

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.196-207>

EDN EXLNHF

УДК 622.276.6

**Повышение эффективности разработки залежей
высоковязкой нефти заводнением горячей водой на примере
Ново-Елховского нефтяного месторождения**

Орехова Л.Г.

Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

**Improving the efficiency of the development of high-viscosity oil
deposits by flooding with hot water on the example
of the Novo-Elkhovsky oil field**

L.G. Orekhova

Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russia

E-mail: opexova.l@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены особенности разработки месторождений высоковязкой нефти с использованием тепловых методов на основе гидродинамического моделирования. Рассмотрен объект - участок 22-й залежи Ново-Елховского нефтяного месторождения, представленный бобриковским горизонтом. В качестве основного теплоносителя была выбрана горячая вода с температурой, изменяющейся в интервале от 20⁰С до 90⁰С. Проведена серия расчетов, позволяющая по графику производной приращения дополнительной добычи нефти определить диапазон эффективной температуры горячей воды. Установлено минимальное снижение отношения динамических вязкостей воды и нефти, при которой температура закачиваемой горячей воды эффективна.

Ключевые слова: *высоковязкая нефть, методы увеличения нефтеотдачи, гидродинамическое моделирование, тепловые методы, теплоноситель, температура закачиваемой воды, горячая вода, дополнительная добыча*

Для цитирования: Орехова Л.Г. Повышение эффективности разработки залежей высоковязкой нефти заводнением горячей водой на примере Ново-Елховского нефтяного месторождения//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.196-207. - DOI <https://doi.org/10.25689/np.2022.4.196-207>. - EDN EXLNHF

Abstract. The article discusses the features of the development of high-viscosity oil deposits using thermal methods based on hydrodynamic modeling. The object is considered - the site of the 22nd deposit of the Novo-Elkhovsky oil field, represented by the Bobrikov horizon. Hot water with a temperature varying in the range from 20⁰C to 90⁰C was chosen as the main coolant. A series of calculations has been carried out, which makes it possible to determine the range of the effective temperature of hot water according to the schedule of the derivative of the increment of additional oil production. A minimal decrease in the ratio of dynamic viscosities of water and oil has been established, at which the temperature of the injected hot water is effective.

Key words: *high-viscosity oil, methods of increasing oil recovery, hydrodynamic modeling, thermal methods, coolant, temperature of injected water, hot water, additional mining*

For citation: Orekhova L.G. Povysheniye effektivnosti razrabotki zalezhey vysokovязkoy nefi zavodneniyem goryachey vody na primere Novo-Yelkhovskogo neftyanogo mestorozhdeniya [Improving the efficiency of the development of high-viscosity oil deposits by flooding with hot water on the example of the Novo-Elkhovsky oil field]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(32), 2022. pp. 196-207. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.196-207>. EDN EXLNHF (in Russian)

Выработка легкоизвлекаемых запасов нефти приводит к росту удельного веса трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) [1, 2, 3]. К последним следует относить нефть высоко и сверхвязкую, динамическая вязкость которой более 30 мПас, характеризующуюся низкой подвижностью в пласте, затруднениями при подъеме продукции на дневную поверхность и транспортировки для подготовки и дальнейшей переработки. Факторы, осложняющие разработку месторождений высоковязкой нефти (ВВН) в Республике Татарстан, определяются сложностью геологического строения объектов (слоистость, структурная неоднородность) и неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов [3].

Использование традиционной системы ППД дает невысокий результат, как правило, фиксируется опережающее обводнение скважин. Высокая подвижность закачиваемой воды приводит к резкому снижению технико-экономических показателей.

Для решения проблем необходимо предусматривать внедрение традиционных методов увеличения нефтеотдачи пласта (МУН), в особенности

гидродинамических, тепловых и физико-химических, с учетом специфики нефти ТРИЗ.

Широкое распространение имеют два типа МУН – закачка полимерных систем и тепловые методы. Оба типа методов улучшают соотношение подвижностей флюидов в пласте. Отличие полимерного заводнения в том, что повышается вязкость воды в зависимости от концентрации полимера. При нагревании, напротив, снижается динамическая вязкость нефти, реологические свойства воды не затрагиваются.

