dec 2013 | 71.4466 | 60.7286 | 30.2917 | 30.4432 | 6.41014 |
| 1 Jan 2014 | 71.2186 | 60.5358 | 30.2204 | 30.3715 | 6.26713 |
| 1 Feb 2014 | 71.017 | 60.3644 | 30.1548 | 30.3056 | 6.14137 |
| 1 Mar 2014 | 70.8535 | 60.2254 | 30.0999 | 30.2504 | 6.03925 |
| 1 Apr 2014 | 70.6921 | 60.0883 | 30.0436 | 30.1938 | 5.93742 |
| 1 May 2014 | 70.5519 | 59.9691 | 29.9929 | 30.1429 | 5.84871 |
| 1 Jun 2014 | 70.4215 | 59.8583 | 29.9441 | 30.0938 | 5.76615 |
| 1 Jul 2014 | 70.3059 | 59.76 | 29.8993 | 30.0488 | 5.69289 |
| 1 Aug 2014 | 70.1976 | 59.668 | 29.8559 | 30.0052 | 5.6236 |
| 1 Sep 2014 | 70.0982 | 59.5835 | 29.8148 | 29.9639 | 5.5592 |
| 1 Oct 2014 | 70.0102 | 59.5087 | 29.7772 | 29.9261 | 5.50071 |
| 1 Nov 2014 | 69.9259 | 59.437 | 29.7408 | 29.8895 | 5.44554 |
| 1 Dec 2014 | 69.8499 | 59.3724 | 29.7072 | 29.8557 | 5.39571 |
| 1 Jan 2015 | 69.7775 | 59.3108 | 29.6742 | 29.8225 | 5.34741 |
| 1 Feb 2015 | 69.7112 | 59.2545 | 29.6428 | 29.791 | 5.30133 |
| 1 Mar 2015 | 69.6557 | 59.2073 | 29.6156 | 29.7637 | 5.26212 |
| 1 Apr 2015 | 69.5975 | 59.1579 | 29.5865 | 29.7345 | 5.22148 |
| 1 May 2015 | 69.5459 | 59.114 | 29.5595 | 29.7073 | 5.18342 |
| 1 Jun 2015 | 69.4971 | 59.0726 | 29.5325 | 29.6802 | 5.14638 |
| 1 Jul 2015 | 69.4535 | 59.0355 | 29.5072 | 29.6547 | 5.11258 |
| 1 Aug 2015 | 69.4109 | 58.9993 | 29.4816 | 29.629 | 5.07933 |
| 1 Sep 2015 | 69.372 | 58.9662 | 29.4566 | 29.6039 | 5.04734 |
| 1 Oct 2015 | 69.3376 | 58.937 | 29.4328 | 29.58 | 5.01735 |
| 1 Nov 2015 | 69.3053 | 58.9095 | 29.4088 | 29.5558 | 4.9874 |
| 1 Dec 2015 | 69.2766 | 58.8851 | 29.3857 | 29.5326 | 4.95943 |

Рис. 14. Дебиты нефти и воды скважины Д_1 в 2012–2015 гг.

Fig. 14. Oil and water flow rates of the well D_1 in the period 2012–2015



а) а)

б) б)

Рис. 15. Распределение газонасыщенности при добыче нефти: а) вертикальной скважиной; б) вертикальной скважиной с созданием водяного барьера на границе газонефтяного контакта

Fig. 15. Distribution of gas saturation during the production with a vertical well (a) and with a vertical well with the formation of a water barrier (b)

газа из газовой шапки, длительность периода безгазовой добычи нефти, величина критического значения безгазового дебита нефти. Произведено сравнение полученных значений с показателями вертикальной добывающей скважины.

Данные, представленные на рис. 11, показывают, что горизонтальная скважина дает значительно больший эффект по сравнению с вертикальной. Так, накопленная добыча нефти возросла почти в два раза и составила 117,7 тыс. м³, при этом накопленная добыча воды составила 70,5 тыс. м³. Период безгазовой добычи нефти увеличился с семи меся-

цев до двух лет, а величина безгазового дебита составила 103,2 м³/сут.

При этом по рис. 12а и 12б можно четко проследить значительное снижение количества прорывающегося из газовой шапки газа при добыче нефти с помощью горизонтальной скважины.

