

# ТЕППОФИЗИКА И ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ТЕПЛОТЕХНИКА

Андрей Тимофеевич ТЮЛЬКОВ<sup>1</sup>  
Денис Рустамович ГИЛЬМИЕВ<sup>2</sup>

УДК 532.54

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ФИЛЬТРАЦИИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПОДГАЗОВЫХ ЗОН МЕТОДОМ ЭКРАНИРОВАНИЯ ГАЗОВОЙ ШАПКИ ПОСРЕДСТВОМ ЗАКАЧКИ ПОЛИМЕРНОГО РАСТВОРА

<sup>1</sup> студент-бакалавр  
кафедры механики многофазных систем,  
Физико-технический институт,  
Тюменский государственный университет  
a.t.tyulkov@gmail.com

<sup>2</sup> кандидат физико-математических наук,  
старший преподаватель  
кафедры механики многофазных систем,  
Физико-технический институт,  
Тюменский государственный университет  
drgilmiev@rosneft.tu

### Аннотация

В последнее время вопросам разработки подгазовых зон уделяется все больше внимания. Несмотря на обилие научной и научно-технической литературы, посвященной разработке нефтегазовых залежей, процесс выработки запасов подгазовых зон пред-

---

**Цитирование:** Тюльков А. Т. Моделирование процессов фильтрации при разработке подгазовых зон методом экранирования газовой шапки посредством закачки полимерного раствора / А. Т. Тюльков, Д. Р. Гильмиев // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2016. Т. 2. № 2. С. 10-22.

DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-2-10-22

ставляется нам недостаточно исследованным. Не совсем ясно объясняется механизм вытеснения нефти из низкопродуктивных подгазовых зон, запасы в которых, зачастую, содержатся в незначительных нефтенасыщенных интервалах.

В настоящей статье представлено описание ключевых проблем, возникающих при разработке таких месторождений, и рассмотрены пути их решения. В частности, разбирается проблема прорыва газа из шапки к добывающей скважине, что приводит к неизбежному «загазовыванию» скважины и резкому снижению дебита нефти, в связи с чем встает вопрос о рентабельности разработки подгазовых месторождений с незначительной нефтенасыщенной толщиной, т. е. нефтяных оторочек. Для решения этой проблемы сравнительно недавно был предложен метод экранирования газовой шапки путем закачки в пласт полимерного раствора на границу газонефтяного контакта. Данное решение способствует увеличению продолжительности работы скважины.

При помощи моделирования процессов фильтрации частично изучен механизм извлечения нефти из нефтяных оторочек с изолированной газовой шапкой. Моделирование проводилось на синтетической гидродинамической модели при помощи симулятора “tNavigator” (Rock Flow Dynamics). В данной модели был реализован метод экранирования газовой шапки посредством закачки полимерного раствора через горизонтальную нагнетательную скважину, проведено комплексное исследование степени влияния основных параметров разработки на КИН, а также были найдены оптимальные режимы эксплуатации способные обеспечить максимальный коэффициент нефтеизвлечения.

#### Ключевые слова

Подгазовые зоны, экранирование газовой шапки, полимерное заводнение, параметры разработки, исследование, влияния.

DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-2-10-22

Разработка газонефтяных месторождений с газовой шапкой в последнее время приобретает все большую актуальность, т. к. в нефтяных оторочках сосредоточена значительная доля запасов нефти. Основная проблема разработки таких месторождений обусловлена быстрым прорывом газа к забоям скважин, перфорированных в нефтяных интервалах, что приводит к загазовыванию нефтяных скважин и невозможности дальнейшей эксплуатации [2].

В настоящее время разработано значительное количество методов и технологий выработки запасов нефти из подгазовых зон, в том числе и при помощи горизонтальных скважин (ГС) [4]. Одним из наиболее эффективных методов разработки является экранирование газовой шапки при помощи внутриконтурного (барьерного) заводнения. Вода закачивается в ряд нагнетательных скважин, расположенных вдоль или вблизи внутреннего контура газоносности, в результате чего образуется водяной барьер, который отрезает газовую шапку от нефтяной залежи. Преимущества данного метода перед законтурным заводнением следующие:

1. возможность одновременной добычи нефти и газа;
2. снижение затрат на закачку воды за счет частичного использования упругой энергии активной законтурной области;

3. возможность выделения в самостоятельный объект разработки не только нефтяной залежи в целом, но и отдельных ее участков, что имеет особое значение для оторочек, состоящих из отдельных участков.

