

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.165-182>

EDN YVTIVM

УДК 622.276.1/4.001.57

**Исследование потерь нефти с учетом структурного фазового
перехода в нефти в процессе разработки залежей на основании
адаптации параметров модели**

Нузаев Р.Х., Кириллов А.И., Хусаинов В.М., Кабирова А.Х., Александров Г.В.

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,

Альметьевск, Россия

**Study of oil losses with account of structural phase transition
in oil during field development based on history matching
of model parameters**

R.Kh. Nizaev, A.I. Kirillov, V.M. Khusainov, A.Kh. Kabirova, G.V. Aleksandrov

TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT, Almeteyevsk, Russia

E-mail: razrcmg@tatnipi.ru

Аннотация. Отложения бобриковского горизонта рассматриваемого месторождения открыты в 1956 г. С 1970 по 1974 г. проводилась опытно-промышленная разработка. Промышленная разработка началась в 1975 г. В данной работе основной целью моделирования является оценка потери нефти при закачке холодной воды в скважину. Проведена адаптация параметров модели по данным исторических показателей разработки и температурных режимов с учетом информации о PVT-свойствах флюида, в том числе о температуре структурного фазового перехода нефти в окрестности скважины. Численные эксперименты, проведенные на цифровой фильтрационной модели сектора терригенных отложений бобриковского объекта месторождения, показали, что накопленная добыча нефти по данной скважине при закачке воды с температурой 18°C соответствует исторически накопленной добыче нефти. Приведены расчетные потери нефти с учетом гистерезиса относительных фазовых проницаемостей на 01.01.2024 г.

Ключевые слова: геологическое, гидродинамическое моделирование, адаптация параметров модели, температура структурного фазового перехода нефти, нефтенасыщенность, относительные фазовые проницаемости, коэффициент вытеснения, остаточная нефтенасыщенность, гистерезис

Для цитирования: Низаев Р.Х., Кириллов А.И., Хусаинов В.М., Кабирова А.Х., Александров Г.В. Исследование потерь нефти с учетом структурного фазового перехода в нефти в процессе разработки залежей на основании адаптации параметров модели // Нефтяная провинция.-2024.-№3(39).-С. 165-182. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.165-182>. - EDN YVTIVM

Abstract. Bobrikovskian reservoirs of the field under consideration were discovered in 1956. From 1970 to 1974, pilot development was conducted. Commercial development started in 1975. In this study, the main purpose of modeling is evaluation of oil losses during cold water injection. Model parameters were history matched to historical production data and temperature conditions with account of PVT fluid properties, including temperature of structural phase transition of oil in the near-well region. Numerical studies on digital fluid flow model of terrigenous sediments of Bobrikovskian production target have demonstrated that cumulative oil production of target well during injection of water at 18 °C agrees with historical cumulative oil production data. Estimated oil losses considering hysteresis of relative permeabilities are provided as of 1 January 2024.

Key words: geological, reservoir simulation modeling, model parameters history matching, temperature of structural phase transitions in oil, oil saturation, relative permeabilities, displacement efficiency, residual oil saturation, hysteresis

For citation: R.Kh. Nizaev, A.I. Kirillov, V.M. Khusainov, A.Kh. Kaboriva, G.V. Aleksandrov Issledovaniye poter' nefti s uchetom strukturnogo fazovogo perekhoda v nefti v protsesse razrabotki zale-zhey na osnovanii adaptatsii parametrov modeli [Study of oil losses with account of structural phase transition in oil during field development based on history matching of model parameters]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(39), 2024. pp. 165-182. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.165-182>. EDN YVTIVM (in Russian)

Трехмерная геологическая модель построена с применением программного комплекса геологического моделирования (ГМ) IRAP RMS 13.1.0 компании ROXAR (Рис. 1). Для выделенного сектора (Рис. 1) на рис. 2 приведено распределение нефтенасыщенности.