Основа любых тепловых методов – закачка теплоносителя в пласт, выступающий аккумулятором тепловой энергии. Основные методы заключаются в закачке горячей воды, пара, парогазовой смеси, проведении ВПГ. Каждая из этих технологий имеют недостатки, определяющиеся ограничением физических принципов, лежащих в их основе. Например, МУН основанная на закачке пара как основного теплоносителя неэффективна на больших глубинах (более 800 м), при этом охват пласта вытеснением гораздо ниже, чем при заводнении горячей водой [4]. Отмечается важная роль температуры закачиваемой воды в общей нефтеотдаче пластов (как правило терригенных). Из основной формулы притока, дебит нефти обратно пропорционален динамической вязкости, в следствии чего он может кратно вырасти.

Эффективность технологии закачки горячей воды на глубине 950-1050 м зависит как от качества исходных данных, так и от результатов численного гидродинамического моделирования. Проведение модельных расчетов позволяет быстро и с наименьшими затратами определить зависимости эффективности технологии от температуры закачиваемой воды и установить границы ее применимости.

В качестве объекта исследования выбрана 22-я залежь Ново-Елховского нефтяного месторождения, представленная бобриковским горизонтом. Ново-Елховская площадь приурочена к Акташско Ново-

Елховскому валу, структуре второго порядка, осложняющему склон Южно-Татарского свода, от центральной части короткого он отделен узким (1,5-3 км) и сравнительно глубоким (50-60 м) Алтунино-Шунакским прогибом меридионального простирания и протяженностью около 100 км. На Ново-Елховском месторождении по терригенному девону выделено три площади разработки: на севере – Акташская площадь 34 тыс.га, на своде структуры – Ново-Елховская, площадью 42 тыс.га и на юге Федотовская 12 тыс.га.

По распределению пористо-проницаемых интервалов и нефтегазопроявлений в разрезе палеозоя на юго-востоке Татарстана, в том числе и на Ново-Елховском, выделяется три регионально выдержанных водоупора, которые делят разрез палеозоя на три гидродинамически самостоятельные толщи – природные резервуары первого, второго и третьего порядков.

Промышленные скопления нефти приурочены к терригенным отложениям верхнего девона (пашийский, кыновский горизонты), карбонатам турнейского яруса, терригенной толще нижнего карбона (бобриковский и тульский горизонты), а также к карбонатам верей-башкирских отложений среднего карбона. Промышленные залежи нефти приурочены к отдельным поднятиям, осложняющих Ново-Елховский вал, по размерам небольшие (0,2-24 км²), амплитуда 50 м. Нефть тяжелая (910-930 кг/м³), вязкая (до 40 мПа×с).

В отложениях каменноугольной системы выделено 3 эксплуатационных объекта: тульско-бобриковский, турнейский и башкирский. Залежи относятся к массивному типу с неоднородным природным резервуаром. В отложениях нижнего карбона выявлены залежи в терригенных (тульско-бобриковских) отложениях и в карбонатных коллекторах (турнейский ярус). В бобриковском горизонте выделяются 2 пласта - вв2 и вв1. Разбуривание объектов ведется самостоятельной сеткой скважин с расстояниями между скважинами 350х400 м для тульско-бобриковских залежей.

Разработка тульско-бобриковских залежей осуществляется с ППД путем избирательного заводнения по скважинам, попавшим в законтурные, межконтурные и водоносные зоны внутри залежи, а также внутриконтурные, с максимальным количеством пластов, связанных с окружающими скважинами.

Модель участка 22-й залежи включает в себя 6 скважин, из которых 2 действующие нагнетательные и 4 добывающих. Поскольку анализировать предстоит степень изменения извлекаемых запасов модель была адаптирована с высокой точностью на 01.01.2022 г. Для адаптации и проведения расчетов использовался программный комплекс гидродинамического моделирования FlowER [5, 6].

Свойства флюидов представлены в табл. 1.

Таблица 1

Свойства пластовых флюидов

Свойства	Нефть	Вода
Плотность, кг/м ³	883	1163
Динамическая вязкость, мПа·с	28,6	1,472

Внешний вид модели участка представлен на рис. 1.