Недостатком барьерного заводнения является возможное возникновение прорывов воды в эксплуатационные скважины, что актуально для пластов, характеризующихся большой неоднородностью, а также значительными углами падения [3].

Одним из путей решений проблемы преждевременного прорыва газа в нефтяную оторочку является искусственное экранирование газовой шапки посредством закачки полимерного раствора на границу газонефтяного контакта [7; 9]. Данный метод лишен недостатков, присущих барьерному заводнению.

С целью оценки влияния основных технологических параметров метода «полимерного экранирования газовой шапки» на коэффициент извлечения нефти (КИН) нефтяной оторочки было проведено комплексное исследование процессов фильтрации.

Исследования проводились на трехмерной синтетической гидродинамической модели нелетучей нефти (Рис. 1), которая обладает следующими параметрами:

- размеры модели 1х1 км;
- размеры сетки 20х20 м;
- пористость 0,15 д. ед.;
- проницаемость по латерали 100 мД;
- начальное пластовое давление 400 атм;
- ВНК на уровне 2 020 м;
- ГНК на уровне 2 010 м;
- заданы две горизонтальные скважины: нагнетательная расположена на ГНК (2 010 м); добывающая скважина расположена на глубине 2 010–2 020 м;
- длина горизонтального участка 400 м;
- мощность оторочки 10 м.

В качестве варьируемых параметров использовались следующие характеристики: анизотропные свойства пласта, объем прокачки рабочего агента, расстояние между горизонтальными скважинами (нагнетательной и добывающей), концентрация полимера в нагнетаемом растворе и скорость закачки раствора в пласт (Таблица 1).

В настоящей работе предполагается, что десорбционные свойства полимера могут влиять на КИН, в связи с чем исследуемые варианты были разделены на две группы: в первой группе десорбция полимера возможна, во второй — десорбционные свойства полимера отсутствуют (Таблица 2). В том случае, если десорбционные свойства не оказывают влияние на КИН, то исследование будет ограничено первыми десятью вариантами.

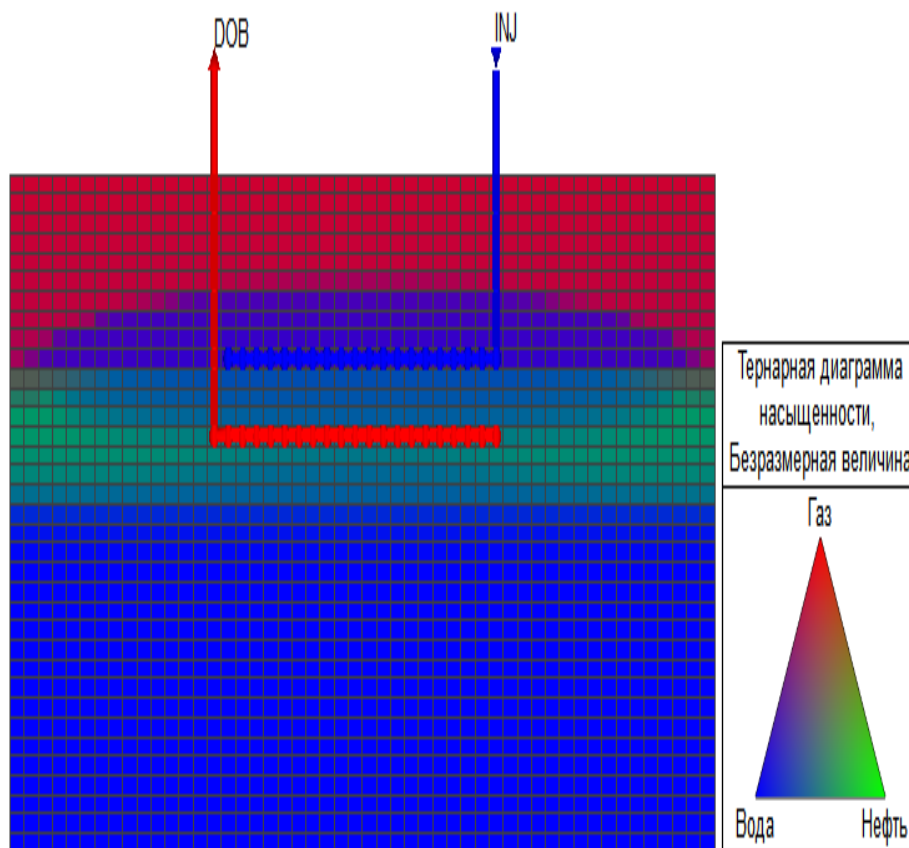


Рис. 1. Реализация метода барьерного полимерного заводнения и добычи нефти при помощи двух горизонтальных скважин в ПК “tNavigator”