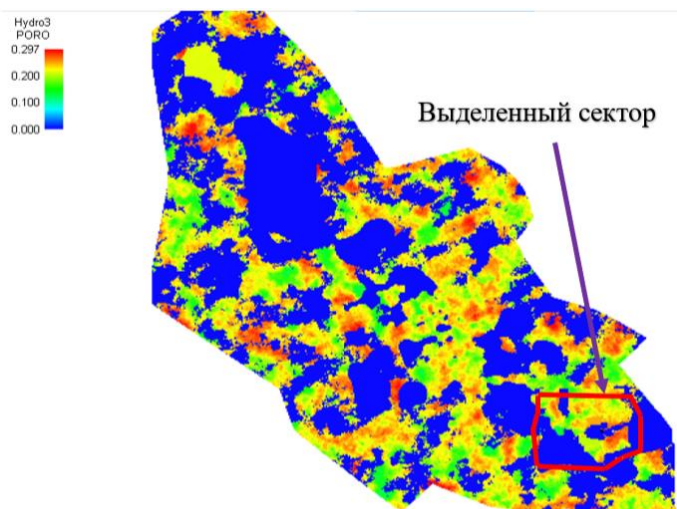


Рис. 1. Распределение параметра пористости отложений бобриковского горизонта

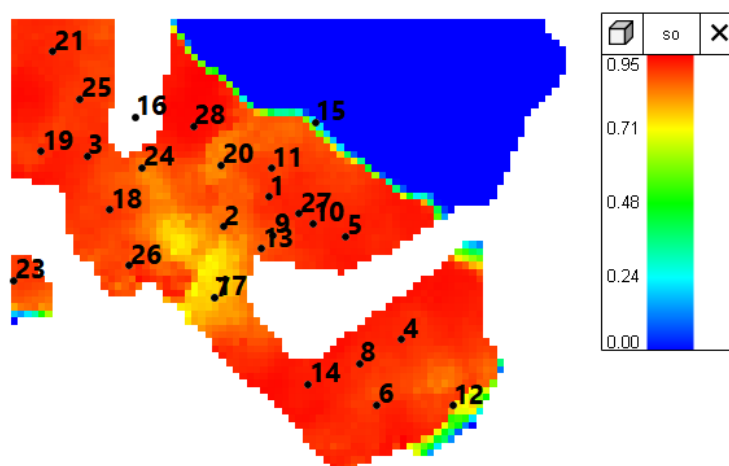


Рис. 2. Распределение нефтенасыщенности

При построении фильтрационной модели продуктивных отложений месторождения применялся программный комплекс «ТНавигатор». Для расчётов выбрана неизотермическая модель трехфазной трехмерной фильтрации, алгоритм которой реализован в гидродинамическом симуляторе «ТНавигатор». Сетки, полученные для гидродинамического моделирования, не отличаются от сеток, используемых в геологических моделях.

Коллектор является анизотропным: рассматривается проницаемость в направлениях X, Y и Z. На геологической сетке проницаемость в направлениях X и Y рассчитывается по корреляционным зависимостям от пористости, а в

направлении Z делением рассчитанных значений проницаемости в направлении X на коэффициент анизотропии.

Для продуктивных отложений сектора функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) коэффициенты вытеснения и остаточной водонасыщенности определялись на собственном керне. Значение коэффициента вытеснения нефти для случая закачки воды при температуре пласта (около 25°C) принято равным 0,52. В процессе адаптации гидродинамической модели продуктивного пласта функции ОФП модифицировались.

В модели использована информация о физико-химических свойствах пласта и пластовых флюидов, приведённая в последнем проектном документе (Табл. 1).

Таблица 1

Физико-химические свойства пластовых флюидов

| Параметры | Значения |
|--|----------|
| Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³ | 0,923 |
| Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³ | 1,160 |
| Объемный коэффициент нефти | 1,027 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с | 159,3 |
| Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с | 1,66 |
| Сжимаемость нефти, 1/МПа·10 ⁻⁴ | 5,95 |
| Сжимаемость воды, 1/МПа·10 ⁻⁴ | 4,6 |
| Сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴ | 1,4 |
| Температура пласта, °С | 25 |

Неотъемлемой процедурой при построении гидродинамической модели является задание и учет воздействия законтурной области питания [1].

Моделирование активности законтурных вод для объектов осуществлялось при помощи задания в модели аналитического водонапорного

горизонта (аналитическая модель водоносного горизонта Картера-Трейси (Carter-Tracy), который позволяет задавать скорость притока через единицу площади в течение всего времени моделирования).

При проведении расчётов значения температуры нагнетаемой в пласт воды приняты равными значениям температуры на забоях нагнетательных скважин. Расчеты показывают, что при закачке холодной воды темпы разработки ниже, а остаточная нефтенасыщенность выше в угловых застойных зонах. Этот момент усугубляется при проявлении структурно-механических свойств [2].

При внутриконтурной закачке холодной воды в неоднородные пласты, содержащие такую нефть, происходит охлаждение низкопроницаемых пропластков. В них вследствие выпадения парафина ухудшается процесс фильтрации вплоть до его полного прекращения. Это приводит к снижению текущей добычи нефти и уменьшению нефтеотдачи [3, 4]. Закачка холодной воды приводит к снижению пластовой температуры ниже температуры насыщения и выпадению кристаллов парафина из раствора в нефти [5, 6].

Применение закачки холодной воды в большинстве случаев не обеспечивает выполнимость этих требований: температура пласта уменьшается и вязкость флюида увеличивается, что обуславливает снижение подвижности нефти и падение нефтеотдачи для обычной нефти или выпадение парафина и асфальтенов в пластах, насыщенных нефтью с аномальными свойствами. Таким образом, закачка холодной воды как бы переводит исходный объект разработки в другой объект со структурно-механическими свойствами нефти, изменёнными в сторону увеличения вязкостных и снижения динамических свойств пластовой нефти, что связано с дополнительными осложнениями при её добыче. Причем особую опасность понижение температуры представляет для парафинистой и битуминозной нефти [7].

При закачке воды в пласт с температурой ниже температуры структурного фазового перехода происходит структурный фазовый переход нефти (СФПН), т.е. переход нефти в неподвижное состояние. В залежи за счет гистерезисных процессов температура СФПН в пласте увеличивается [7]. Таким образом, нефть в пласте находится в неподвижном состоянии от температуры начала СФПН до температуры окончания влияния гистерезисных процессов. В этом случае значение ОФП нефтяной фазы принято равным 0 (значение коэффициента вытеснения равно 0). Значения вязкостей также зависят от температуры [8], при этом значение вязкости нефти при температуре ниже СФПН принято равным 10000 мПа·с, при пластовой температуре — 159 мПа·с. За счет фильтрации воды и пластовой нефти происходит постепенное прогревание жидкости в окрестности скважины.

