

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.183-203>

EDN NYPSYG

УДК 622.276.1/4+552.578.2

Исследование влияния сезонных изменений температуры закачиваемой в пласт воды на технологические показатели разработки

¹Низаев Р.Х., ¹Кириллов А.И., ¹Александров Г.В.,

¹Хусаинов В.М., ¹Кабирова А.Х., ²Клийменко Д.В.

¹Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

²Компания «Рок Флоу Динамикс», Москва, Россия

Studying the effect of seasonal changes in injected water temperature on production data

¹R.Kh. Nizhaev, ¹A.I. Kirillov, ¹G.V. Aleksandrov,

¹V.M. Khusainov, ¹A.Kh. Kabirova, ²D.V. Kliyenko

¹TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Almetyevsk, Russia

²Rock Flow Dynamics Company, Moscow, Russia

E-mail: razrcmg@tatnipi.ru

Аннотация. В статье приводится оценка потери нефти при закачке холодной воды в пласт на участке отложений бобриковского горизонта одного из месторождений Республики Татарстан. При построении фильтрационной модели продуктивных пластов данного месторождения применялся программный комплекс тНавигатор. Использованы результаты адаптации параметров модели по данным исторических показателей разработки и температурных режимов с учетом информации о PVT-свойствах флюида. Представлены результаты расчетов по изменению накопленной добычи нефти и распределению температуры в пласте при различных значениях температуры закачиваемой в пласт воды в процессе разработки.

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

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 нефти, процесс гистерезиса относительных фазовых проницаемостей*

Для цитирования: Низаев Р.Х., Кириллов А.И., Александров Г.В., Хусаинов В.М., Кабирова А.Х., Клийменко Д.В. Исследование влияния сезонных изменений температуры закачиваемой в пласт воды на технологические показатели разработки // Нефтяная провинция.-2024.-№3(39).-С. 183-203. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.183-203>. - EDN NYPSYG

Abstract. The paper discusses oil losses during cold water injection in Bobrikovian horizon in one of the oil fields in the Republic of Tatarstan. Reservoir simulation model was built using a tNavigator software. The results of history matching were used with due regard for fluid PVT data. The paper presents the simulated results for cumulative oil production variation and temperature distribution at various temperatures of the injected water during reservoir production. Oil losses are estimated relative to oil production during injection of water with temperature of 25°C which is equal to the initial reservoir temperature.

Key words: *tNavigator software, cold water injection, oil losses estimate, oil saturation distribution, oil phase transition temperature, relative phase permeabilities, residual oil saturation factor, oil recovery factor, hysteresis of relative phase permeabilities*

For citation: R.Kh. Nizaev, A.I. Kirillov, G.V. Aleksandrov, V.M. Khusainov, A.Kh. Kabirova, D.V. Kliymenko Issledovaniye vliyaniya sezonnykh izmeneniy temperatury zakachivayemoy v plast vody na tekhnologicheskiye pokazateli razrabotki [Studying the effect of seasonal changes in injected water temperature on production data]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(39), 2024. pp. 183-203. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.183-203>. EDN NYPSYG (in Russian)

Целью данной работы является оценка потерь нефти, вызванных структурным фазовым переходом в нефти (СФПН) вследствие закачки в пласт воды, температура которой изменяется в зависимости от сезона года, с использованием цифрового фильтрационного моделирования. Проведена адаптация параметров цифровой фильтрационной модели по данным исторических показателей разработки и температурных режимов с учетом информации о

PVT-свойствах флюида, в том числе о температуре СФПН в окрестности скважины, при закачке в пласт воды с различными значениями температуры без учета и с учётом процесса гистерезиса относительных фазовых проницаемостей (ОФП).

Влияние закачки холодной воды на тепловое состояние продуктивных горизонтов выдвигает проблему изучения степени влияния охлаждения пластов на изменение их продуктивности по сравнению с продуктивностью при начальной пластовой температуре [1]. Уменьшение средней температуры пласта из-за закачки холодной воды приводит к увеличению вязкости парафинистой нефти и снижению скорости её фильтрации вплоть до её полного прекращения [2]. Это приводит к снижению текущей добычи нефти и уменьшению нефтеотдачи. Закачка холодной воды приводит к снижению пластовой температуры ниже температуры насыщения и выпадению кристаллов парафина из раствора в нефти. 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. При закачке воды в пласт с температурой ниже температуры структурного фазового перехода возникает риск СФПН, нефть теряет текучесть. Значение температуры обратного СФПН за счёт гистерезисных процессов выше, чем температура перехода нефти из текучего в неподвижное состояние. Причем особую опасность понижение температуры представляет для парафинистой и битуминозной нефти [3].

Таким образом, нефть в пласте находится в неподвижном состоянии при значениях температуры в интервале 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). Значение вязкости нефти при пластовой температуре, равное 159 мПа·с, взято из последнего проектного документа на разработку рассматриваемого нефтеносного объекта, выполненного в институте «ТатНИПИнефть». За счет фильтрации воды и пластовой нефти происходит постепенное прогревание жидкости в окрестности скважины. Значение коэффициента вытеснения нефти для случая процесса закачки воды при температуре пласта (около 25 °С) принято равным 0,52 [3]. Значения температур начала СФПН в пласте изменяется от 18,0 до 22°С, значения температур окончания влияния гистерезисных процессов — от 20 до 23 °С [3, 4].

Бобриковский объект на рассматриваемом месторождении введён в разработку в 1976 г. В ходе эксплуатации на залежи проводились различные опытно-промышленные работы по поиску внедрения эффективных методов и систем разработки залежей высоковязкой нефти в современных условиях [4].

Геологическая модель сектора бобриковского горизонта рассматриваемого месторождения выполнена в соответствии с действующим РД [5] и методическими указаниями [6, 7]. Геологическая модель построена с применением программного комплекса геологического моделирования компании «ROXAR». Для проведения расчетов выделен сектор с распределением параметра нефтенасыщенности (Рис. 1).

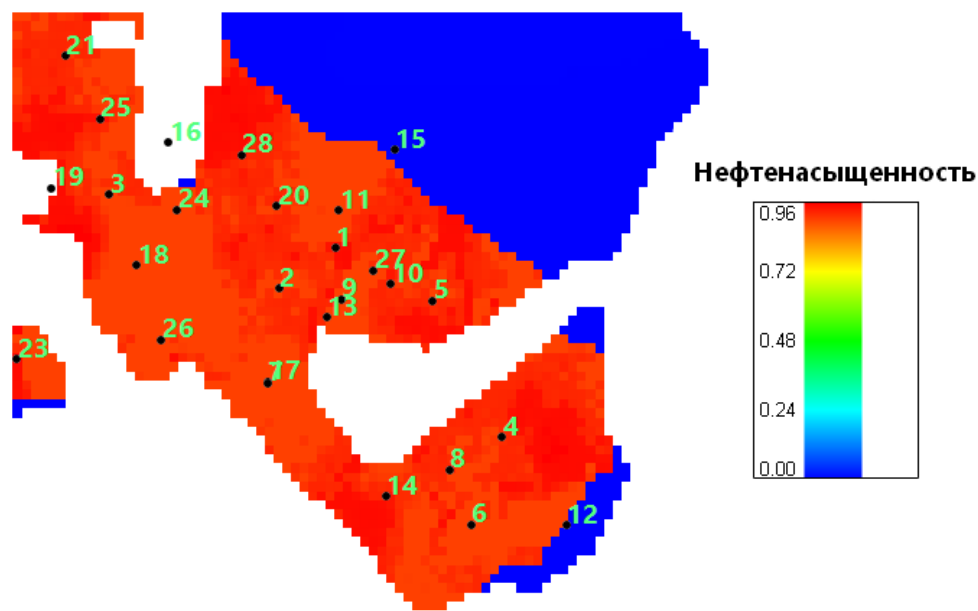


Рис. 1. Распределение нефтенасыщенности. Вид сверху.