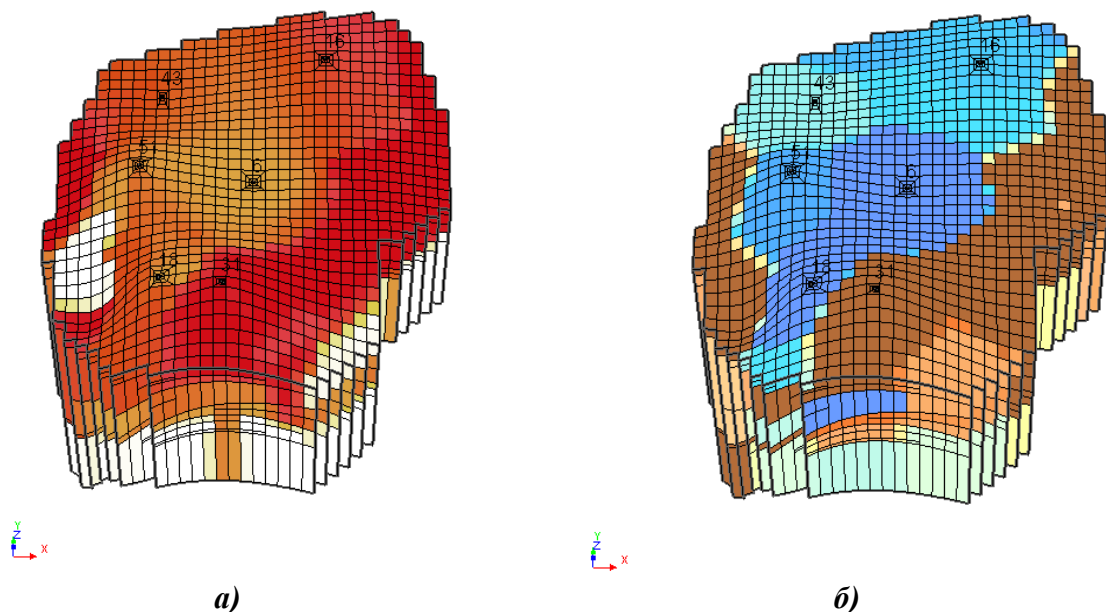


Рис. 1. Распределение нефтенасыщенности (а) и пористости (б) моделируемого объекта

Моделирование закачки горячей воды температурой 20⁰С, 25⁰С, 30⁰С, 35⁰С, 40⁰С, 45⁰С, 50⁰С, 55⁰С, 60⁰С, 65⁰С, 70⁰С, 75⁰С, 80⁰С, 85⁰С и 90⁰С проводилось для скважин №6 и №18 (Табл. 2).

Таблица 2

Режимы работы нагнетательных скважин

Скважина №	Приемистость, м ³ /сут
6	109,9
18	49,7

В качестве базового использовался вариант, при котором закачивается вода, температурой 20⁰С в течение всего прогнозного срока (20 лет).

Зависимость изменения динамической вязкости нефти от температуры по данным лабораторных исследований имеет следующий вид (Рис. 2).

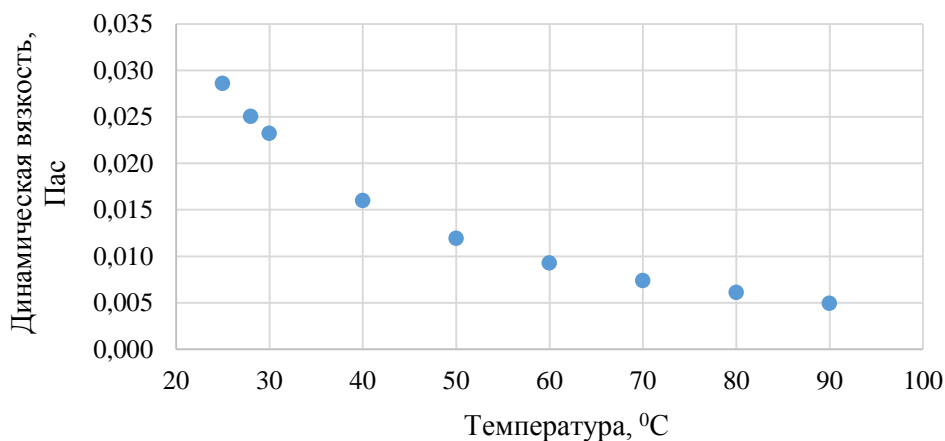


Рис. 2. Зависимость снижения динамической вязкости нефти от роста температуры

Характер распространения температурного фронта при закачке горячей воды (90⁰С) для разных временных интервалов представлен на рис.3.