27 декабря 2022 г. осуществлён процесс ГРП в скв. 3. Закачана вода объемом 70 м³ с температурой ниже температуры СФПН. В соответствии с [6] при проведении расчётов по скв. 3 приняты значения температур начала СФПН 18,9°С. Исследования по температуре СФПН с учетом гистерезисных процессов в пластовых условиях для скв. 3 до момента проведения расчётов на цифровой фильтрационной модели не проводились.

Адаптация параметров модели по данным исторических показателей разработки

В данной работе идентификация параметров проводилась до 01.01.2024 г. В ней задействованы скв. 1–11.

В окрестности каждой скважины значения ОФП, температуры СФПН, свойства PVT различаются, поэтому созданы регионы (Рис. 3), в которых заданы индивидуальные значения свойств флюидов, учитывающие изменение параметров в регионах.

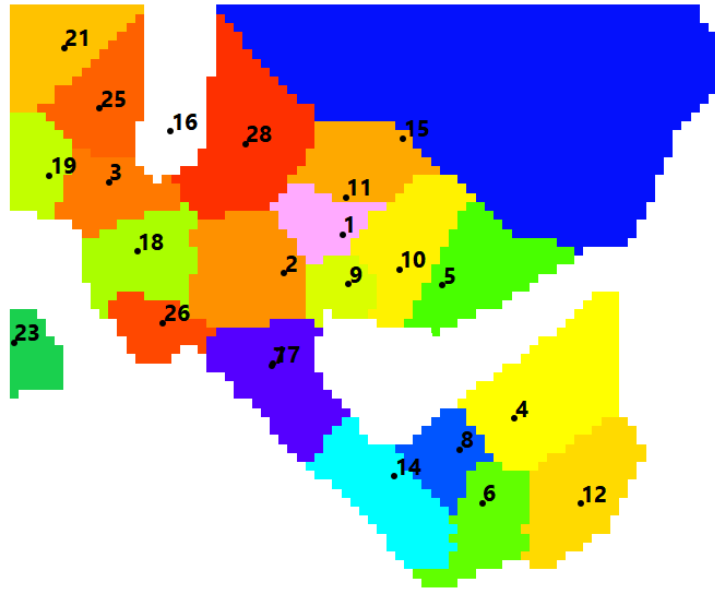


Рис. 3. Регионы в окрестности скважин

Такой подход является необходимым при адаптации ОФП по данным исторических показателей и применении информации по температуре СФПН, свойств PVT-модели. Это позволяет создать единую фильтрационную модель рассматриваемого сектора.

В модель заложены результаты исследований свойств нефти отложений бобриковского объекта по регионам соответствующих скважин, приведенные в табл. 2.

Таблица 2

Результаты исследований свойств нефти отложений бобриковского горизонта

| Параметр | Скважины | | | | | | |
|---|----------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|
| | 1 | 2 | 3 | 11 | 14 | 18 | 26 |
| Пластовое давление, МПа | 7,08 | 6,3 | 5,3 | 7,4 | 8 | 7,7 | 7,1 |
| Пластовая температура, °С | 26,4 | 25,3 | 26,7 | 26 | 26,1 | 25,7 | 26,8 |
| Давление насыщения, МПа | 1,11 | 0,81 | 0,62 | 1,14 | 1,25 | 0,9 | 1,33 |
| Газосодержание, м ³ /т | 1,98 | 1,59 | 2,03 | 1,42 | 3,72 | 2,87 | 3,1 |
| Вязкость пластовой нефти, мПа·с | 438,8 | 530,8 | 1301,4 | 304,6 | 218,1 | 802,8 | 401,9 |
| Плотность пластовой нефти, т/м ³ | 0,949 | 0,951 | 0,947 | 0,956 | 0,920 | 0,934 | 0,925 |
| Температура СФП пластовой нефти, °С | 20,4 | 19,5 | 18,9 | 19,3 | 18 | 18,9 | 17,6 |
| Температура СФП дегазированной нефти при охлаждении, °С | 22 | 22,3 | 22,1 | 21,5 | 21,9 | 22,3 | 22,9 |
| Температура СФП дегазированной нефти при нагревании, °С | 26,5 | 25,7 | 25,9 | 26,9 | 24,8 | 25,5 | 25,1 |

Адаптированные в модели кривые ОФП флюидов по регионам приведены на рис. 4–7.

