

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.173-182>

EDN PWERUP

УДК 622.276.1/4.001.57

Исследование потерь извлекаемых запасов нефти с учетом структурного фазового перехода в нефти в процессе разработки залежей с использованием геолого-гидродинамического моделирования

^{1,2}Низаев Р.Х., ¹Хусаинов В.М., ¹Кабилова А.Х.,

¹Александров Г.В., ³Клийменко Д.В.

¹Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Бузульма, Россия

²Альметьевский государственный нефтяной институт (АГНИ), Альметьевск, Россия

³Рок Флоу Динамикс, Москва, Россия

Study of recoverable oil reserve losses with account of structural phase transition of oil during field development using geological and reservoir simulation models

^{1,2} R.Kh. Nizaev, ¹V.M. Khusainov, ¹A.Kh. Kabirova,

¹G.V. Aleksandrov, ³D.V. Kliymenko

¹ TatNIPIneft Institute, PJSC TATNEFT, Bugulma, Russia

²Almetyevsk State Oil Institute (AGNI), Almetyevsk, Russia

³Rock Flow Dynamics, Moscow, Russia

E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Аннотация. В статье приводится оценка потери нефти при закачке холодной воды в пласт на участке Нурлатского нефтяного месторождения. При построении фильтрационной модели продуктивных пластов Нурлатского нефтяного месторождения применялся программный комплекс тНавигатор. В зависимости от времени приведено изменение

накопленной добычи нефти в скв1832 с началом закачки в пласт воды при различных значениях температуры агента без учета и с учетом процесса гистерезиса относительных фазовых проницаемостей. Представлено изменение накопленной добычи нефти при различных значениях температуры закачиваемой воды в пласт в течение 6 лет.

Ключевые слова: *программный комплекс tНавигатор, закачка холодной воды в пласт, оценка потери нефти, распределение нефтенасыщенности, температура структурного фазового перехода нефти, относительные фазовые проницаемости нефти, коэффициент остаточной нефтенасыщенности, коэффициент вытеснения нефтенасыщенности, процесс гистерезиса относительных фазовых проницаемостей*

Для цитирования: Низаев Р.Х., Хусаинов В.М., Кабирова А.Х., Александров Г.В., Клийменко Д.В. Исследование потерь извлекаемых запасов нефти с учетом структурного фазового перехода в нефти в процессе разработки залежей с использованием геолого-гидродинамического моделирования // Нефтяная провинция.- 2023.-№2(34).-С. 173-182. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.173-182>. - EDN PWEPU

Abstract. The paper presents an assessment of oil losses during injection of cold water into target reservoir of Nurlatskoye oil field. A fluid flow model for Nurlatskoye oil field was constructed using tNavigator software package. Cumulative oil production profile of Well1832 versus time is provided at different injection water temperatures with and without account of relative permeability hysteresis effect. Presented cumulative oil production variations versus injected water temperature cover a 6-years period.

Keywords: *tNavigator software package, cold water injection, evaluation of oil losses, oil saturation distribution, temperature of oil structural phase transition, relative permeability to oil, residual oil saturation factor, oil recovery factor, relative permeability hysteresis*

For citation: R.Kh. Nizaev, V.M. Khusainov, A.Kh. Kabirova, G.V. Aleksandrov, D.V. Kliymenko Issledovaniye poter' izvlekayemykh zapasov nefiti s uchetom strukturnogo fazovogo perekhoda v nefiti v pro-tsesse razrabotki zalezhey s ispol'zovaniyem geologo-gidrodinamicheskogo modelirovaniya [Study of recoverable oil reserve losses with account of structural phase transition of oil during field development using geological and reservoir simulation models]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(34), 2023. pp. 173-182. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.173-182>. EDN PWEPU (in Russian)

В данной работе основной целью моделирования является оценка потери нефти при закачке холодной воды в пласт на участке Нурлатского нефтяного месторождения.

Трехмерная геологическая модель построена с применением программного комплекса геологического моделирования (ГМ) – IRAP RMS компании «ROXAR» [5]. Распределение нефтенасыщенности участка приведено на

участка функции относительных фазовых проницаемостей, коэффициенты вытеснения и остаточной водонасыщенности определялись на собственном керне. Значение коэффициента вытеснения нефти при температуре пласта (около 25 °С) принято равной 0.52. В процессе адаптации гидродинамической модели продуктивного пласта функция относительных фазовых проницаемостей (ОФП) модифицировались. Физико-химические свойства пластовых флюидов Нурлатского месторождения изучались на основании данных исследований глубинных и поверхностных (устьевых) проб нефти, отобранных в процессе опробования отложений. Моделирование активности законтурных вод для объектов Нурлатского месторождения осуществлялось при помощи задания в модели аналитического водонапорного горизонта (аналитическая модель водоносного горизонта Картера-Трейси (Carter-Tracy) [1,5]. Проведена адаптация параметров модели участка [1,2,3,4,5],