Вариант 3: формирование водяного барьера на границе газонефтяного контакта

Технология формирования водяного экрана на границе газонефтяного контакта путем закачки воды в нагнетательную скважину успешно применялась на Ванкорском нефтегазоконденсатном

месторождении. Создание такого барьера снижает относительную фазовую проницаемость по газу, что приводит к уменьшению количества газа, прорывающегося из газовой шапки. Для создания барьера на границе газонефтяного контакта была добавлена нагнетательная скважина с приемистостью 300 м³/сут, период работы – 2012–2015 гг. (рис. 11, 13, 14).

Таким образом, при вводе нагнетательной скважины и создании водоизоляционного экрана накопленная добыча нефти составила почти 80 тыс. м³, при этом накопленная добыча воды – 33,4 тыс. м³. Период безгазовой добычи нефти увеличился с семи месяцев до 2,5 лет по сравнению с вертикальной скважиной, а безгазовый дебит составил 69,5 м³/сут. На рис. 15 представлено сравнение газонасыщенности без создания водяного экрана (рис. 15а) и после его создания (рис. 15б). Очевидно, что водяной экран позволяет в некоторой степени увеличить время до начала прорыва газа, но в какой-то момент газ начинает обходить барьер и прорываться в нефтенасыщенную часть залежи, поэтому необходимо искать способы усовершенствования данной технологии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе расчета модели нефтяной залежи с газовой шапкой с разработкой по трем описанным вариантам получены результаты, представленные в таблице. Очевидно, что наибольшее время про-

Результаты расчетов трех вариантов добычи нефти из нефтяной оторочки

Computation results for three oil production options from the oil fringe

| Вариант Version | Срок до начала прорыва газа, мес Pre-gas coning occurrence period, months | Критическое значение безгазового дебита, м ³ /сут Critical value of gas-free production rate, m ³ /day | Накопленная добыча нефти в 2012–2015 гг., тыс. м ³ 2012–2015 cumulative oil production, thousands m ³ |
|--|--|---|--|
| 1 – вертикальная добывающая скважина 1 – vertical producer | 7 | 72,5 | 76,0 |
| 2 – горизонтальная добывающая скважина 2 – horizontal producer | 24 | 103,5 | 155,5 |
| 3 – водяной экран на границе газонефтяного контакта 3 – water shield at gas-oil interface | 30 | 69,5 | 80,0 |

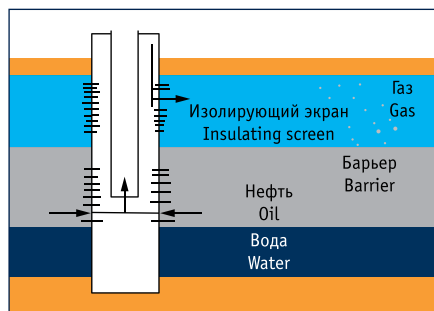


Рис. 16. Процесс одновременного создания гелевого экрана и водяного барьера в области газонефтяного контакта [11]

Fig. 16. The process of simultaneous formation of a gel screen and a water barrier at the gas-oil contact [11]

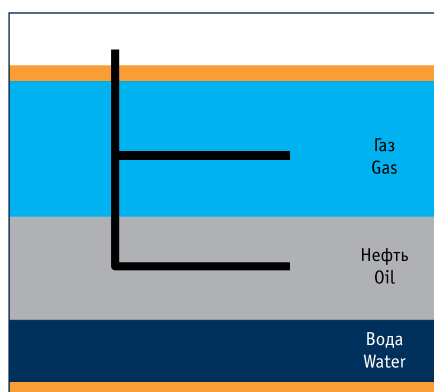


Рис. 17. Расположение нагнетательного и добывающего стволов [11]

Fig. 17. Location of the injection and production wellbores [13]

рыва газа (2,5 года) достигается при формировании водяного экрана на границе газонефтяного контакта, тогда как при добыче нефти без экрана с помощью вертикальной добывающей скважины газ начинает прорываться из шапки уже через 7 мес. В то же время критическое значение безгазового дебита при вводе нагнетательной скважины составляет $69,5 \text{ м}^3/\text{сут}$, а без ввода – $72,5 \text{ м}^3/\text{сут}$.