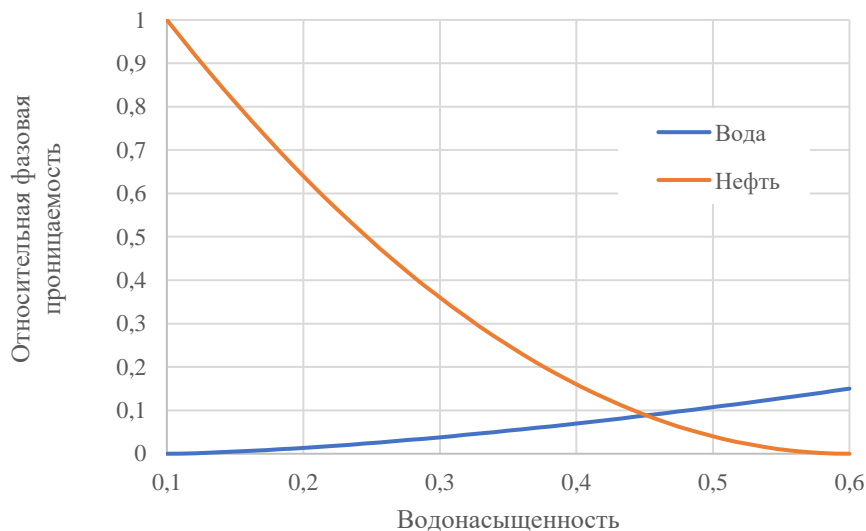


Рис. 4. Кривые ОФП флюидов в системе «нефть – вода» в окрестности скв. 1

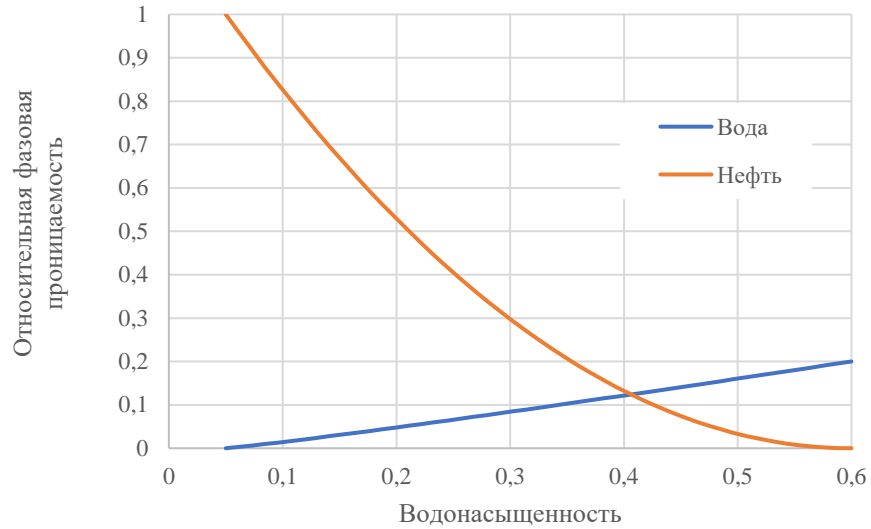


Рис. 5. Кривые ОФП флюидов в системе «нефть – вода» в окрестности скв. 3

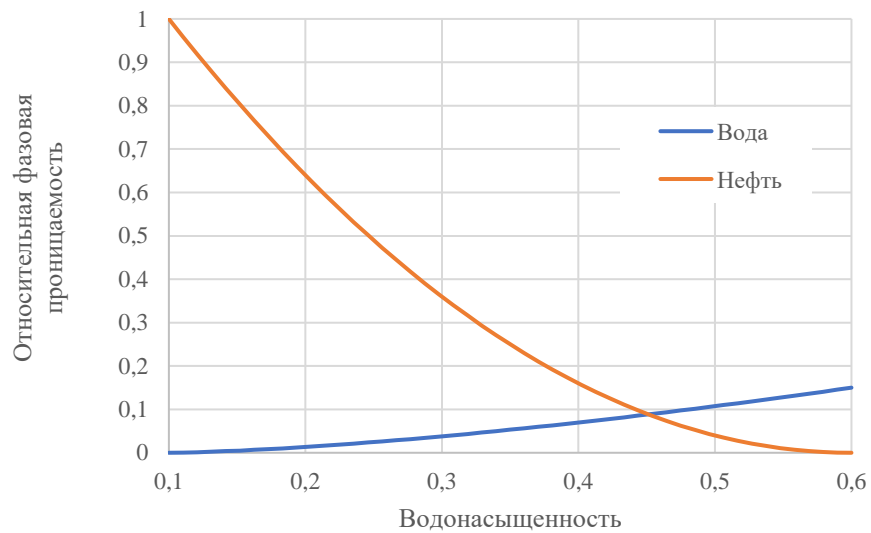


Рис. 6. Кривые ОФП флюидов в системе «нефть – вода» в окрестности скв. 6

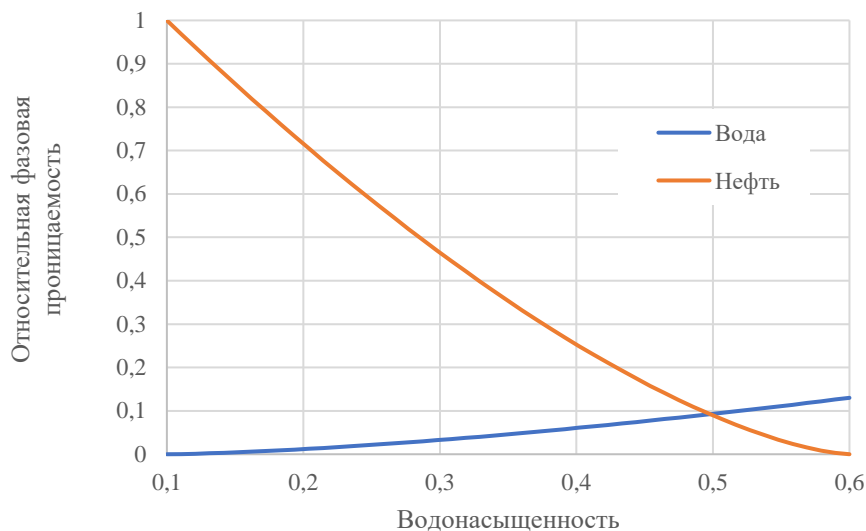


Рис. 7. Кривые ОФП флюидов в системе «нефть – вода» в регионах, в которых отсутствует информация по PVT

Результаты адаптации параметров модели по фактическим данным истории работы скважин на данном нефтеносном объекте отражены на графиках сопоставления фактических и модельных показателей накопленной добычи нефти, приведённых на рис. 8–12.