Изменение дебита нефти скважины №51 в зависимости от изменения температуры нагнетаемой воды представлено на рис. 4.

В результате многовариантных расчетов были получены данные по дополнительной добыче нефти по моделируемому участку (Табл. 3).

Визуализация данных табл. 3 показывает, что зависимость прироста дополнительной добычи нефти (отн.) от температуры закачиваемой воды имеет линейный характер (Рис. 5) в диапазоне температур 20⁰С – 90⁰С, но

при этом не может быть корректно аппроксимирована функцией вида $f(x) = (ax + b)$.

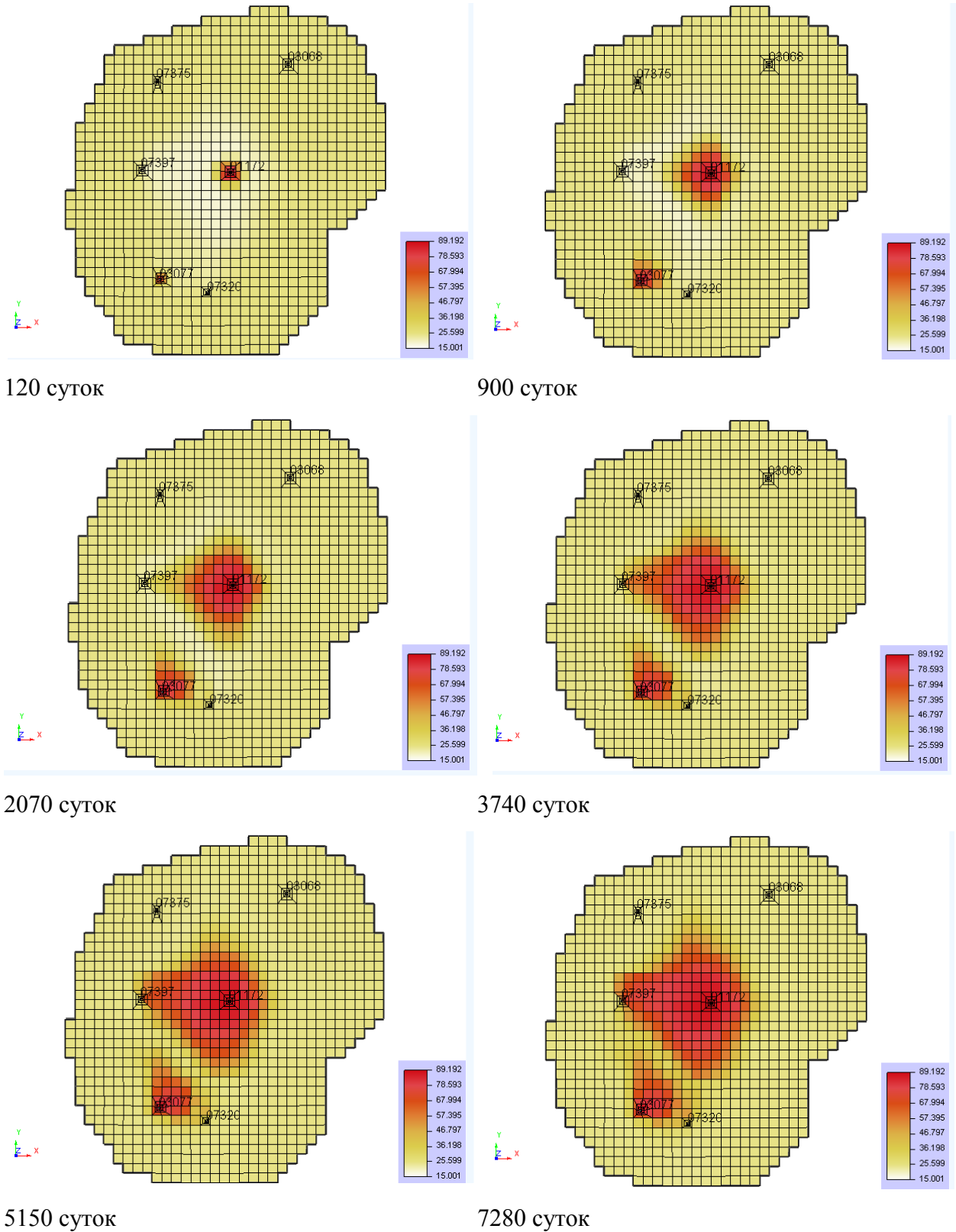


Рис. 3. Характер распространения температурного фронта при закачке горячей воды

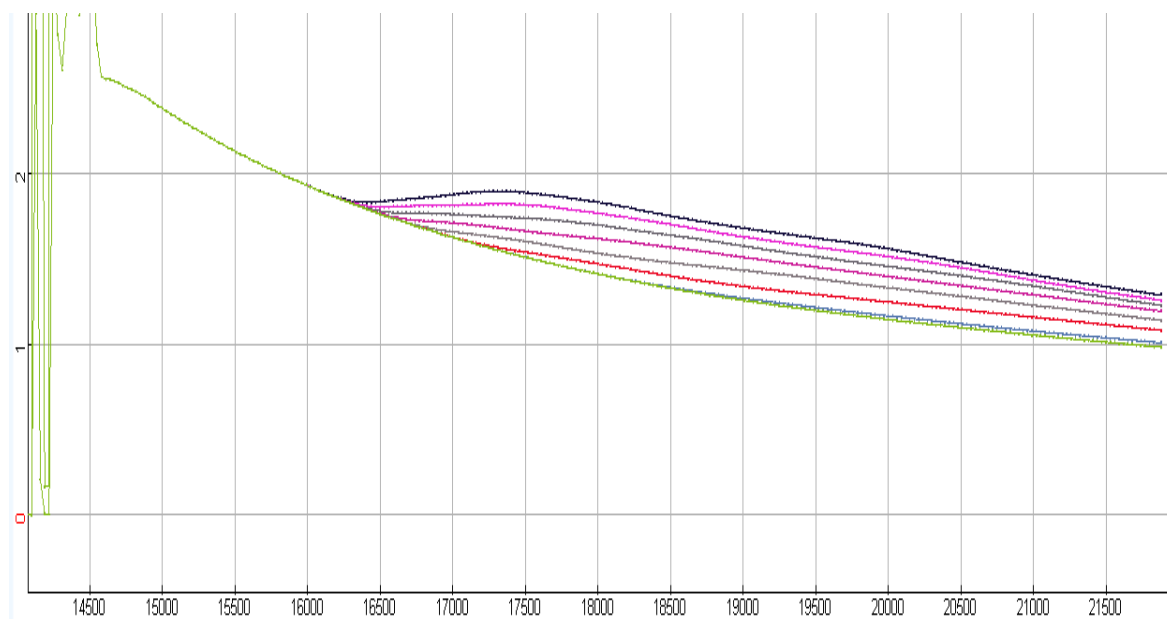


Рис. 4. Изменение дебита реагирующей скважины №51 на закачку горячей воды различной температуры (линия: зеленого цвета 20 °С, голубого цвета 30 °С, красного цвета 40 °С, серого цвета 50 °С, фиолетового цвета 60 °С, темно-серого цвета 70 °С, розового цвета 80 °С, синего цвета 90 °С)

Таблица 3

Величины дополнительной добычи нефти в зависимости от сценария нагнетания горячей воды

№	Температура закачиваемой воды, °С	Добыча нефти, м ³	Прирост к базовому варианту (абс.), м ³	Прирост к базовому варианту (отн.), %
Базовый вариант				
1	20	35494	-	-
Сценарные варианты				
2	25	35494	0	0
3	30	35688	191	0,538074
4	35	36008	511	1,439558
5	40	36373	876	2,467814
6	45	36768	1271	3,580584
7	50	37160	1663	4,684903
8	55	37540	2043	5,755416
9	60	37919	2422	6,823112
10	65	38288	2791	7,862636
11	70	38644	3147	8,865538
12	75	38988	3491	9,834634
13	80	39323	3826	10,77838
14	85	39646	4149	11,68831
15	90	39960	4463	12,57289