В окрестностях каждой скважины показатели ОФП, температуры СФПН, свойства PVT-модели имеют различные значения, поэтому в них созданы регионы, в которых заданы индивидуальные значения свойств флюидов. На фильтрационной модели, параметры которой в процессе адаптации по истории разработки были подвергнуты корректировке с учетом информации о PVT-свойствах флюида, в том числе о температуре СФПН в окрестности каждой скважины, проведены расчёты прогнозных технологических показателей разработки в случае реализации вариантов изменения температуры закачиваемой в пласт воды в зависимости от сезона года.

Закачка в пласт воды осуществлялась через нагнетательные скв. 8 и 11 с темпом закачки по $20 \text{ м}^3/\text{сут}$. В табл. 1 приведены значения температуры закачиваемой воды в зависимости от периода разработки (сезона года) в рассмотренных при проведении фильтрационных расчётов вариантах разработки.

Таблица 1

**Температура закачиваемой воды в зависимости от периода разработки
(сезона года) в рассмотренных вариантах разработки**

Месяц	Температура закачиваемой воды, °С		
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Январь	25	15	8
Февраль	25	15	8
Март	25	15	10
Апрель	25	25	15
Май	25	25	25
Июнь	25	25	25
Июль	25	25	25
Август	25	25	25
Сентябрь	25	25	25
Октябрь	25	25	15
Ноябрь	25	15	10
Декабрь	25	15	8

На рис. 2 показан вид сверху распределения температуры в пласте на конец прогнозного периода – 01.01.2090. Нагнетательные скважины – 8 и 11. Как видно из рис. 2, в окрестностях нагнетательных скважин имеются ограниченные зоны снижения пластовой температуры, образование которых обусловлено закачкой в пласт воды с температурой, значения которой отличаются от значения начальной пластовой температуры. В добывающих скважинах, оказавшихся в зоне снижения пластовой температуры (скв. 1, 4, 6), происходит снижение добычи нефти вплоть до полной остановки процесса фильтрации. Это обусловлено тем, что в зоне снижения пластовой температуры, вызванного сезонным изменением температуры закачиваемой воды, при снижении температуры до температуры СФПН происходит структурный фазовый переход пластовой нефти. При этом в любой точке пласта, в которой он произошёл, фильтрация нефти прекращается. В тех добывающих скважинах, которые оказались

вне зоны снижения пластовой температуры (скв. 5, 9, 10), снижения добычи нефти до нулевых значений дебитов не происходит. Однако и в этих скважинах вследствие сезонного изменения температуры закачиваемой в пласт воды в случае закачки по третьему варианту также происходит снижение показателей добычи нефти относительно случая закачки в пласт воды по второму и первому вариантам. Полученные по результатам расчётов графики дебитов нефти по скв. 1, 6, 10 по всем рассмотренным вариантам сезонного изменения температуры закачиваемой воды приведены на рис. 3–5.

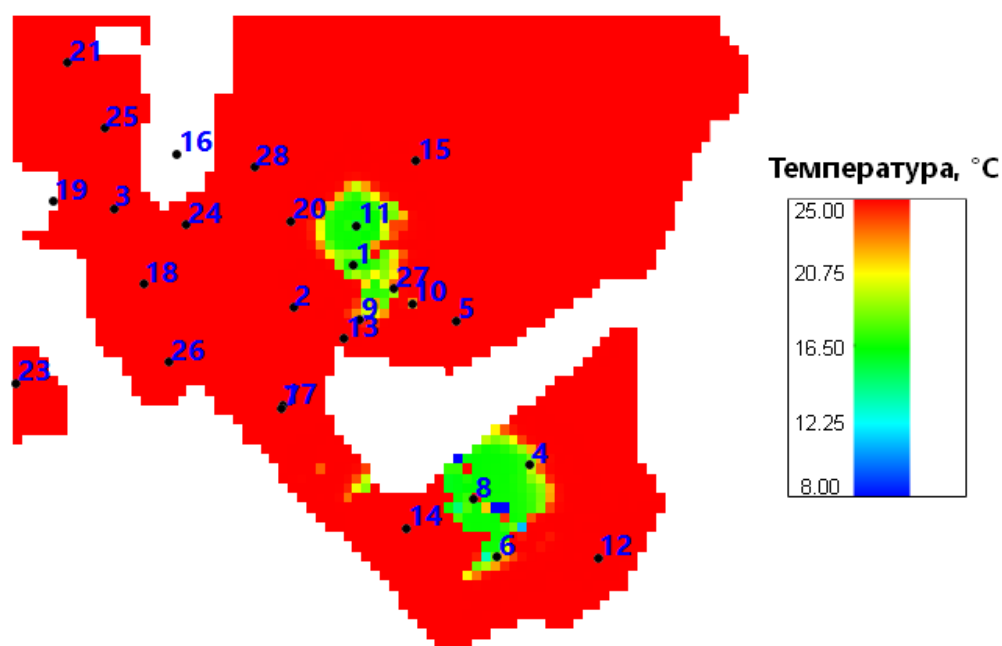


Рис. 2. Распределение температурного фронта на конец прогнозного периода (01.01.2090) в случае закачки в пласт воды по третьему варианту сезонного изменения температуры закачиваемой воды

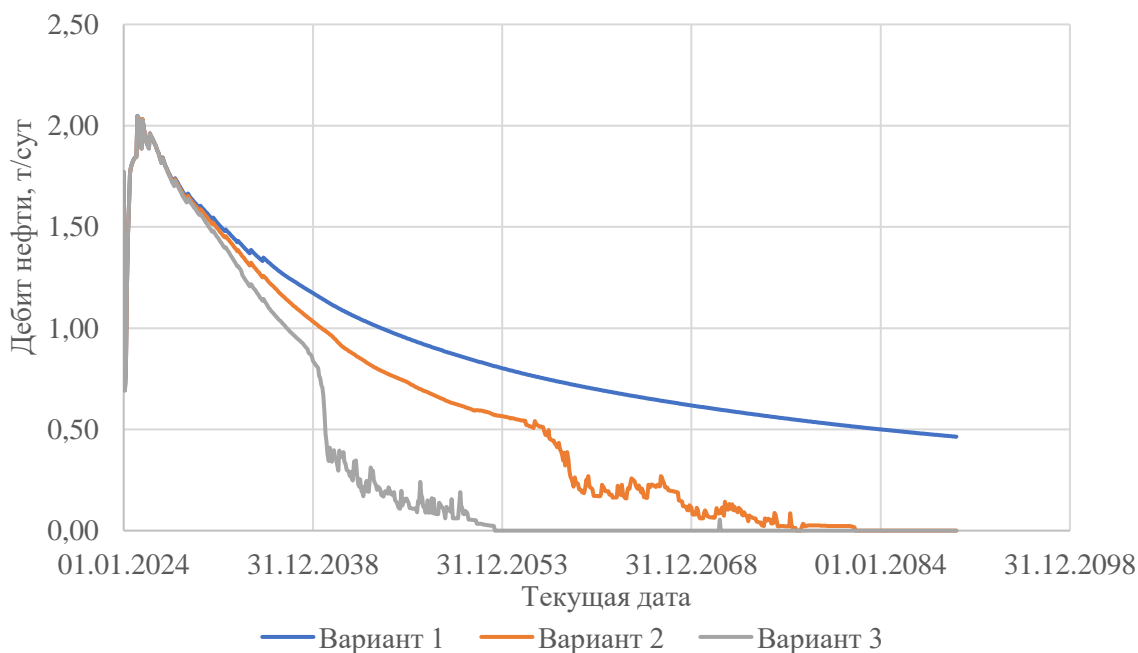


Рис. 3. Динамика дебита нефти по скв. 1 при различных вариантах температурного режима закачки воды в пласт