27 декабря 2022 года была закачана вода с температурой ниже температуры структурного фазового перехода нефти (СФПН). При закачке воды в пласт с температурой ниже температуры структурного фазового перехода, произошел СФПН [6]. Температура СФПН по результатам промысловых данных принята равной 21.3 С° [6]. В процессе разработки залежи за счет гистерезисных процессов температура СФПН увеличивается [6]. Значение относительных фазовых проницаемостей (ОФП) нефтяной фазы меняется в зависимости от температуры [3]. Потери нефти оценивается относительно добычи нефти при закачке воды в пласт с температурой 25 °С, соответствующей температуре пласта.

На рис. 2 в зависимости от времени приведено изменение накопленной добычи нефти в скв1832 с началом закачки в пласт воды при различных значениях температуры агента без учета гистерезиса относительных фазовых проницаемостей нефти.

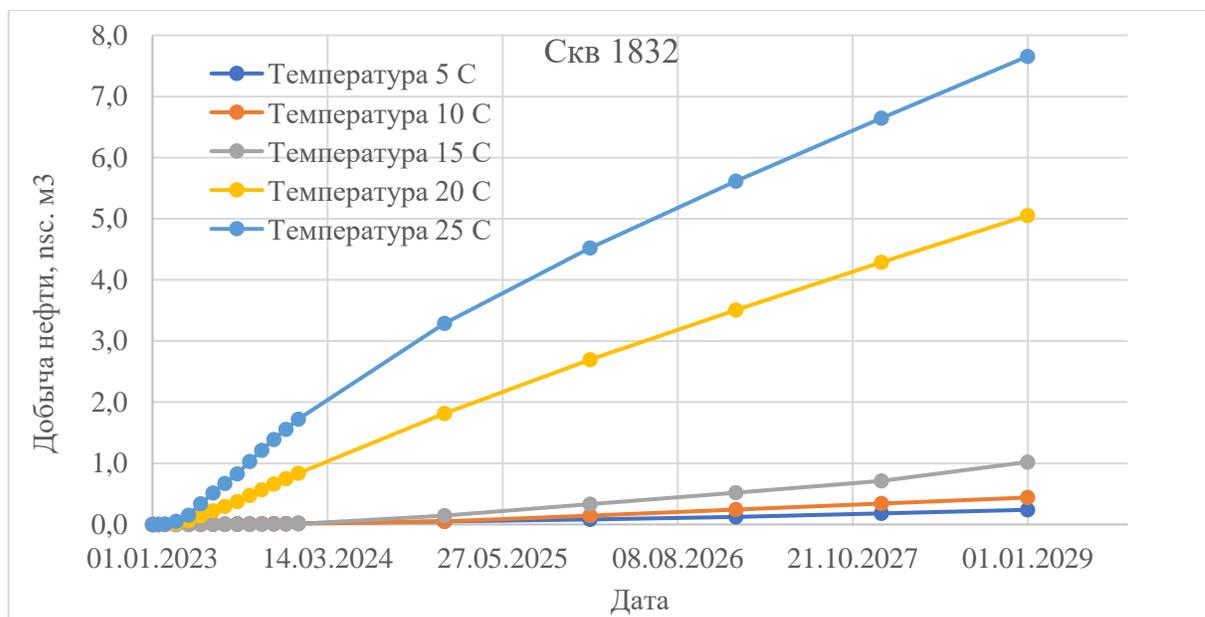


Рис. 2. Изменение накопленной добычи нефти при различных значениях температуры закачиваемой воды в пласт за 6 лет без учета гистерезиса относительных фазовых проницаемостей

В табл. 1 представлены накопленная добыча нефти и потери нефти за 9 лет после закачки воды в пласт при различных значениях температуры закачки агента без учета гистерезиса относительных фазовых проницаемостей. Потери нефти оценивается относительно добычи нефти при закачке воды в пласт с температурой 25 °С, соответствующей температуре пласта до закачки холодной воды.