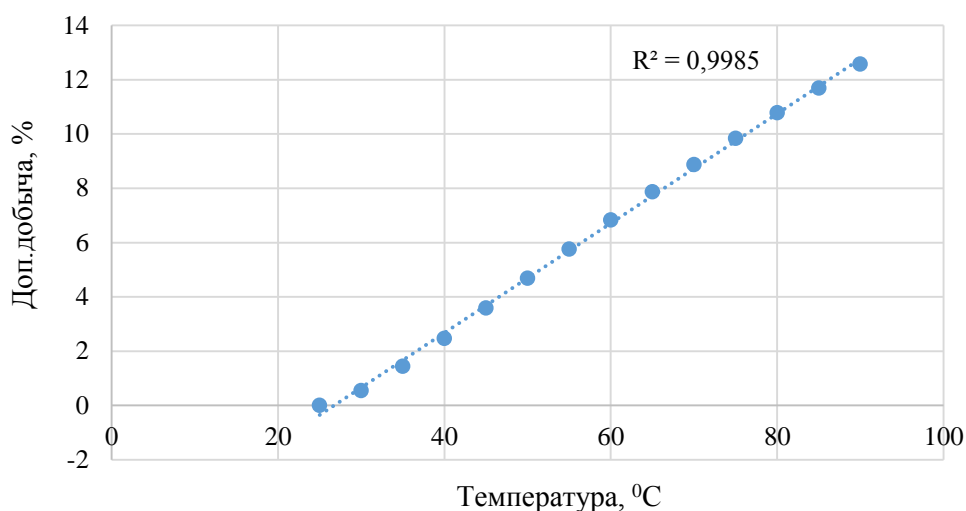


Рис. 5. Зависимость прироста дополнительной добычи нефти (отн.) от температуры закачиваемой воды

Для дальнейшего анализа было проведено исследование производной функции дополнительной добычи. По данным табл. 4 построен график зависимости прироста дополнительной добычи от температуры (Рис. 6).

Таблица 4

Приращение дополнительной добычи нефти в зависимости от варианта

№	Температура закачиваемой воды, °C	Добыча нефти, м ³	Приращение доп. добычи (абс.), м ³	Приращение доп. добычи (отн.), %
2	25	35494	0	0
3	30	35688	191	1
4	35	36008	320	0,403125
5	40	36373	365	0,123288
6	45	36768	395	0,075949
7	50	37160	392	-0,00765
8	55	37540	380	-0,03158
9	60	37919	379	-0,00264
10	65	38288	369	-0,0271
11	70	38644	356	-0,03652
12	75	38988	344	-0,03488
13	80	39323	335	-0,02687
14	85	39646	323	-0,03715
15	90	39960	314	-0,02866

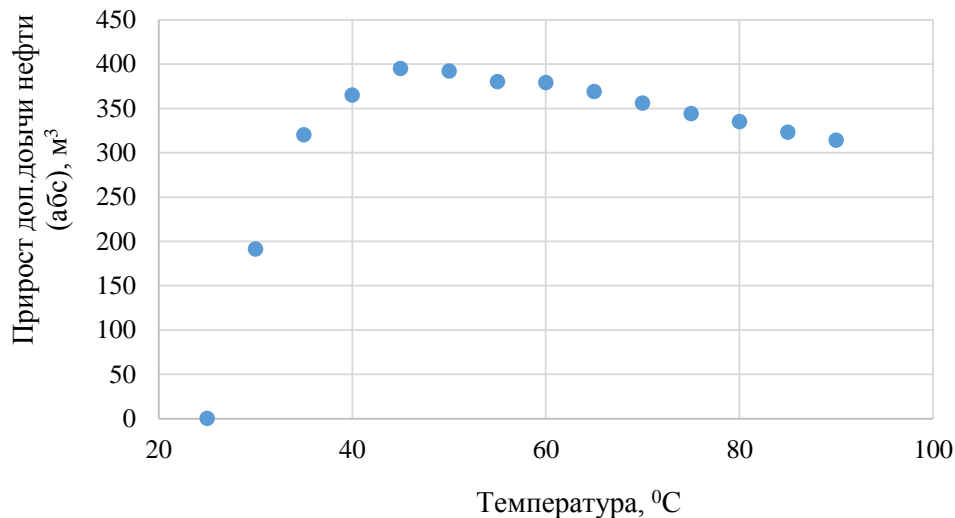


Рис. 6. Зависимость прироста дополнительной добычи нефти (абс.) от температуры закачиваемой воды