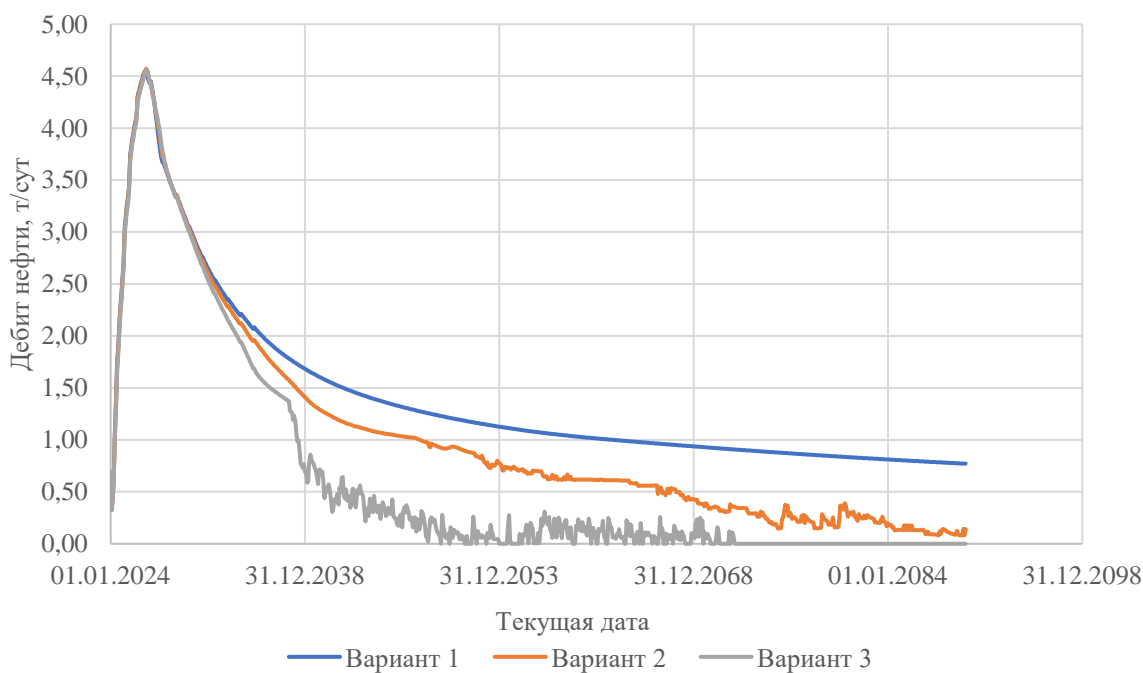


Рис. 4. Динамика дебита нефти по скв. 6 при различных вариантах температурного режима закачки воды в пласт

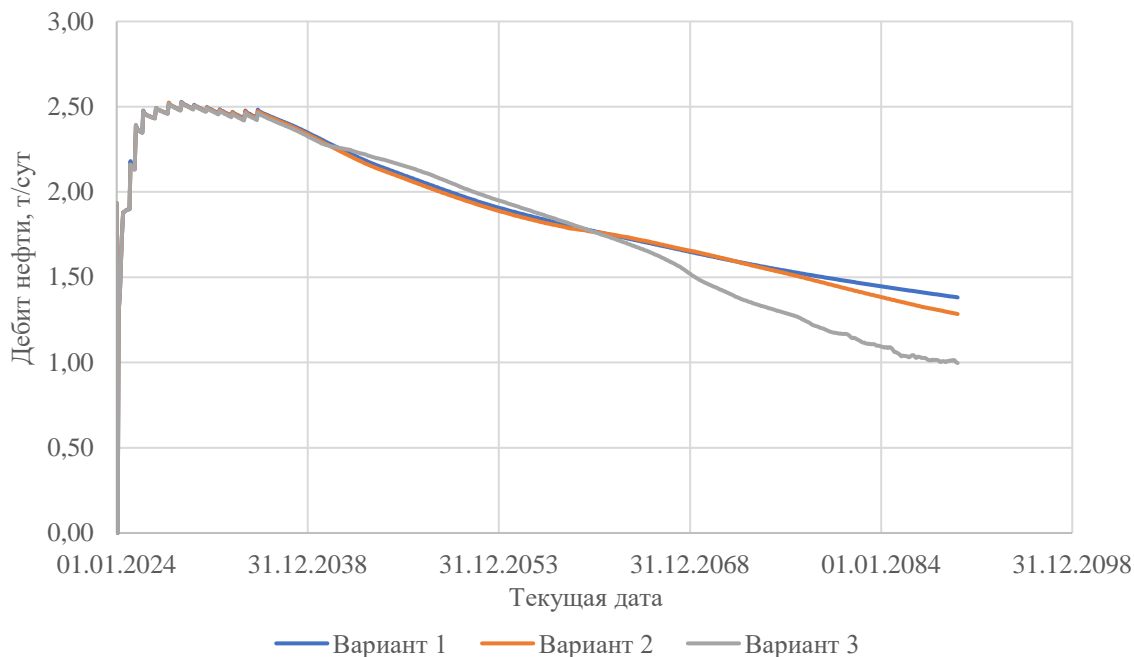


Рис. 5. Динамика дебита нефти по скв. 10 при различных вариантах температурного режима закачки воды в пласт

Графики динамики накопленной добычи нефти, годовой добычи нефти, накопленной добычи воды в целом по рассмотренному участку скважин приведены на рис. 6–8. График зависимости «водонефтяной фактор – коэффициент извлечения нефти (КИН)» приведен на рис. 9.

Как видно из рис. 6, 7, с течением времени организации закачки в пласт воды при учёте сезонного изменения температуры закачиваемой воды происходит увеличение разности между значениями годовой добычи нефти, причём наибольшие значения добычи нефти наблюдаются при закачке воды по первому варианту сезонного температурного режима.

Кривые накопленной добычи воды, приведённые на рис. 8, показывают, что к концу прогнозного периода разработки (1 января 2090 г.) наибольшие значения накопленной добычи воды наблюдаются в случае реализации варианта 1 сезонного изменения температуры закачиваемой воды. Закачка в пласт

воды со значениями температуры ниже начальной пластовой приводит к снижению фильтрационных характеристик водной фазы. Как видно из рис. 9, наибольшие значения КИН и водонефтяного фактора наблюдаются при закачке в пласт воды по первому варианту сезонного изменения температуры закачиваемой воды. Наименьшие значения этих показателей наблюдаются в случае реализации третьего варианта.