Fig. 1. The implementation of the barrier polymer flooding method and oil production by means of two horizontal wells in the “tNavigator” program complex

Таблица 1  
Пределы варьируемых параметров

Table 1  
The limits of the varying parameters

Параметр	Значение	Ед. изм.
Объем закачиваемого агента	0,05-0,25	%
Расстояние между скважинами	2-6	м
Анизотропия по проницаемости	0-0,1	д. ед
Концентрация полимера	0,0005-0,0025	кг/см <sup>3</sup>
Скорость прокачки	150-250	см <sup>3</sup> /д

Варианты, представленные в Таблице 2, рассчитывались следующим образом: фиксировался один из исследуемых параметров, второй варьировался в диапазоне согласно Таблице 1.

Таблица 2

Матрица планирование эксперимента

Table 2

The experiment planning matrix

Параметр	Объем закачиваемого агента	Расстояние между скважинами	Анизотропия по проницаемости	Концентрация полимера	Скорость прокачки
Объем закачиваемого агента		1	2	3	4
Расстояние между скважинами	11		5	6	7
Анизотропия по проницаемости	12	13		8	9
Концентрация полимера	14	15	16		10
Скорость прокачки	17	18	19	20	

десорбция возможна

десорбция невозможна

Для оценки эффективности метода «полимерного экранирования газовой шапки» варианты, представленные в Таблице 2, сравнивались с двумя базовыми вариантами: без экранирования газовой шапки и с экранированием посредством закачки пластовой воды.