Таблица 1

Накопленная добыча нефти и потери нефти без учета гистерезиса относительных фазовых проницаемостей

Температура, °С	5	10	15	20	25
Добыча нефти, тыс. м3	0.240	0.440	1.021	5.052	7.655
Потери нефти, тыс. м3	7.415	7.215	6.634	2.603	0.0
Потери нефти, %	96.9	94.2	86.7	34.0	0.0

На рис. 3 в зависимости от времени приведено изменение накопленной добычи нефти в скв1832 с началом закачки в пласт воды при различных значениях температуры агента с учетом гистерезиса относительных фазовых проницаемостей. В табл. 2 представлены накопленная добыча нефти и потери нефти за 9 лет после закачки воды в пласт при различных значениях температуры закачки агента с учетом гистерезисных процессов относительных фазовых проницаемостей нефти.

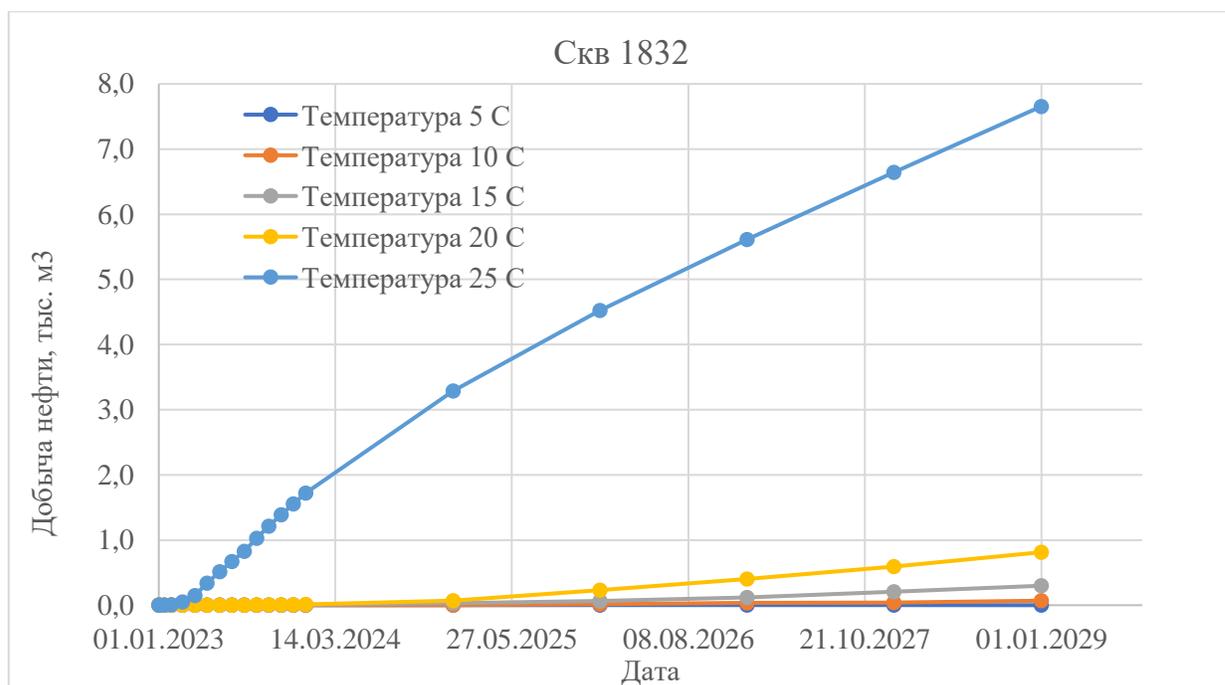


Рис. 3. Изменение накопленной добычи нефти при различных значениях температуры закачиваемой воды в пласт за 6 лет с учетом гистерезиса относительных фазовых проницаемостей

Потери нефти оцениваются относительно добычи нефти при закачке воды в пласт с температурой 25 °C, соответствующей температуре пласта.

Таблица 2

Накопленная добыча нефти и потери нефти с учетом гистерезиса относительных фазовых проницаемостей

Температура, °С	5	10	15	20	25
Добыча нефти, тыс. м ³	0.0	0.069	0.299	0.812	7.655
Потери нефти, тыс. м ³	7.655	7.586	7.357	6.843	0.0
Потери нефти, %	100.0	99.1	96.1	89.4	0.0

В процессе фильтрации воды и пластовой нефти, происходит постепенное прогревание жидкости в окрестности скважины. На рис. 4, 5 приведены изменения температуры в зависимости от времени в окрестности скв1832 при температуре закачиваемой воды в пласт 15°С