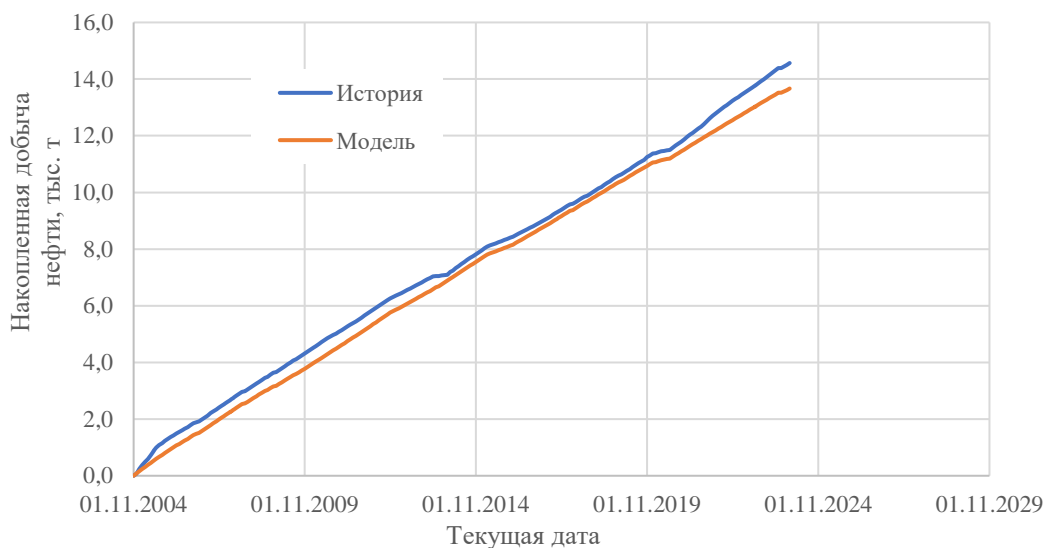


Рис. 8. Сопоставление фактических и расчётных значений накопленной добычи нефти по скв. 1

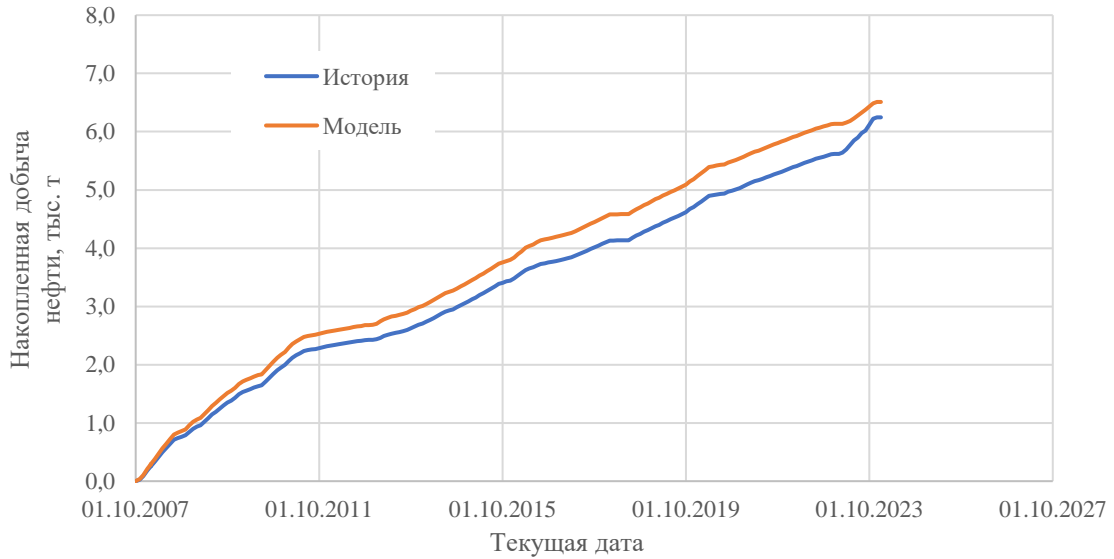


Рис. 9. Сопоставление фактических и расчётных значений накопленной добычи нефти по скв. 3