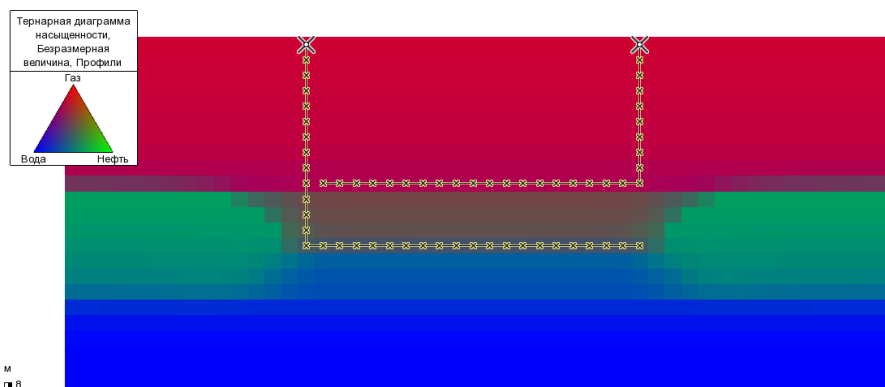


Рис. 2. Прорыва газа к добывающей скважине

Fig. 2. Gas breakthrough to the production well

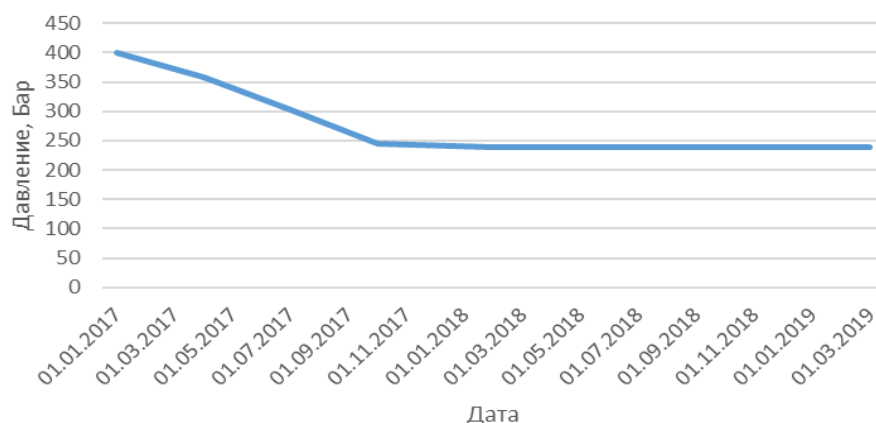


Рис. 3. Падение давления при отсутствии закачки в пласт

Fig. 3. The pressure drop without reinjection into the plast

В базовом варианте без экранирования газовой шапки (Рис. 2 и 3) в результате прорыва газа к добывающей скважине наблюдается резкое снижение давления и падение дебитов. В короткие сроки скважина отключается по достижению ограничения по ГНФ 5 000 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Максимальный КИН составляет 0,028 д. ед.

В базовом варианте с экранированием газовой шапки посредством закачки воды коэффициент извлечения нефти увеличивается почти в два раза и составляет 0,05 д. ед. Прорыв газа происходит на сравнительно поздней стадии разработки, следовательно, добывающая скважина отбирает значительно больше нефти, нежели в первом базовом варианте.

Предполагалось, что экранирование газовой шапки посредством закачки полимера, а не воды, позволит повысить допустимый КИН, поэтому дальнейшие исследования проводились при помощи этого метода и сравнивались с двумя базовыми вариантами.

В связи с тем, что результаты расчетов вариантов 5-10 полностью подтвердили результаты, полученные в вариантах 1-4, то в дальнейшем будут рассмотрены только первые четыре варианта.

В варианте 1 исследуется влияние объема закачиваемого агента и расстояния между горизонтальными скважинами на коэффициент извлечения нефти.

Результаты моделирования, представленные на Рис. 4, свидетельствуют, что уровень нефтеотдачи существенно зависит от расстояния между горизонтальными скважинами. При размещении скважин на расстоянии 2 м и объеме закачиваемого полимерного раствора менее 0,15 д. ед. от порового объема пласта происходит преждевременный прорыв газа через полимерный экран и, как следствие, загазовывание скважины. Закачка полимерного раствора свыше 0,15 д. ед. от порового объема приводит к преждевременному обводнению добываемой продукции полимерным раствором и нерентабельным дебитам нефти.

При расположении добывающей скважины близко к водонефтяному контакту также происходит преждевременное обводнение скважинной продукции, только уже не полимерным раствором, а пластовой водой.

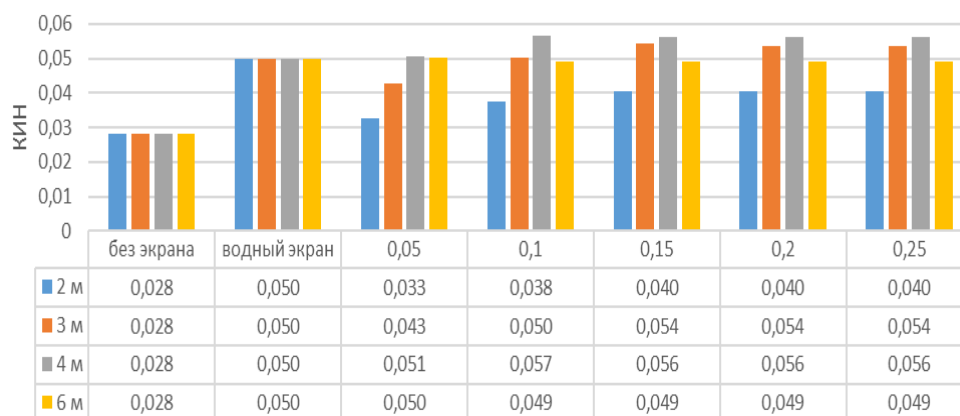


Рис. 4. Зависимость КИН от изменения объема прокачки пор и расстояния между скважинами

Fig. 4. Dependence of the oil recovery factor on the changes in the pores pumping volume and the distances between the wells

Расчеты показали, что наивысший КИН в первом варианте достигается при межскважинном расстоянии, равном 4 м, и объемом прокачки полимера, равном 0,1 д. ед. от порового объема пласта.

Во втором варианте исследовалось влияние вертикальной анизотропии пласта (отношение между проницаемостями по вертикали и латерали) и объема закачиваемого агента на коэффициент нефтеизвлечения. Расстояние между горизонтальными скважинами принималось равным 4 м.