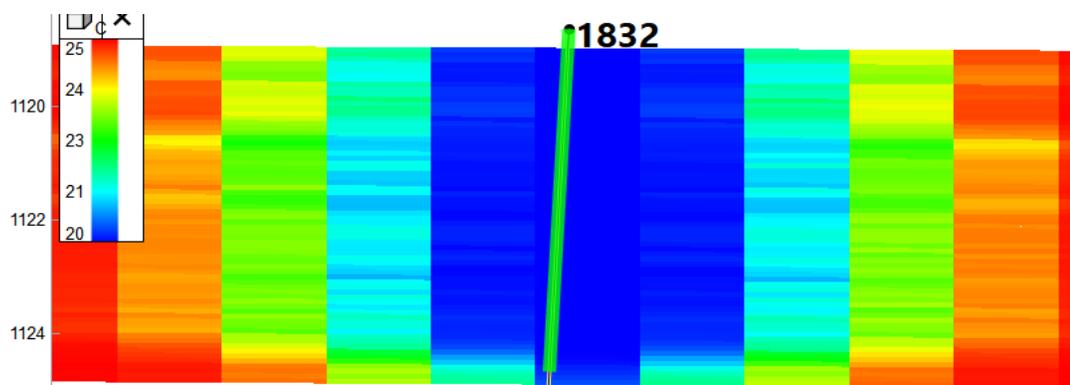


Рис. 4. Профиль распределения температуры в окрестности скважины 1832 при закачке воды с температурой 15 °С через сутки лет после закачки холодной воды в пласт

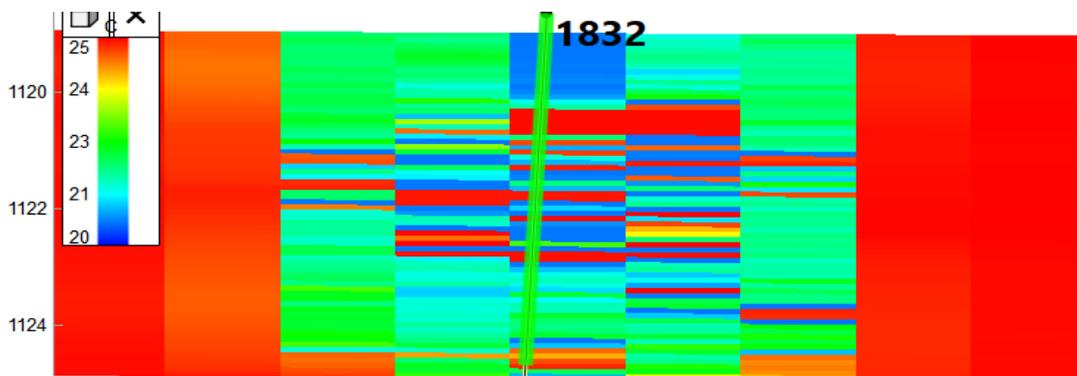


Рис. 5. Профиль распределения температуры в окрестности скважины 1832 при закачке воды с температурой 15 °С через 9 лет после закачки холодной воды в пласт

Выводы

Потери нефти с учетом процесса гистерезиса относительных фазовых проницаемостей при различных значениях температуры закачиваемой воды в пласт и с учетом значения вязкостей, зависящего от температуры за 6 лет составляет:

- 100 % при закачке воды с температурой 5 °С;
- 99.1 % при закачке воды с температурой 10 °С;
- 96.1 % при закачке воды с температурой 15 °С;
- 89.4 % при закачке воды с температурой 20 °С;

Список литературы

1. Теория и практика моделирования разработки нефтяных месторождений в различных геолого-физических условиях / Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, А.И. Никифоров, А.Ф. Иванов, Р.Х. Низаев. – Казань: Изд-во "ФЭН" Академии наук РТ. - 2009. -239с.
2. Моделирование потокоотклоняющих технологий в нефтедобыче / А.И. Никифоров, Р.Х. Низаев, Р.С. Хисамов.– Казань: Изд-во "ФЭН" Академии наук РТ. - 2011. -224с.
3. Совершенствование технологий разработки месторождений высоковязкой нефти при тепловом воздействии / Р.С. Хисамов, Р.Х. Низаев, Г.В. Александров, Ю.Л. Егорова, Исмагилов Р.Х. – Казань: Изд-во "Ихлас". - 2020. -160с.
4. Анализ и обобщение системы разработки Ромашкинского нефтяного месторождения на поздней стадии с заводнением (на примере Восточно-Лениногорской площади) / Р.Х. Низаев, Л.Г. Рахмаев, Ю.А. Гуторов, Ю.Л. Егорова. – Альметьевск: Изд-во ГБОУ «Альметьевский государственный нефтяной институт», -2021, -208с.
5. Дополнение к проекту разработки Нурлатского нефтяного месторождения, часть 1, - Бугульма, ПАО Татнефть, - 2013, -354с
6. Кабирова А.Х. Исследование влияния температурных условий геологической среды и состава нефти месторождений республики Татарстан на полноту извлечения углеводородов. Диссертация диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, Бугульма, 2021 г.