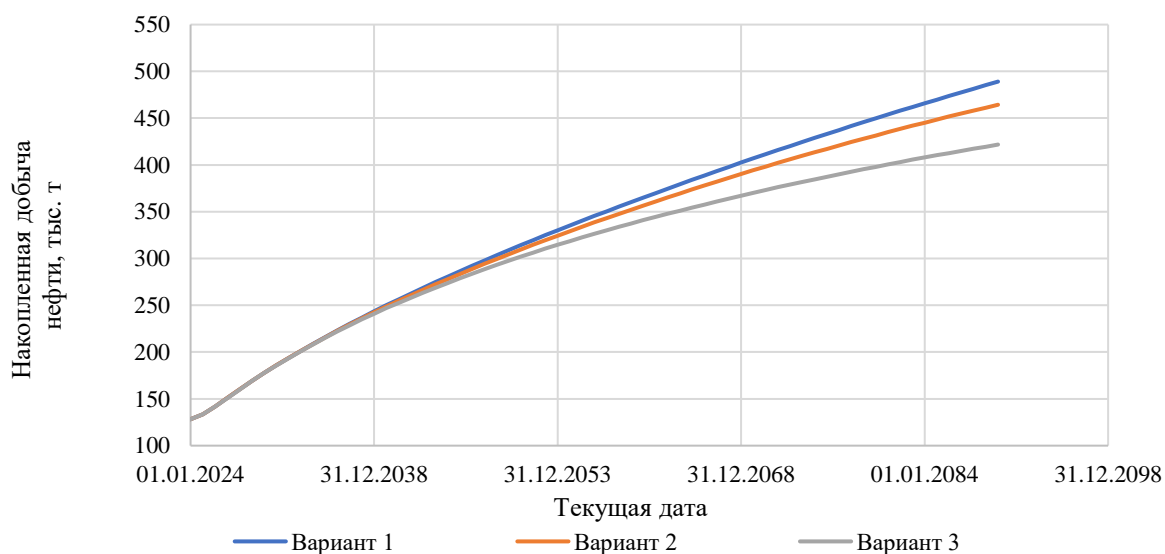


Рис. 6. Динамика накопленной добычи нефти по вариантам

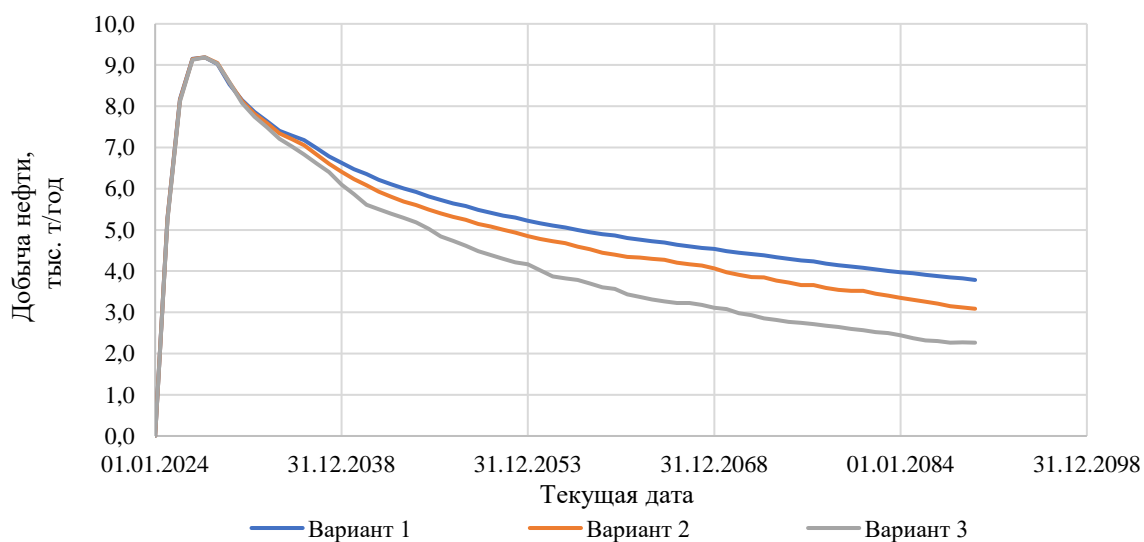


Рис. 7. Динамика годовой добычи нефти

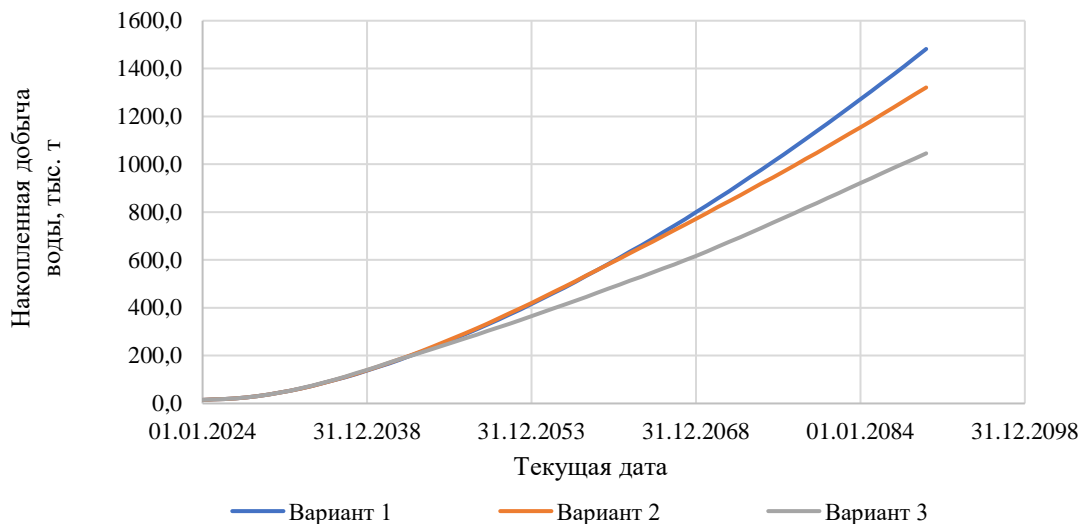


Рис. 8. Динамика накопленной добычи воды

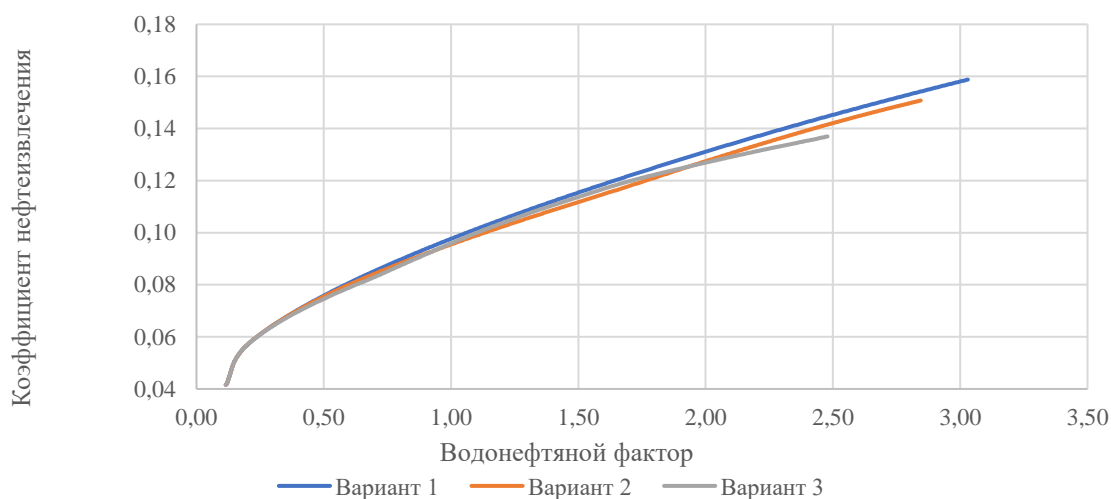


Рис. 9. График зависимости «водонефтяной фактор – КИН»

Значения накопленной добычи нефти при различных вариантах к концу расчетной разработки, а также потеря нефти в случае учета сезонного изменения температуры приведены в табл. 2.

Таблица 2

Значения накопленной добычи нефти, потеря нефти в случае учета сезонного изменения температуры

Показатели	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Накопленная добыча нефти, тыс. т	489,06	464,32	421,79
Потеря относительно варианта 1, тыс. т	0,00	24,74	67,27

По результатам проведённых расчётов построенные проходящие через скв. 11 и 1 профили распределения температуры на даты: 1 февраля, 1 апреля, 1 сентября 2024, 2050 и 2089 гг. – в случае закачки в пласт воды по варианту 3 температурного режима (Табл. 2) показаны на рис. 10–19. Анализ приведённых рисунков позволяет сделать вывод о том, что изменение температуры пласта, вызванное сезонным изменением температуры закачиваемой в пласт воды, происходит в призабойной зоне нагнетательных и добывающих скважин.