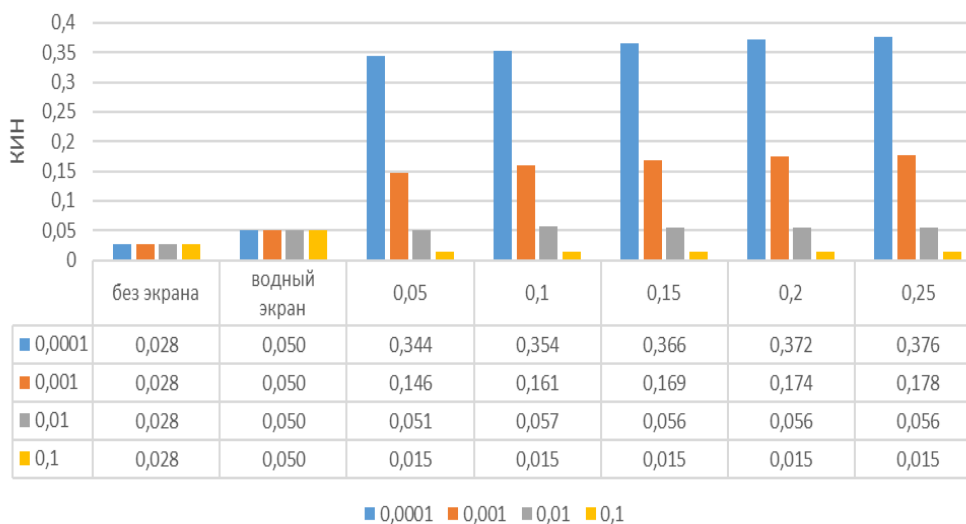


Рис. 5. Зависимость КИН от анизотропии и объема прокачки пор

Fig. 5. Dependence of the oil recovery factor on anisotropy and pores pumping volume

Результаты моделирования, представленные на Рис. 5, свидетельствуют, что в пластах с ярко выраженными анизотропными свойствами гораздо проще экранировать газовую шапку, т. к. полимер не прорывается к добывающей скважине и не уходит в газовую шапку, а распространяется в горизонтальной плоскости и создает надежный барьер между газовой и нефтяной оторочкой. Наивысший КИН достигается при объеме прокачки, равном 0,1 д. ед. объема пор, что подтверждает результат, полученный в первом варианте.

В третьем варианте отслеживалось влияние концентрации полимера и объема закачиваемого агента на КИН. Как видно из гистограммы, представленной на Рис. 6, наибольшее влияние на КИН оказывает объем прокачки, оптимальное значение которого составляет также 0,1 д. ед. от порового объема пласта.

Концентрация полимера в нагнетаемом растворе, не оказывает существенного влияния. В третьем варианте наивысший КИН достигается при концентрации 0,0005 кг/см<sup>3</sup>.

В варианте 4 исследовалось влияние скоростей закачки полимерного раствора в пласт и объема закачиваемого агента на коэффициент нефтеизвлечения.

Результаты моделирования показали, что при больших скоростях и объемах прокачки происходит раннее обводнение продукции. Наивысший КИН был достигнут при оптимальной скорости 200 м<sup>3</sup>/д и объеме 0,1 д. ед.

Проведенные гидродинамические расчеты (при оптимальных параметрах, выявленных в вариантах 1-4) показали, что десорбция не оказывает существенного влияния на КИН (Рис. 8). Разница в накопленной добыче нефти составила 4 т (или 0,0001%), что сопоставимо с погрешностью расчетов.