В варианте 2 (с горизонтальной добывающей скважиной) время нача-

ла прорыва газа несколько меньше (2 года), но при этом величина безгазового дебита составляет $103,5 \text{ м}^3/\text{сут}$, а накопленная добыча нефти – $155,5 \text{ тыс. м}^3$, что значительно больше, чем в вариантах 1 и 3. Повысить эффективность варианта 3 и увеличить время до начала прорыва газа можно, подобрав оптимальную длину горизонтального ствола, а также с помощью адаптивных систем регулирования притока (АСРП), которые дают возможность не только выровнять профиль притока и отложить прорыв газа в скважину, но и ограничить расход газа на заданном уровне в зонах прорыва. На сегодняшний день на российском рынке существует подобное устройство – АСРП «ВОРМОЛС», успешно опробованная на горизонтальных скважинах месторождения им. Ю. Корчагина. Эффективность вариантов 1 и 3 можно также повысить путем формирования специальных изолирующих экранов сложного состава на границе газонефтяного контакта. Однако создание только изолирующего экрана на уровне газонефтяного контакта не всегда оправдывает себя: через какое-то время газ обходит неподвижный экран (барьер) и прорывается к забою добывающей скважины. Более эффективным способом является одновременное формирование изолирующего гелевого экрана и водяного барьера (рис. 16) [11].

В случае вертикальной скважины в межтрубном пространстве на уровне газонефтяного контакта устанавливается пакер. По межтрубному пространству в газонасыщенную зону закачивается гель, который распространяется вдоль газонефтяного контакта и образует непроницаемый экран. Затем в газонасыщенную часть также по затрубному пространству закачивают воду, формируя жидкостной барьер. Через некоторое

время приступают к добыче нефти из нефтяной оторочки. При этом закачка воды продолжается, жидкостной барьер продолжает отделять газ от забоя скважины и снижает риск его прорыва к добывающей скважине.

Такая технология может стать способом усовершенствования и варианта 2 (горизонтальная скважина). Бурится два горизонтальных ствола (рис. 17), один из которых расположен в газонасыщенной зоне над газонефтяным, а другой – в области нефтеносности [11].

Через верхний ствол закачивают изолирующий агент, формирующий экран на уровне газонефтяного контакта. Далее через этот же ствол нагнетают воду для образования барьера. Нижний ствол предназначается для добычи нефти, которая начинается через некоторое время после формирования жидкостного барьера [11].

В заключение необходимо отметить, что несмотря на наибольшую (согласно расчетам) технологическую эффективность использования горизонтальных скважин, нельзя исключать из внимания экономический аспект. Стоимость бурения горизонтальных скважин значительно превышает стоимость бурения вертикальных, что может нивелировать прибыль от дополнительно добытой нефти. Поэтому при выборе технологии необходимо производить детальный технико-экономический анализ.

Кроме того, при применении различных способов разработки нефтегазоконденсатных залежей большое значение приобретает контроль за состоянием пластовых жидкостей и движением границ оторочек, который позволит вовремя предупреждать прорывы газа, выявлять и оперативно устранять недостатки действующей системы. Именно это в конечном счете определяет эффективность разработки месторождения.

Литература:

1. Язков А.В., Горобец В.Е., Загайнов А.Н. и др. Применение горизонтальных скважин со сложным заканчиванием как один из способов эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов нефти тонких подгазовых оторочек с подгазовой водой // Российская нефтегаз. техн. конф. и выставка SPE, 2016 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.onepetro.org/conference-paper/SPE-181907-RU?sort=&start=0&q=Язков+А.В.%2C+Горобец+В.Е.&...=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10# (дата обращения: 13.02.2019).
2. Hasan A., Foss B., Sagatun S.I., et al. Modeling, Simulation, and Optimal Control of Oil Production under Gas Coning Conditions [Электронный источник]. Режим доступа: https://mafiadoc.com/spe-143520-modeling-simulation-and-optimal-semantic-scholar_5ba8d836097c473a1a8b4608.html (дата обращения: 13.02.2019).
3. Пресняков А.Ю., Ломакина И.Ю., Нигматуллин Т.Э. и др. Комплексный подход к выбору технологии ограничения водо- и газопитока в условиях Юрубчено-Тохомского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2014. № 6. С. 94–98.