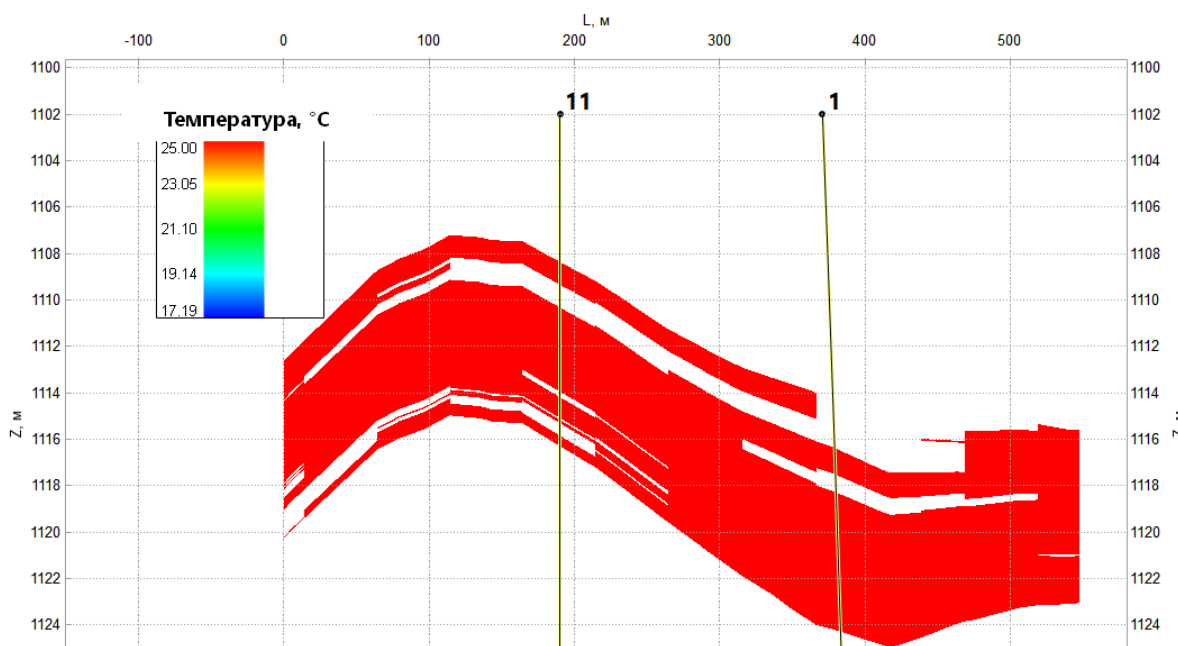


Рис. 10. Профиль распределения температуры на 1 февраля 2024 г. в случае закачки в пласт воды по варианту 3 температурного режима

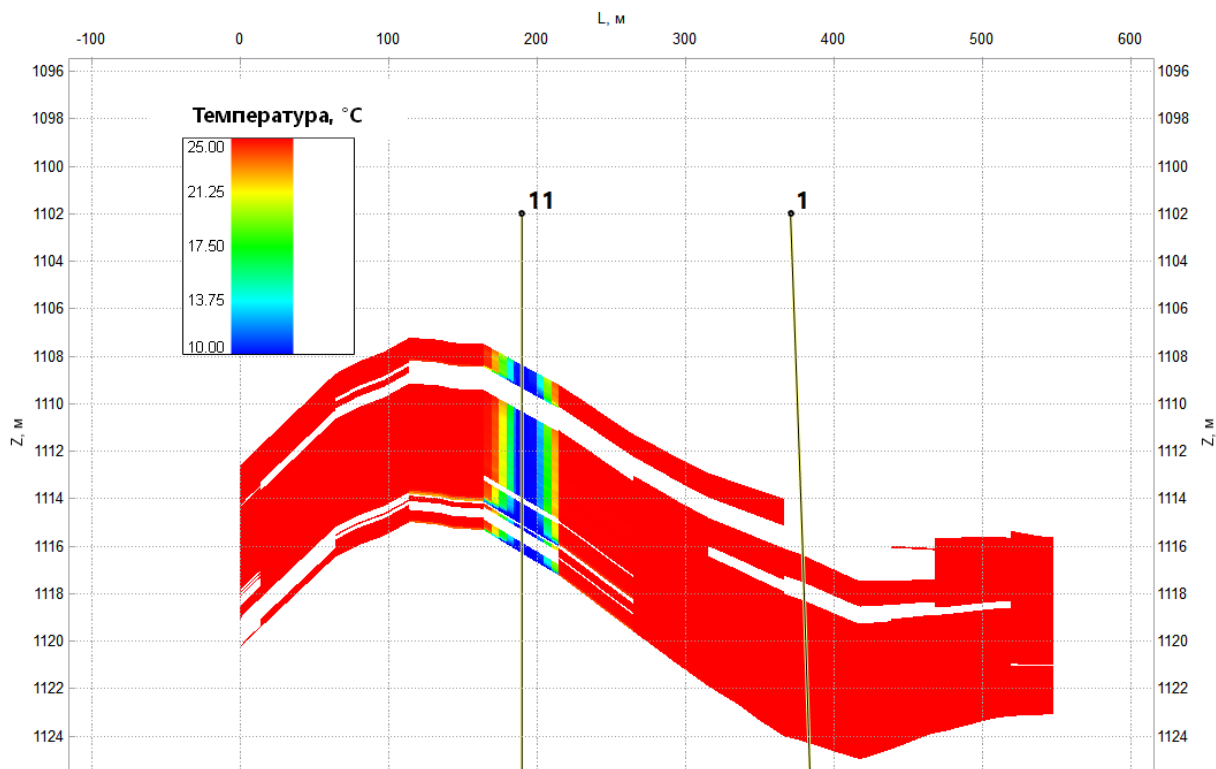


Рис. 11. Профиль распределения температуры на 1 апреля 2024 г. в случае закачки в пласт воды по варианту 3 температурного режима

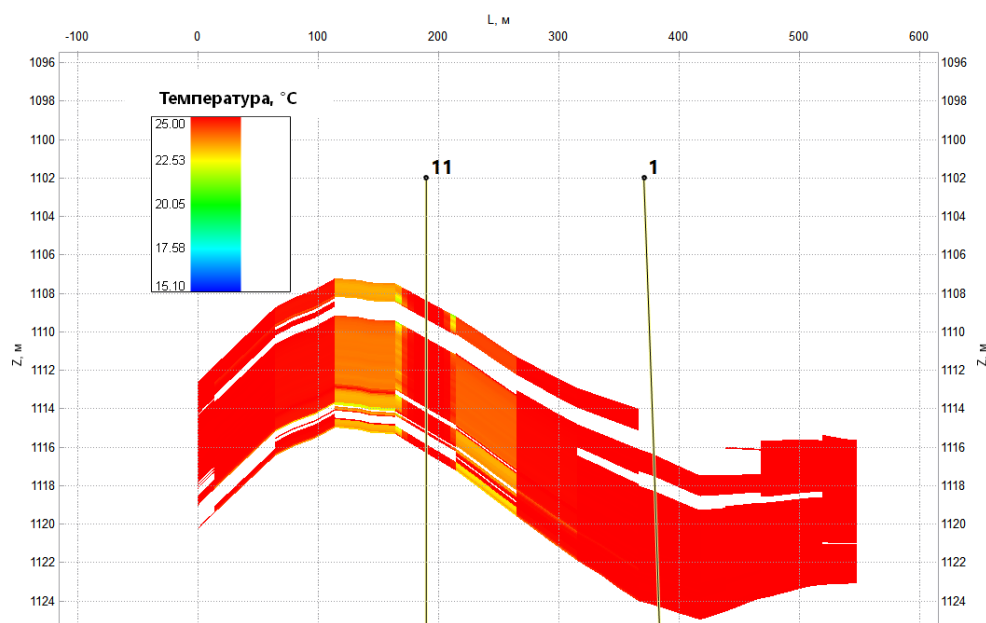


Рис. 12. Профиль распределения температуры на 1 сентября 2024 г. в случае закачки в пласт воды по варианту 3 температурного режима