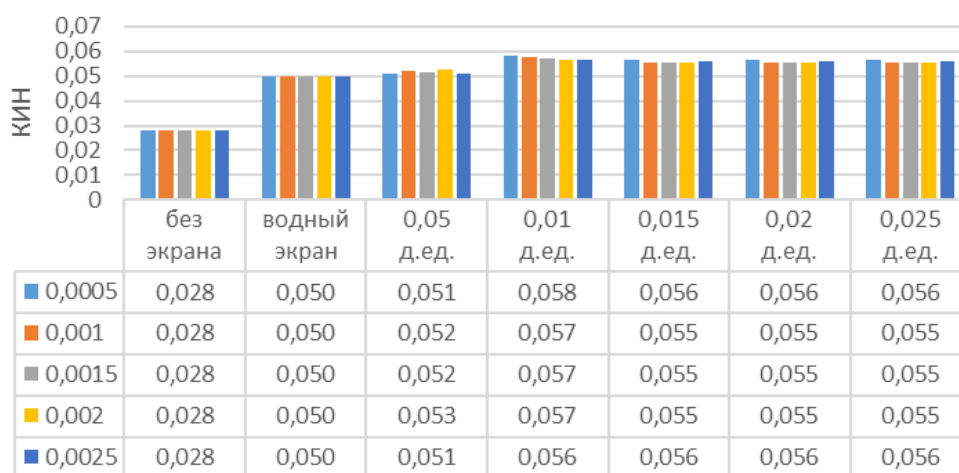


Рис. 6. Зависимость КИН от концентрации полимера и объема прокачки

Fig. 6. Dependence of the oil recovery factor on polymer concentration and pumping volume



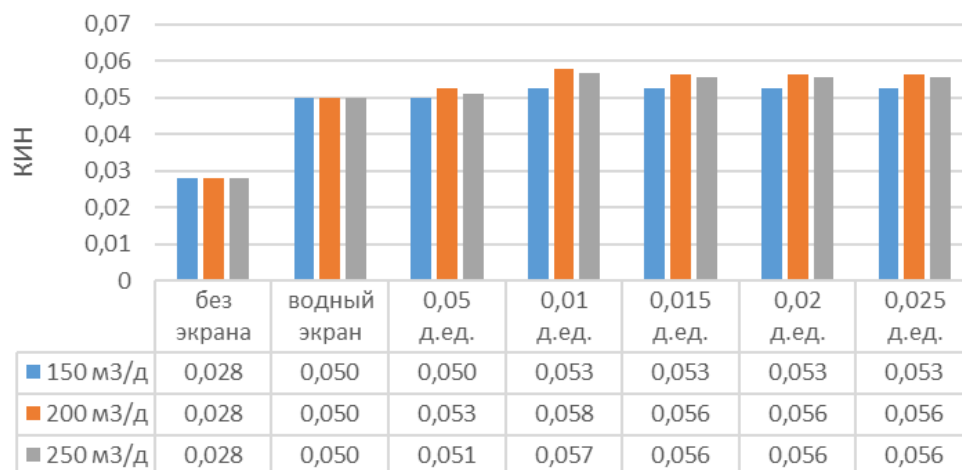


Рис. 7. Зависимость КИН от скорости и объема прокачки

Fig. 7. Dependence of the oil recovery factor on pumping speed

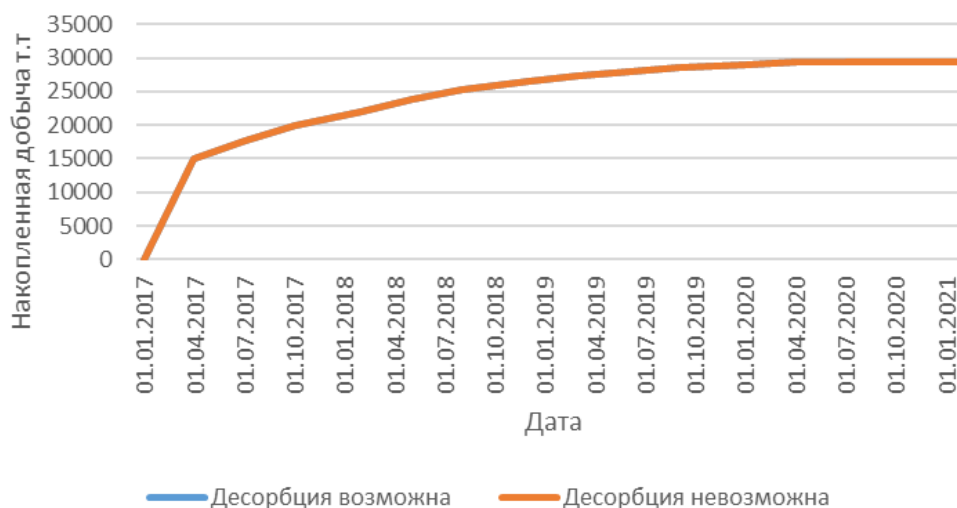


Рис. 8. Вариант сравнения при оптимальных показателях разработки

Fig. 8. Comparison variant under the optimal development indicators

Выводы проведенного исследования таковы:

1. проведенные гидродинамические расчеты выявили, что при выработке подгазовых зон методом «полимерного экранирования газовой шапки» для достижения максимального КИН оптимальный объем закачки составляет 0,1 д. ед. от порового объема пласта, оптимальное расстояние между горизонтальными скважинами составило 4 м, оптимальная скорость прокачки — 200 м<sup>3</sup>/д;

2. наибольшее влияние на КИН при выработке запасов подгазовых зон методом «полимерного экранирования газовой шапки» оказывает анизотропия пласта, наименьшее влияние — десорбционные свойства полимера и его концентрация в нагнетаемом растворе.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абраев Н. Повышение эффективности разработки нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири с применением горизонтальных скважин / Н. Абраев. Тюмень, 2013.
2. Афанасьева А. В. К вопросу о потерях нефти при разработке залежей с нефтяной оторочкой / А. В. Афанасьева, А. А. Боксерман, Н. Г. Егоров, М. Д. Розенберг // Труды ВНИИ, вып. 37. Гостоптехиздат, 1962.
3. Афанасьева А. В. Некоторые вопросы разработки нефтегазовых залежей. Разработка нефтяных месторождений и гидродинамика пласта / А. В. Афанасьева // Труды ВНИИ, выпуск XL. М., 1963. С. 192–219.
4. Вафин Б. И. Интенсификация выработки запасов нефти из подгазовых зон (на примере Михаловско-Коханского месторождения). Дисс. канд. техн. наук / Б. И. Вафин. Уфа, 2008. 174 с.
5. Гавура В. Е. Современные методы и системы разработки газонефтяных залежей / В. Е. Гавура, В. В. Исайчев, А. К. Курбанов, В. Е. Лapidус, В. Е. Лещенко, Г. Ю. Шовкринский. М.: ВНИИОЭНГ, 1994. 345 с.
6. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш. К. Гиматудинов, А. И. Ширковский. М.: Недра, 1982. 312 с.
7. Григоращенко Г. Н. Применение полимеров в добыче нефти / Г. Н. Григоращенко, Ю. В. Зайцев, В. В. Кучин. М.: Недра, 1978. 213 с.
8. Кундин С. А. Исследования на моделях нефтеотдачи при вытеснении газированной нефти водой / С. А. Кундин // Нефтяное хозяйство. 1959. № 11. С. 54–59.
9. Сагтаров М. М. Системы разработки месторождений нефти и газа с помощью горизонтальных скважин / М. М. Сагтаров, М. Х. Мусин, И. А. Полудень. М.: ВНИЦентр, 1991.
10. Хайрединов Н. Ш. Прогнозирование применения методов увеличения нефтеотдачи для крупных нефтегазоносных регионов / Н. Ш. Хайрединов, В. Е. Андреев, К. М. Федоров, Ю. А. Котенев. Уфа: ГИЛЕМ, 1997. 106 с.

**Andrey T. TYULKOV<sup>1</sup>**  
**Denis R. GILMIEV<sup>2</sup>**

**MODELING OF FILTRATION IN THE DEVELOPMENT  
OF UNDER-GAS AREA USING THE METHOD  
OF SCREENING GAS CAP BY INJECTING  
THE POLYMER SOLUTION**

<sup>1</sup> Student, Department of Multiphase Systems Mechanics,  
Institute of Physics and Technology,  
Tyumen State University  
a.t.tyulkov@gmail.com

<sup>2</sup> Cand. Sci. (Phys-Math.), Senior Lecturer,  
Department of Multiphase Systems Mechanics,  
Institute of Physics and Technology,  
Tyumen State University  
drgilmiev@rosneft.tu

**Abstract**

In the recent years, the issues of developing the under-gas-cap zones receive increasing attention. Despite the abundance of scientific and technical literature on the development of oil and gas deposits, the process of development of oil reserves in the under-gas-cap areas remains insufficiently studied. The mechanism of oil displacement from low-productive under-gas-cap zones is not clearly described, as they often contain reserves in small oil-saturated intervals immediately below the gas cap.