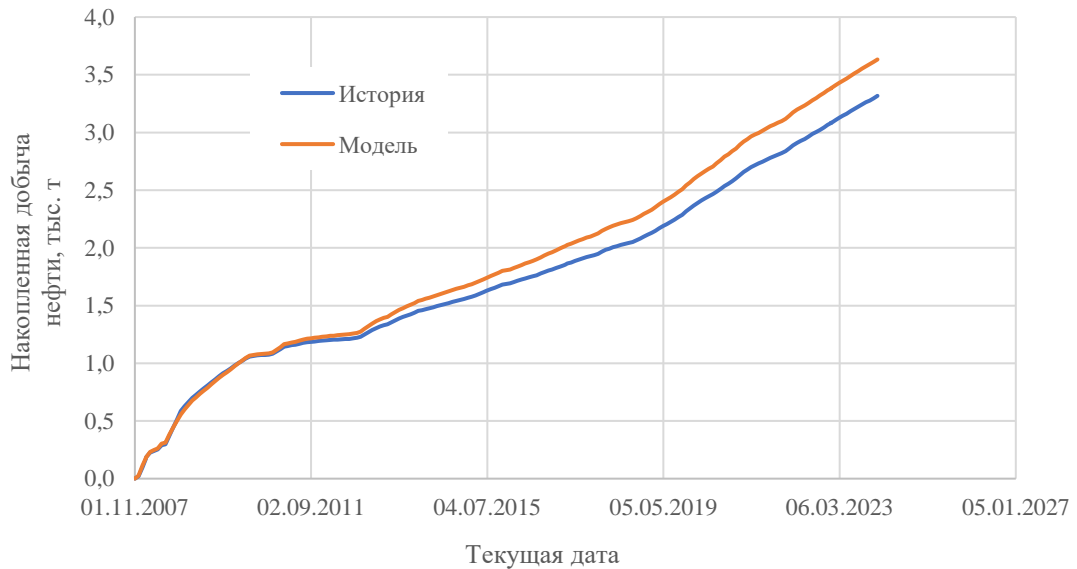


Рис. 10. Сопоставление фактических и расчётных значений накопленной добычи нефти по скв. 6

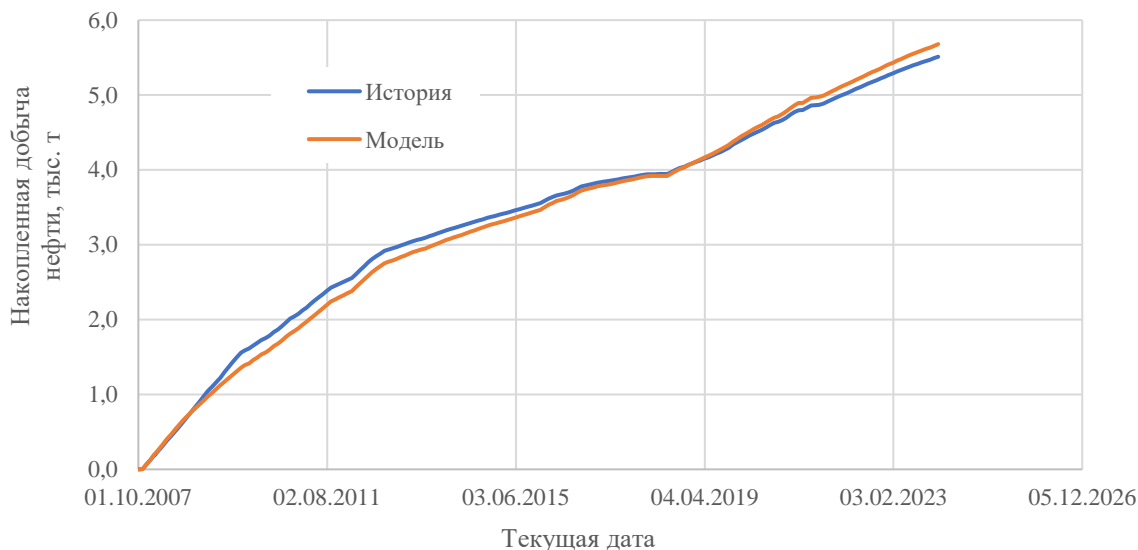


Рис. 11. Сопоставление фактических и расчётных значений накопленной добычи нефти по скв. 8

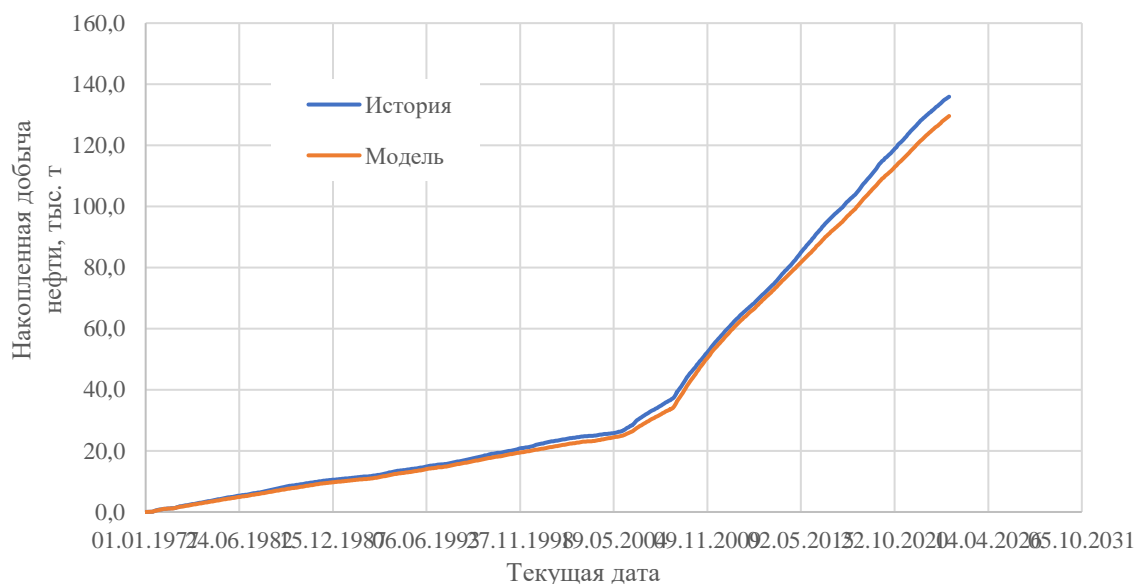


Рис. 12. Сопоставление фактических и расчётных значений накопленной добычи нефти в целом по месторождению

В данной работе использованы фактические данные по истории разработки по скв. 3. На основании исследований влияния температурных условий геологической среды и состава нефти месторождений Республики Татарстан [6] температура структурного фазового перехода в пластовых условиях

для скв. 3 принята равной 18,9°C. Исследования по определению температуры обратного перехода нефти (обратимость процесса) в состояние текучести (учёт гистерезисных процессов) в пластовых условиях для данного объекта не проводились. Значение температуры обратного перехода нефти, равное 20,2°C, определялось с учетом гистерезисных процессов (учет обратимости процесса) при адаптации параметров модели.