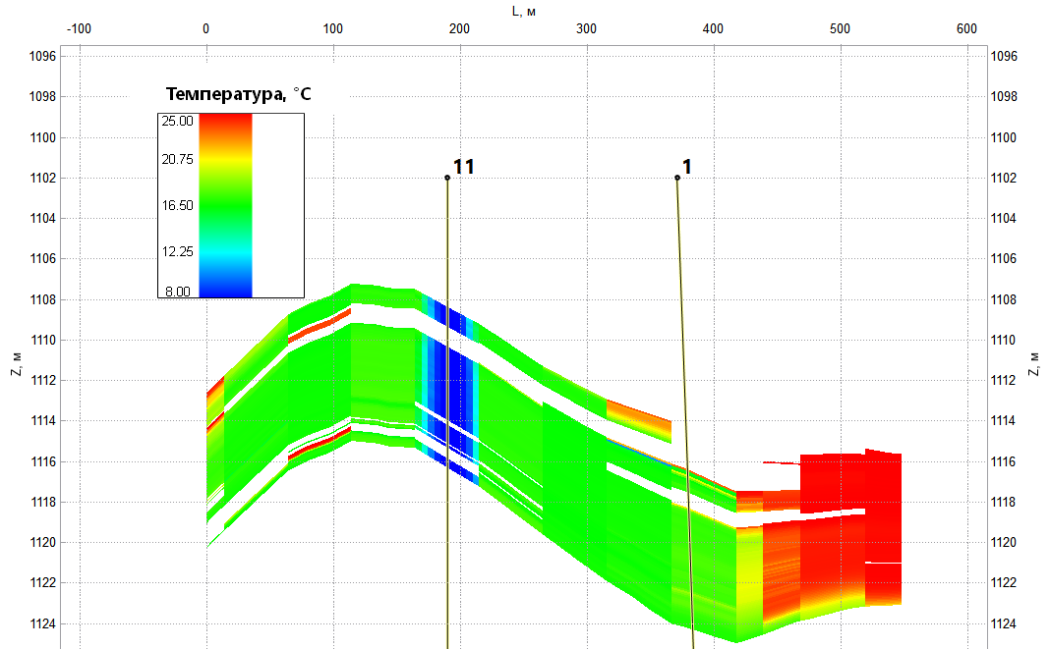


Рис. 13. Профиль распределения температуры на 1 февраля 2050 г. в случае закачки в пласт воды по варианту 3 температурного режима

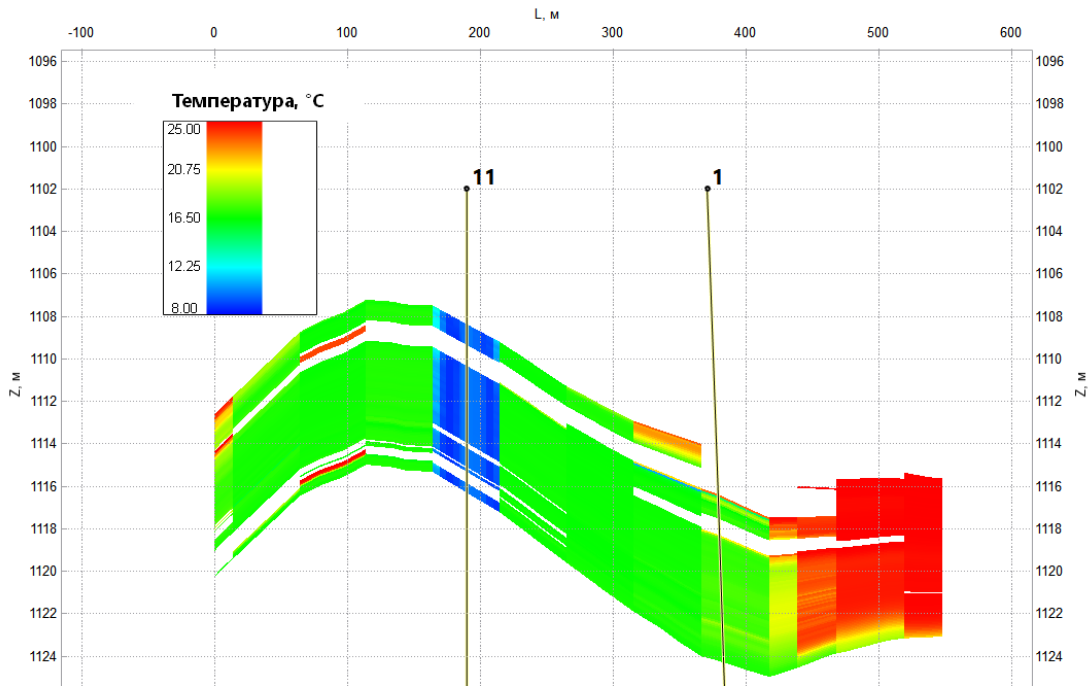


Рис. 14. Профиль распределения температуры на 1 апреля 2050 г. в случае закачки в пласт воды по варианту 3 температурного режима

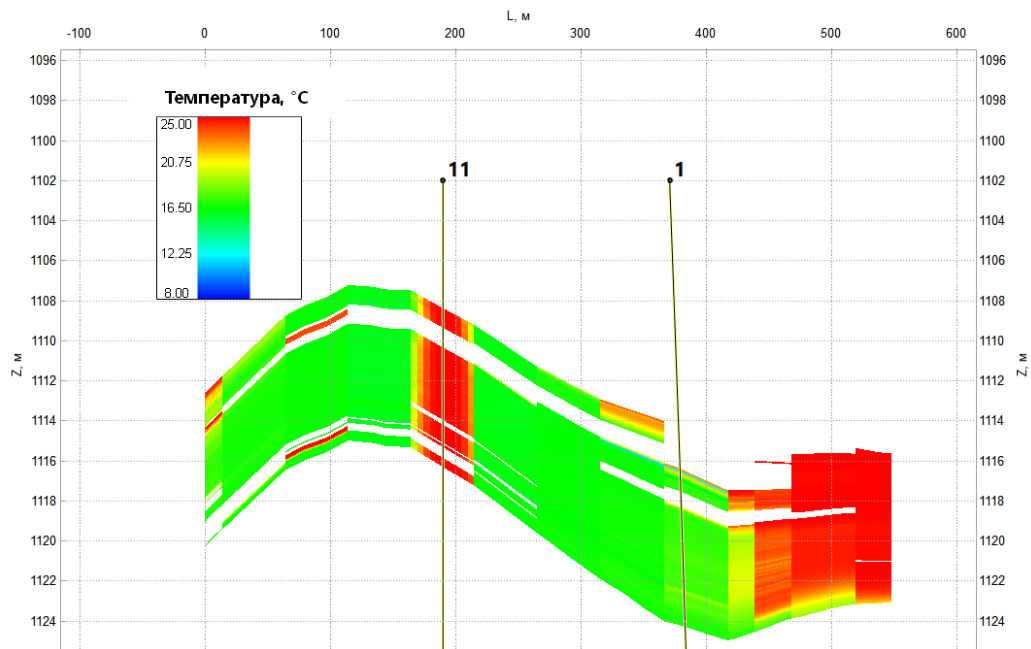


Рис. 15. Профиль распределения температуры на 1 сентября 2050 г. в случае закачки в пласт воды по варианту 3 температурного режима

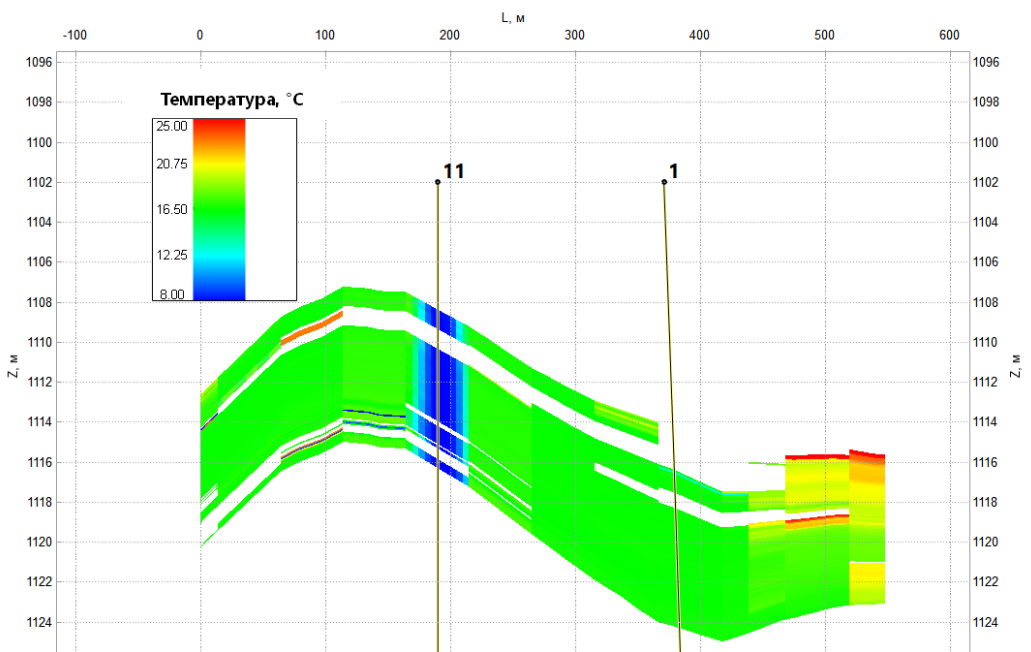


Рис. 16. Профиль распределения температуры на 1 февраля 2089 г. в случае закачки в пласт воды по варианту 3 температурного режима