4. Al-Dhafeeri A.M., Nasr-El-Din H.A., Al-Mubarak H.K., et al. Gas Shutoff Treatment in Carbonate Reservoir for Oil Wells in Saudi Arabia [Электронный источник]. Режим доступа: www.researchgate.net/publication/239818852_Gas_Shutoff_Treatment_in_Carbonate_Reservoir_for_Oil_Wells_in_Saudi_Arabia (дата обращения: 13.02.2019).
5. Ali E., Bergren F.E., DeMestre P., Biezen E. Effective Gas-Shutoff Treatments in a Fractured Carbonate Field in Oman [Электронный источник]. Режим доступа: www.researchgate.net/publication/250089215_Effective_Gas-Shutoff_Treatments_in_a_Fractured_Carbonate_Field_in_Oman (дата обращения: 13.02.2019).
6. Томская Л.А., Краснов И.И., Мараков Д.А. и др. Изоляционные технологии ограничения газопритоков в нефтяных скважинах месторождений Западной Сибири // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. 2016 [Электронный источник]. Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/izolyatsionnye-tehnologii-ogranicheniya-gazopritokov-v-neftnyanh-skvazhinah-mestorozhdeniy-zapadnoy-sibiri> (дата обращения: 13.02.2019).
7. Hatzignatiou D.G., Mohamed F. Water and Gas Coning in Horizontal and Vertical Well. Paper presented at the 45th Annual Technical meeting of the Petroleum Society of Canadian Institute of Mining held in Calgary, Canada, 12–15 June, 1994.
8. MacDonald R.C. Methods for Numerical Simulation of Water and Gas Coning [Электронный источник]. Режим доступа: www.researchgate.net/publication/270440797_Methods_for_Numerical_Simulation_of_Water_and_Gas_Coning (дата обращения: 13.02.2019).
9. Дорофеев Н.В., Талдыкин С.А., Калугин А.А., Бочкарев А.В. Причины и пути минимизации прорыва газа в добывающие скважины на месторождении им. Ю. Корчагина // Нефтепромысловое дело. 2014. № 7. С. 5–9.
10. Chierici G.L., Ciucci G.M., Pizzi G. A Systematic Study of Gas and Water Coning by Potentiometric Models [Электронный источник]. Режим доступа: www.onepetro.org/journal-paper/SPE-871-PA (дата обращения: 13.02.2019).
11. Сулова А.А. Газоизоляция в пластах нефтегазовых месторождений: дис. ... канд. техн. наук. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015 [Электронный источник]. Режим доступа: https://gubkin.ru/diss2/files/Dissertation_SuslovaAA.pdf (дата обращения: 13.02.2019).
12. Eoff L., Vasquez J., Recio A., et al. Customized Sealants for Water/Gas Shutoff Operations in Horizontal and Highly Deviated Wellbore Completions [Электронный источник]. Режим доступа: www.onepetro.org/conference-paper/SPE-174263-MS?sort=&start=0&q=SPE+174263&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=134# (дата обращения: 13.02.2019).
13. Herring G.D., Milloway J.T., Wilson W.N. Selective Gas Shut-Off Using Sodium Silicate in the Prudhoe Bay Field [Электронный источник]. Режим доступа: www.onepetro.org/conference-paper/SPE-12473-MS (дата обращения: 13.02.2019).
14. Mjaavatten A., Aasheim R., Saelid S., Gronning O. A Model for Gas Coning and Rate-Dependent Gas/Oil Ratio in an Oil-Rim Reservoir (Russian) [Электронный источник]. Режим доступа: www.onepetro.org/conference-paper/SPE-102390-RU (дата обращения: 13.02.2019).
15. Onwukwe S.I., Obah B., Chukwu G.A. A Model Approach of Controlling Coning in Oil Rim Reservoirs [Электронный источник]. Режим доступа: www.onepetro.org/conference-paper/SPE-163039-MS (дата обращения: 13.02.2019).
16. Tiefenthal S.A. Super-Critical Production from Horizontal Wells in Oil Rim Reservoirs [Электронный источник]. Режим доступа: www.onepetro.org/journal-paper/SPE-25048-PA (дата обращения: 13.02.2019).

References:

1. Yazkov A.V., Gorobets V.E., Zagaynov A.N., et al. Application of Horizontal Wells with Complex Completion Systems for Efficient Recovery of Tight Oil Reserves of Thin Under-Gas Rims with Bottom Water. Russian Oil and Gas Engineering Conference and Exhibition SPE, 2016. Access mode: www.onepetro.org/conference-paper/SPE-181907-RU?sort=&start=0&q=Язьков+А.В.%2C+Горобец+В.Е.&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10# (access date – February 13, 2019). (In Russian)
2. Hasan A., Foss B., Sagatun S.I., et al. Modeling, Simulation, and Optimal Control of Oil Production under Gas Coning Conditions [Electronic source]. Access mode: https://mafiadoc.com/spe-143520-modeling-simulation-and-optimal-semantic-scholar_5ba8d836097c473a1a8b4608.html (access date – February 13, 2019).
3. Presnyakov A.Yu., Lomakina I.Yu., Nigmatullin T.E., et al. An Integrated Approach to the Selection of Technologies for Controlling Water and Gas Inflow under the Conditions of Yurubcheno-Tokhomskeye Field. Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry, 2014, No. 6, P. 94–98. (In Russian)
4. Al-Dhafeeri A.M., Nasr-El-Din H.A., Al-Mubarak H.K., et al. Gas Shutoff Treatment in Carbonate Reservoir for Oil Wells in Saudi Arabia [Electronic source]. Access mode: www.researchgate.net/publication/239818852_Gas_Shutoff_Treatment_in_Carbonate_Reservoir_for_Oil_Wells_in_Saudi_Arabia (access date – February 13, 2019).
5. Ali E., Bergren F.E., DeMestre P., Biezen E. Effective Gas-Shutoff Treatments in a Fractured Carbonate Field in Oman [Electronic source]. Access mode: www.researchgate.net/publication/250089215_Effective_Gas-Shutoff_Treatments_in_a_Fractured_Carbonate_Field_in_Oman (access date – February 13, 2019).
6. Tomskaya L.A., Krasnov I.I., Marakov D.A., et al. Isolation Technologies Limiting Gas Influx in Oil Production Wells in Western Siberia. Vestnik of North-Eastern Federal University, 2016 [Electronic source]. Access mode: <https://cyberleninka.ru/article/n/izolyatsionnye-tehnologii-ogranicheniya-gazopritokov-v-neftnyanh-skvazhinah-mestorozhdeniy-zapadnoy-sibiri> (access date – February 13, 2019). (In Russian)
7. Hatzignatiou D.G., Mohamed F. Water and Gas Coning in Horizontal and Vertical Well. Paper presented at the 45th Annual Technical meeting of the Petroleum Society of Canadian Institute of Mining held in Calgary, Canada, 12–15 June, 1994.
8. MacDonald R.C. Methods for Numerical Simulation of Water and Gas Coning [Electronic source]. Access mode: www.researchgate.net/publication/270440797_Methods_for_Numerical_Simulation_of_Water_and_Gas_Coning (access date – February 13, 2019).
9. Dorofeyev N.V., Taldykin S.A., Kalugin A.A., Bochkarev A.V. Causes and Ways of Minimizing Gas Breakthrough into Mining Wells at Mine's Deposit Yu. Korchagin. Neftpromyslovoye delo = Oilfield Engineering, 2014, No. 7, P. 5–9. (In Russian)
10. Chierici G.L., Ciucci G.M., Pizzi G. A Systematic Study of Gas and Water Coning by Potentiometric Models [Electronic source]. Access mode: www.onepetro.org/journal-paper/SPE-871-PA (access date – February 13, 2019).
11. Suslova A.A. Gas Insulation in the Layers of Oil and Gas Deposits. Ph.D. thesis in Engineering Science. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2015 [Electronic source]. Access mode: https://gubkin.ru/diss2/files/Dissertation_SuslovaAA.pdf (access date – February 13, 2019). (In Russian)
12. Eoff L., Vasquez J., Recio A., et al. Customized Sealants for Water/Gas Shutoff Operations in Horizontal and Highly Deviated Wellbore Completions [Electronic source]. Access mode: www.onepetro.org/conference-paper/SPE-174263-MS?sort=&start=0&q=SPE+174263&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=134# (access date – February 13, 2019).
13. Herring G.D., Milloway J.T., Wilson W.N. Selective Gas Shut-Off Using Sodium Silicate in the Prudhoe Bay Field [Electronic source]. Access mode: www.onepetro.org/conference-paper/SPE-12473-MS (access date – February 13, 2019).
14. Mjaavatten A., Aasheim R., Saelid S., Gronning O. A Model for Gas Coning and Rate-Dependent Gas/Oil Ratio in an Oil-Rim Reservoir (Russian) [Electronic source]. Access mode: www.onepetro.org/conference-paper/SPE-102390-RU (access date – February 13, 2019).
15. Onwukwe S.I., Obah B., Chukwu G.A. A Model Approach of Controlling Coning in Oil Rim Reservoirs [Electronic source]. Access mode: www.onepetro.org/conference-paper/SPE-163039-MS (access date – February 13, 2019).
16. Tiefenthal S.A. Super-Critical Production from Horizontal Wells in Oil Rim Reservoirs [Electronic source]. Access mode: www.onepetro.org/journal-paper/SPE-25048-PA (access date – February 13, 2019).