С целью определения температуры закачиваемого агента, соответствующей реальной добыче нефти, проведены гидродинамические расчеты по закачке в пласт воды с различными значениями температуры (25, 20, 18 и 13°C) через скв. 3. Определённые по результатам проведённых расчётов значения накопленной добычи нефти и потери нефти при закачке в пласт воды с температурой ниже температуры СФПН приведены в табл. 4. На основе сопоставления значений накопленной добычи нефти при различных значениях температуры закачиваемой воды установлено, что в реальных промысловых условиях в пласт закачивалась вода с температурой 18°C.

Таблица 4

***Накопленная добыча нефти и потери нефти с учетом гистерезиса ОФП
на 01.01.2024 по скв. 3***

| | | | | |
|--------------------------------------|------|------|------|------|
| Температура закачиваемой воды, °C | 25 | 20 | 18 | 13 |
| Добыча нефти, тыс. т | 6,85 | 6,85 | 6,75 | 6,14 |
| Потери нефти, тыс. т | 0,00 | 0,00 | 0,10 | 0,71 |

Распределение температуры в окрестности скв. 3 при закачке воды с температурой 18°C на 27.12.2022, 01.06.2023 и на конец истории — 01.01.2024 показано на рис. 13–15.

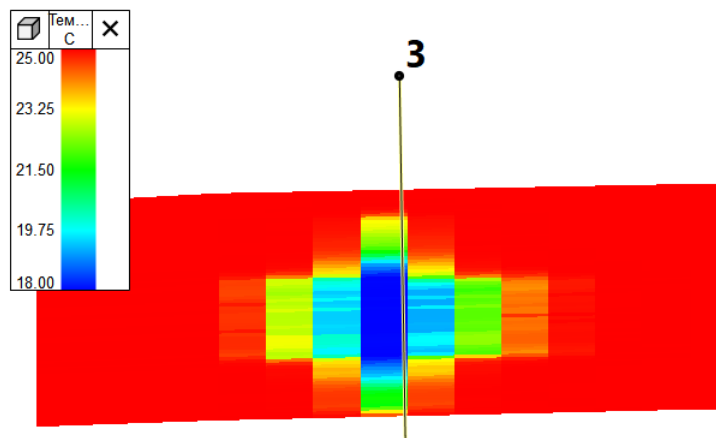


Рис. 13. Распределение температуры в окрестности скв. 3 при закачке воды с температурой 18°C на момент проведения ГРП 27.12.2022

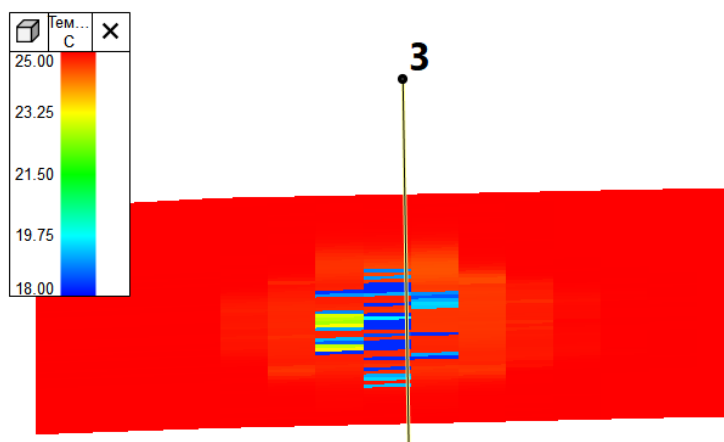


Рис. 14. Распределение температуры в окрестности скв. 3 при закачке воды с температурой 18°C на 01.06.2023



Рис. 15. Распределение температуры в окрестности скв. 3 при закачке воды с температурой 18°C на конец истории – 01.01.2024

Выводы:

1. Проведена адаптация параметров модели сектора терригенных отложений бобриковского объекта одного из месторождений Республики Татарстан по данным исторических показателей разработки с учетом информации о PVT-свойствах флюида, в том числе о температуре структурного фазового перехода нефти в окрестности каждой скважины.

2. Численные эксперименты, проведенные на цифровой фильтрационной модели сектора терригенных отложений бобриковского объекта одного из месторождений Республики Татарстан показали, что накопленная добыча нефти по скв. 3 при закачке воды с температурой 18°C соответствует исторически накопленной добыче нефти. Осуществлена закачка воды с температурой 18°C.

3. На основании исследований результатов численных экспериментов выявлено, что распределение средней температуры в зоне влияния нагнетательных скважин в случае учета сезонных изменений температуры закачиваемой воды ниже начальных значений пластовой температуры.