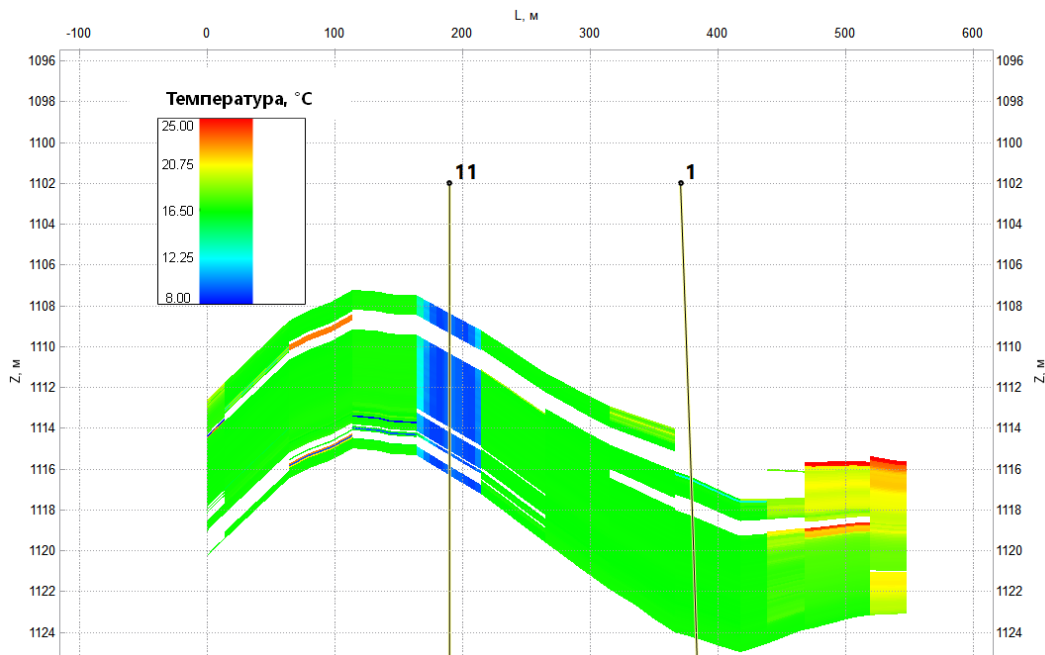


Рис. 17. Профиль распределения температуры на 1 апреля 2089 г. в случае закачки в пласт воды по варианту 3 температурного режима

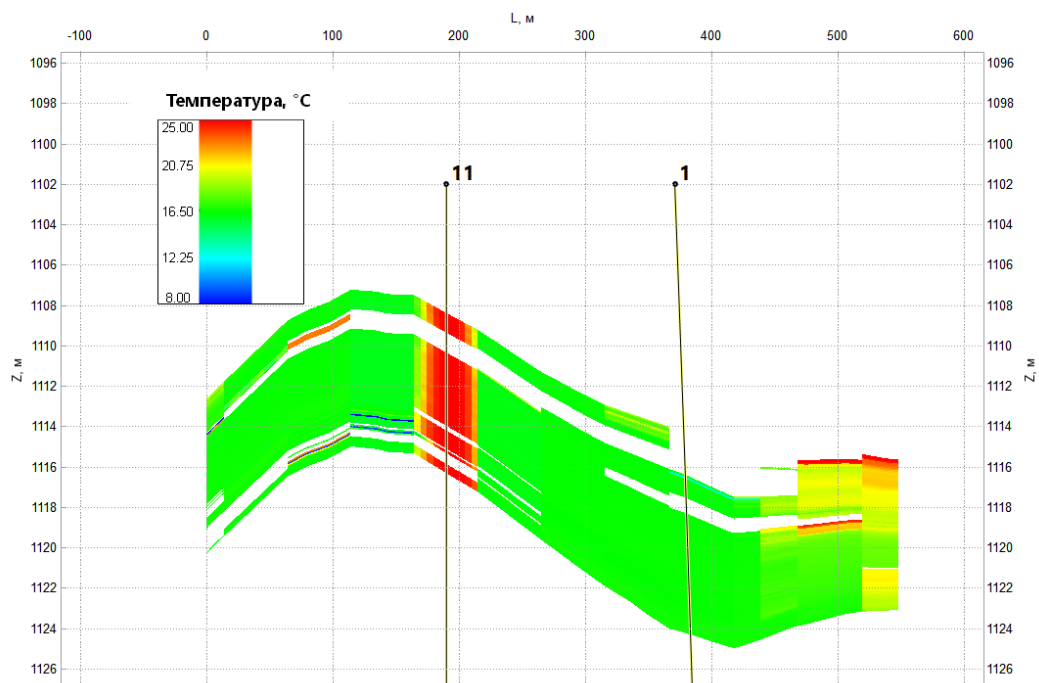


Рис. 18. Профиль распределения температуры на 1 сентября 2089 г. в случае закачки в пласт воды по варианту 3 температурного режима

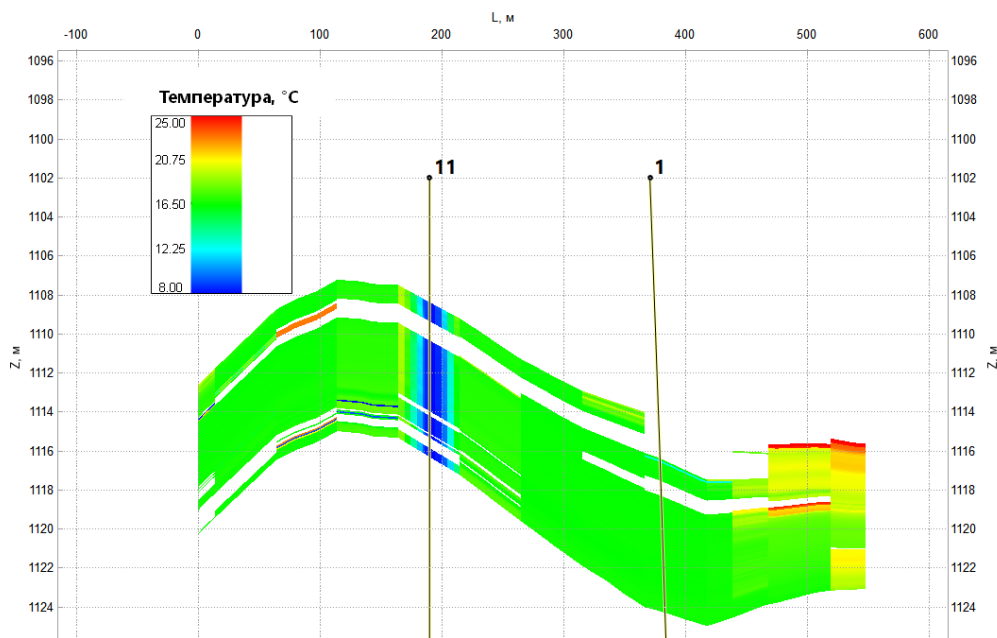


Рис. 19. Профиль распределения температуры на 1 января 2090 г. в случае закачки в пласт воды по варианту 3 температурного режима

Выводы

1. В призабойной зоне нагнетательной скважины происходит изменение пластовой температуры, вызванное сезонным изменением температуры закачиваемой в пласт воды. Необходимо учитывать влияние на технологические показатели разработки изменения температуры по сезонам года.
2. В окрестности добывающей скважины сезонные изменения температуры вызваны сезонным изменением температуры закачиваемой в пласт воды.
3. Термогидродинамические расчеты, проведенные на цифровой фильтрационной модели на прогнозный период разработки сектора терригенных отложений бобриковского объекта рассматриваемого месторождения, показали, что накопленная добыча нефти для варианта 1 (закачка воды с температурой 25°C) составляет 489,1 тыс. т, для варианта 2 (закачка с температурой 15–25°C) – 464,3 тыс. т, для варианта 3 (закачка с температурой 8–10–15–

25°С) – 421,8 тыс. т.