This article describes the key issues arising from the development of such deposits and the ways of their solution — in particular, the problem of gas breakout to extractive well cap hole that leads to the inevitable wells, “aeration” and a sharp decrease in oil production. In this connection, a question arises about the cost-effectiveness of the development of under-gas deposits with negligible oil-saturation thickness — oil rims. To resolve this issue, there has relatively recently been proposed a method of gas cap shielding by injecting the polymer

---

**Citation:** Tyulkov A. T., Gilmiev D. R. 2016. “Modeling of Filtration in the Development of Under-Gas Area Using the Method of Screening Gas Cap by Injecting the Polymer Solution”. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 2, no 2, pp. 10-22.

DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-2-10-22

solution into the reservoir on the border of gas-oil contact. This method helps to increase the length of the well operation.

The simulation of filtration processes allows to partially study the mechanism of oil extraction from oil rims with isolated gas cap. The simulation was performed on a synthetic simulation model using the “Navigator” simulator (Rock Flow Dynamics). In this model, the method of shielding gas cap has been realized by injecting a polymeric solution through a horizontal injection well. A comprehensive study of the degree of influence of the main parameters on the development of oil recovery factor has been performed. The optimal operating modes capable of providing the maximum oil recovery factor have been found.

### **Keywords**

Under-gas-cap areas, gas cap shielding, polymer flooding, development parameters, influence study.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-2-10-22**

### **REFERENCES**

1. Abraev N. 2013. Povyshenie ehffektivnosti razrabotki neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri s primeneniem gorizontalnykh skvazhin [Improving the Efficiency of Developing Oil and Gas Fields in the Western Siberia with the Use of Horizontal Wells]. Tyumen.
2. Afanasyeva A. B. 1963. “Nekotorye voprosy razrabotki neftegazovykh zalezhey. Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy i gidrodinamika plasta” [Some Issues of Developing Oil and Gas Deposits. The Development of Oil Fields and the Hydrodynamics of the Reservoir]. Trudy VNII, vol. XL, pp. 192–219. Moscow: Gostoptekhizdat.
3. Afanasyeva A. B., Bokserman A. A., Egorov N. G., Rozenberg M. D. 1962. “K voprosu o poteryakh nefiti pri razrabotke zalezhey s neftyanoy otorochkoy” [On the Issue of the Loss of Oil in the Development of Deposits with Oil Rim]. Trudy VNII, vol. 37. Moscow: Gostoptekhizdat.
4. Gavura V. Ye., Isaychev V. V., Kurbanov A. K., Lapidus V. Ye., Leshhenko V. Ye., Shovkrinskiy G. Yu. 1994. Sovremennyye metody i sistemy razrabotki gazonefityanykh zalezhey [The Modern Methods of Gas and Oil Deposits and the Development of the System]. Moscow: VNIIOEHNG.
5. Gimatudinov Sh. K., Shirkovskiy A. I. 1982. Fizika neftyanogo i gazovogo plasta [The Physics of Oil and Gas Plate]. Moscow: Nedra.
6. Grigorashhenko G. N., Zaytsev Yu. V., Kuchin V. V. 1978. Primenenie polimerov v dobyche nefiti [The Use of Polymers in the Oil Production]. Moscow: Nedra.
7. Khayredinov N. Sh., Andreev V. Ye., Fedorov K. M., Kotenev Yu. A. 1997. Prognozirovaniye primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi dlya krupnykh neftegazonosnykh regionov [Forecasting Application of Enhanced Oil Recovery Methods for Major Oil and Gas Regions]. Ufa: GILEM.

8. Kundin S. A. 1959. "Issledovaniya na modelyakh nefteotdachi pri vytesnenii gazirovannoy nefi vodoy" [Research on Models of Recovery in the Displacement of Oil by Water Carbonated]. *Neftyanoe khozyaystvo*, no 11, pp. 54–59.
9. Sattarov M. M., Musin M. Kh., Poluden I. A. 1991. *Sistemy razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza s pomoshhyu gorizonta'nykh skvazhin* [The Systems of Oil and Gas Development with Horizontal Wells]. Moscow: VNTITSentr.
10. Vafin B. I. 2008. "Intensifikatsiya vyrabotki zapasov nefi iz podgazovykh zon (na primere Mikhalovsko-Kokhanskogo mestorozhdeniya)" [The Intensification of Oil Production of from Under-Gas Zones (On the Example of the Michalowski-Kochanski Field)]. Cand. Sci. (Tech.) diss. Ufa.