References

1. Khisamov R.S., Ibatullin R.R., Nikiforov A.I., Ivanov A.F., R.Kh. Nizaev. Teoriya i praktika modelirovaniya razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy v razlichnykh geologo-fizicheskikh usloviyakh [Theory and practice of modeling oil field development under various geological and physical conditions]. Kazan: FAN Publ. 2009. 239 P. (in Russian)
2. Nikiforov A.I., Nizaev R.Kh., Khisamov R.S. Modelirovanie potokotklonyayushchikh tekhnologiy v nefte dobyche [Modeling of flow diversion technologies in oil production]. Kazan: FAN Publ., 2011. 224 P. (in Russian)

3. Khisamov R.S., Nizaev R.Kh., Aleksandrov G.V., Egorova Yu.L., Ismagilov R.Kh. Sovershenstvovanie tekhnologiy razrabotki mestorozhdeniy vysokovyazkoy nefti pri teplovom vozdeystvii [Improvement of extra-viscous oil thermal recovery technologies]. Kazan: Ikhlas Publ. 2020. 160 P. (in Russian)
4. Nizaev R.Kh., Rakhmaev L.G., Gutorov Yu.A., Egorova Yu.L. Analiz i obobshchenie sistemy razrabotki Romashkinskogo neftyanogo mestorozhdeniya na pozdney stadii s zavodneniem (na primere Vostochno-Leninogorskoj ploshchadi) [Analysis and summary of Romashkinskoye field development system (on the example of Vostochno-Leninogorskaya area)]. Almeteyevsk: Almeteyevsk State Oil Institute Publ. 2021. 208 P. (in Russian)
5. Addendum to the Development Project for the Nurlat Oil Field, Part 1 - Bugulma, PJSC TAT-NEFT, 2013, -354 P. (in Russian)
6. Kabirova A.Kh. Issledovanie vliyaniya temperaturnykh usloviy geologicheskoy sredy i sostava nefti mestorozhdeniy respubliki Tatarstan na polnotu izvlecheniya uglevodorodov [Studying the effect of geological environment temperature and oil composition on hydrocarbon withdrawal in Tatarstan fields], PhD thesis, Bugulma. 2021. (in Russian)

Сведения об авторах

Низаев Рамиль Хабутдинович, доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный нефтяной институт

Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Ленина, 2

Ведущий научный сотрудник, институт ТатНИПИнефть, ПАО «Татнефть»

Россия, 423236, г. Бугульма, ул. Джалиля, 40

E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Хусаинов Васил Мухаметович, доктор технических наук, ведущий научный сотрудник, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423236, г. Бугульма, ул. Джалиля, 64

E-mail: khusainov@tatnipi.ru

Кабирова Алесия Хатиповна, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 216

E-mail: ahkabirova@tatnipi.ru

Александров Георгий Владимирович, младший научный сотрудник лаборатории геологического и гидродинамического моделирования отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423236, г. Бугульма, ул. М. Джалиля, дом 32.

E-mail: razrcmg@tatnipi.ru

Клийменко Дмитрий Владимирович, ведущий технический эксперт, компания: Рок Флоу Динамикс

Россия, 117418, г. Москва, ул. Профсоюзная 25А

E-mail: dmitry.kliymenko@rfdyn.ru

Authors

R.Kh. Nizaev, Dr.Sc., Professor, Oil and Gas Fields Development and Operation Chair, Almeteyevsk State Oil Institute

2, Lenin st., Almeteyevsk, 423462, Russian Federation

Leading Research Associate, TatNIPIneft Institute-PJSC TATNEFT

40, M. Djalil st., Bugulma, 423236, Russian Federation

E-mail: nizaev@tatnipi.ru

V.M. Khusainov, Dr.Sc., Leading Research Associate, TatNIPIneft-PJSC TATNEFT

64, M. Djalil st., Bugulma, 423236, Russian Federation

E-mail: khusainov@tatnipi.ru

A.Kh. Kabirova, PhD, Senior Research Associate, TatNIPIneft Institute-PJSC TATNEFT

216, Sovetskaya st. Almeteyevsk, 423462, 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 st., Bugulma, 423236, Russian Federation

E-mail: razrcmg@tatnipi.ru

D.V. Kliymenko, Leading Technical Expert, Rock Flow Dynamics

25A, Profsoyuzhaya st., Moscow, 117418, Russian Federation

E-mail: dmitry.kliymenko@rfdyn.ru

Статья поступила в редакцию 05.06.2023

Принята к публикации 15.06.2023

Опубликована 30.06.2023