4. Потери в добыче нефти с 2024 по 2090 г. за счет сезонных изменений температуры закачиваемой в пласт воды составляют для варианта 2 (закачка воды с температурой 15–25°С) 24,74 тыс. т, для варианта 3 (закачка воды с температурой 8–10–15–25°С) – 67,27 тыс. т.

Список литературы

1. Яраханова Д.Г. О проблеме изучения степени влияния охлаждения пластов на изменение их продуктивности // Георесурсы. – 2015 – № 3 (62), т. 2 – С. 64-66.
2. Чеботарев В.В., Мугатабарова А.А., Измайлова Г.Р. Оценка теплового воздействия на призабойную зону пласта при электротепловой обработке // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов – 2022 – Вып. 2 (136) – С. 70-85.
3. Исследование потерь извлекаемых запасов нефти с учетом структурного фазового перехода в нефти в процессе разработки залежей с использованием геолого-гидродинамического моделирования / Р.Х. Низаев, В.М. Хусаинов, А.Х. Кабирова, Г.В. Александров, Д.В. Клийменко. – Текст: электронный // Нефтяная провинция: рец. науч. изд. сетевого распространения. – 2023. – № 2. – С. 173-182. – URL: <https://vkro-raen.com/files/008/308/535/8308535/original/34-12-R.Kh.Nizaev.pdf> (дата обращения: 26.06.2024).
4. 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»; науч. рук. В.М. Хусаинов. – Бугульма, 2022. – 25 с.
5. РД 153-39.0-047-00 Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений : официальное издание: утвержден и введен в действие приказом Минтопэнерго России № 67 от 10.03.2000 г.: согласован МПР России № ВП 27/443 от 03.02.2000 г., Госгортехнадзор России № 02 35/123 от 29.02.2000 г.: внесен Департаментом разработки и лицензирования месторождений Минтопэнерго России / ОАО ВНИИнефть им. А.П. Крылова, ОАО ЦГЭ, РГУНГ им. И.М. Губкина [и др.] – Москва : Министерство топлива и энергетики Российской Федерации, 2000. – 130 с.
6. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений / А.Г. Авербух [и др.]; под рук. Н.Н. Лисовского; ФГУ «Экспертнефтегаз». – Москва: ВНИИОЭНГ, 2003. – Ч. 1: Геологические модели. – 164 с.
7. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений / А.Г. Авербух [и др.]; под рук. Н.Н. Лисовского; ФГУ «Экспертнефтегаз». – Москва: ВНИИОЭНГ, 2003. – Ч. 2.: Фильтрационные модели. – 224 с.

References

1. Yarakhanova D.G. O probleme izucheniya stepeni vliyaniya ohlazhdeniya plastov na izmenenie ih produktivnosti [On studying the effect of reservoir cooling down on reservoir productivity]. *Georesursy [Georesources]*. 2015, No.3(62), Vol.2, pp. 64-66 (in Russian)
2. Chebotarev V.V., Mugatabarova A.A., Izmailova G.R. Ocenka teplovogo vozdejstviya na prizabojnuyu zonu plasta pri elektroteplovej obrabotke [Assessment of thermal effect in the bottom-hole zone during electrothermal well stimulation]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov [Issues of gathering, processing and transportation of oil and oil products]*. 2022, No.2(136), pp.70-85 (in Russian)
3. Nizaev R.Kh., Khusainov V.M., Kabirova A.Kh, Aleksandrov G.V., Kliymenko D.V. Issledovanie poter izvlekaemyh zapasov nefti s uchyotom strukturnogo fa-zovogo perekhoda v nefti v processe razrabotki zalezhej s ispolzovaniem geologo-gidrodinamicheskogo modelirovaniya [Studying the recoverable oil losses with regard for oil phase transition during reservoir production based on reservoir simulation]. *Neftyanaya Provinciya [Oil Province]*. 2023, No.2, pp. 173-182. URL: <https://vkro-raen.com/files/008/308/535/8308535/original/34-12-R.Kh.Nizaev.pdf> (in Russian)
4. Kabirova A.Kh. Issledovanie vliyaniya temperaturnyh uslovij geologicheskoy sredy i sostava nefti mestorozhdenij respubliki Tatarstan na polnotu izvlecheniya uglevodorodov. [Studying the effect of geologic environment temperature and oil composition in Tatarstan oil fields on hydrocarbon recovery ratio]. PhD thesis. TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Bugulma, 2022, 25 p. (in Russian)
5. RD 153-39.0-047-00 Regulations for building real-time geologic models for oil and gas fields. Krylov VNIIneft OAO, TsGE OAO, Russian State University of Oil and Gas, et al. 2000, 130 p. (in Russian)
6. Averbukh A.G. et al. Guidelines for building real-time geologic models for oil and gas fields. *Expertneftgaz FSI*. Moscow, VNIIOENG, 2003. Part 1. Geologic models – 164 p. (in Russian)
7. Averbukh A.G. et al. Guidelines for building real-time geologic models for oil and gas fields. *Expertneftgaz FSI*. Moscow, VNIIOENG, 2003. Part 2. Reservoir simulation models – 224 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» имени В.Д. Шашина; профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423236, Бугульма, ул. Джалиля, 40
E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Кириллов Александр Иванович, кандидат технических наук, начальник отдела разработки нефтяных месторождений института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: KirillovAleksandrI@tatnipi.ru

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

Хусаинов Васил Мухаметович, доктор технических наук, ведущий научный сотрудник отдела исследования скважин, коллекторов и углеводородов института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Россия, 423236, Бугульма, ул. М. Джалиля, 64
E-mail: khusainov@tatnipi.ru

Кабирова Алесия Хатиновна, кандидат технических наук, старший научный сотрудник отдела исследования скважин, коллекторов и углеводородов института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, 216
E-mail: ahkabirova@tatnipi.ru

Клийменко Дмитрий Владимирович, ведущий технический эксперт компании «Рок Флоу Динамикс»
Россия, 117418, Москва, ул. Профсоюзная, 25а
E-mail: dmitry.kliymenko@rfdyn.ru

Authors

R.Kh. Nizaev, Dr.Sc., Lead Researcher, Leading Research Associate, Geological and Reservoir Simulation Modeling Laboratory, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT; Professor, Oil and Gas Field Development Department, Almeteyevsk State Oil Institute 40, 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., Almeteyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: KirillovAleksandrI@tatnipi.ru

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

V.M. Khusainov, Dr.Sc, Lead Researcher, Formation Evaluation and Well Tests Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT
64, Djalil Str., Bugulma, 423236, Russian Federation
E-mail: khusainov@tatnipi.ru

A.Kh. Kabirova, PhD, Senior Researcher, Formation Evaluation and Well Tests Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT
216, Sovetskaya Str., Almetьевsk, 423462, Russian Federation
E-mail: ahkabirova@tatnipi.ru

D.V. Kliymenko, Lead Technical Adviser, Rock Flow Dynamics Company
25a, Profsoyuznaya Str., Moscow, 117418, Russian Federation
E-mail: dmitry.kliymenko@rfdyn.ru

Статья поступила в редакцию 18.07.2024

Принята к публикации 14.09.2024

Опубликована 30.09.2024