Список литературы

1. Теория и практика моделирования разработки нефтяных месторождений в различных геолого-физических условиях / Р.С. Хисамов [и др.]; ОАО «Татнефть» [и др.]. – Казань: ФЭН, АН РТ, 2009. – 239 с.
2. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки / Ш.К. Гиматудинов [и др.]; под ред. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 463 с.
3. Мингареев Р.Ш., Вахитов Г.Г., Султанов С.А. Влияние закачки холодной воды на процесс разработки и нефтеотдачу пластов Ромашкинского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 1968. – № 11. – С. 26-30.
4. Донцов К.М. Разработка нефтяных месторождений: учеб. пособие. – М.: Недра, 1977. – 360 с.
5. Мионов Т.П., Орлов В.С. Нефтеотдача неоднородных пластов при заводнении. – М.: Недра, 1977. – 272 с.
6. Кабирова А.Х. Исследование влияния температурных условий геологической среды и состава нефти месторождений Республики Татарстан на полноту извлечения углеводородов: автореф. дис... канд. техн. наук: 2.8.4 / ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть». – Булгульма, 2022. – 25 с.

7. Орлов В.С. Проектирование и анализ разработки нефтяных месторождений при режимах вытеснения нефти водой. – М.: Недра, 1973. – 319 с.
8. Совершенствование технологий разработки месторождений высоковязкой нефти при тепловом воздействии / Р.С. Хисамов [и др.]. – Казань: Ихлас, 2020. – 159 с.

References

1. Khisamov R.S. *Teoriya i praktika modelirovaniya razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy v razlichnykh geologo-fizicheskikh usloviyakh* [Theory and practice of oil field development modeling in different geological and physical conditions]. Kazan: Fan Publ., 2009. 239 P. (in Russian)
2. Gimatudinova Sh.K. *Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki i ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdeniy* [Reference Manual for reservoir engineering and operation of oil fields]. Moscow: Nedra Publ., 1983. 463 P. (in Russian)
3. Mingareev R.Sh., Vakhitov G.G., Sultanov S.A. *Vliyanie zakachki kholodnoy vody na protsess razrabotki i nefteotdachu plastov Romashkinskogo mesto-rozhdeniya* [Effects of cold water injection on the development process and oil recovery of the Romashkinskoye field]. *Neftyanoe Khozaistvo* [Oil Industry], 1968, No. 11, pp. 26-30. (in Russian)
4. Dontsov K.M. *Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy* [Development of oil fields]. Moscow: Nedra Publ., 1977. 360 P. (in Russian)
5. Mironov T.P., Orlov V.S. *Nefteotdacha neodnorodnykh plastov pri zavodnenii* [Oil recovery of heterogeneous reservoirs during waterflooding]. Moscow: Nedra Publ., 1977. 272 P. (in Russian)
6. Kabirova A.Kh. *Issledovanie vliyaniya temperaturnykh uslovy geologicheskoy sredy i sostava nefti mestorozhdeniy Respubliki Tatarstan na polnotu izvlecheniya uglevodorodov* [Study of influence of temperature conditions of geological environment and oil composition of fields in the Republic of Tatarstan on ultimate recovery of hydrocarbons]. PhD theses, Bugulma, 2022. 25 P. (in Russian)
7. Orlov V.S. *Proektirovanie i analiz razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy pri rezhimakh vytesneniya nefti vodoy* [Design and analysis of oil field development under oil water displacement]. Moscow: Nedra Publ., 1973. 319 P. (in Russian)
8. Khisamov R.S. *Sovershenstvovanie tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy vysokovyazkoy nefti pri teplovom vozdeystvii* [Advancements in extra-viscous thermal oil production technologies]. Kazan: Ikhlas Publ., 2020. 159 P. (in Russian)

Сведения об авторах

Низаев Рамиль Хабутдинович, доктор технических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории геологического и гидродинамического моделирования отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423236, Бугульма, ул. М. Джалиля, 32
E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Кириллов Александр Иванович, кандидат технических наук, начальник отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: KirillovAleksandrI@tatnipi.ru

Хусаинов Васил Мухаметович, доктор технических наук, ведущий научный сотрудник отдела исследований скважин, коллекторов и углеводородов, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: vassill@inbox.ru

Кабирова Алесия Хатиповна, кандидат технических наук, старший научный сотрудник отдела исследований скважин, коллекторов и углеводородов, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: ahkabirova@tatnipi.ru

Александров Георгий Владимирович, младший научный сотрудник лаборатории геологического и гидродинамического моделирования отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423236, Бугульма, ул. М. Джалиля, 32
E-mail: razrcmg@tatnipi.ru

Authors

R.Kh. Nizaev, Dr.Sc., Leading Research Associate, Geological and Reservoir Simulation Modeling Laboratory, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT
32, M. Djalil Str., Bugulma, 423236, Russian Federation
E-mail: nizaev@tatnipi.ru

A.I. Kirillov, PhD, Head of Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT
186a, Sovetskaya Str., Almetyevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: KirillovAleksandrI@tatnipi.ru

V.M. Khusainov, Dr.Sc., Leading Research Associate, Formation Evaluation and Well Test Department, TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT
186a, Sovetskaya Str., Almetyevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: vassill@inbox.ru

A.Kh. Kabirova, PhD, Senior Research Associate, Formation Evaluation and Well Test Department, TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT
186a, Sovetskaya Str., Almet'yevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: ahkabirova@tatnipi.ru

G.V. Aleksandrov, Junior Research Associate, Geological and Reservoir Simulation Modeling Laboratory, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT
32, M. Djalil Str., Bugulma, 423236, Russian Federation
E-mail: razrcmg@tatnipi.ru

Статья поступила в редакцию 24.05.2024
Принята к публикации 14.09.2024
Опубликована 30.09.2024