По достижении температуры закачиваемой воды 45°C график производной убывает (Рис. 6), следовательно, граница эффективной температуры горячей воды лежит в диапазоне свыше 45°C . Подобный результат прослеживается на зависимости приращения дополнительной добычи нефти (отн.) от температуры (Рис. 7), из чего следует, что область эффективной температуры закачиваемой воды лежит ниже оси абсцисс.

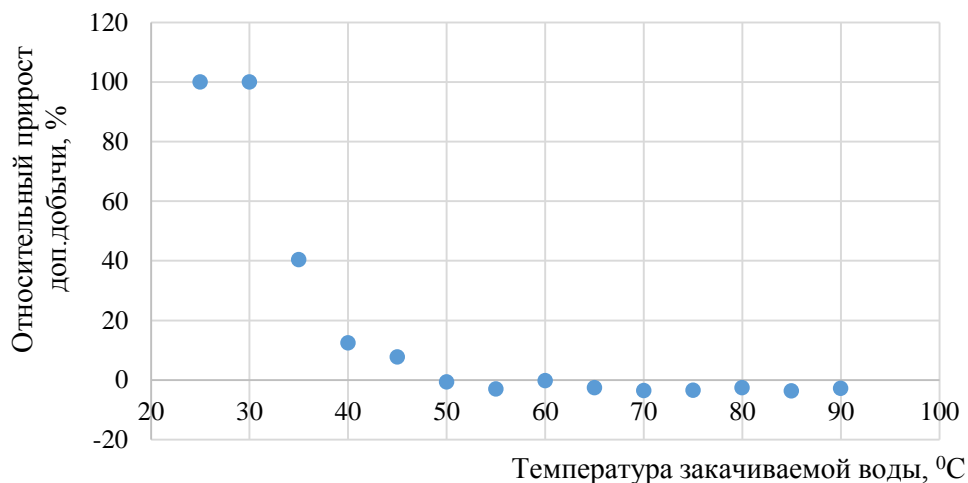


Рис. 7. Зависимость прироста дополнительно добычи нефти (отн.) от температуры закачиваемой воды

По результатам проведенных исследований и расчетов можно сделать следующие выводы:

1. Закачка горячей воды показывает эффективность данного метода для разработки залежей ВВН вязкостью 28,6 мПа×с в условиях 22-ой залежи Ново-Елховского нефтяного месторождения.
2. Определение экстремума зависимости приращения дополнительной добычи нефти от температуры закачиваемой воды позволяет определить минимальную эффективную температуру горячей воды.
3. Эффективное вытеснение нефти горячей водой наблюдается при отношении динамических вязкостей нефти и пластовой воды равным 9,49.
4. Определен интервал эффективной температуры горячей воды составляющей 45⁰С – 90⁰С.

В статье были использованы результаты выполнения научно-технических услуг по заказу ПАО «Татнефть» по теме «Лабораторные исследования и оптимизация разработки месторождений высоковязкой нефти с использованием тепловых методов в программном комплексе FLOWER».

Список литературы

1. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений / Недра. Изд. 2-е, перераб. и доп. Москва, 1981. 286 с.
2. Оганов К.А. Основы теплового воздействия на нефтяной пласт. Москва: Недра, 1967. 203 с.
3. Хисамов Р.С. Эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти : учеб. пособие. Альметьевск: АГНИ, 2008. 177 с.
4. Askarova A., Turakhanov A., Markovic S., Popov E., Maksakov K., Usachev G., Karpov V., Cheremisin A. Thermal enhanced oil recovery in deep heavy oil carbonates: Experimental and numerical study on a hot water injection performance. *Jornal of Petroleum Science and Engineering*, 194, 107456, 2020.
5. Подход к автоматической адаптации гидродинамической модели месторождения высоковязкой нефти на основе решения многомерной обратной задачи многофазной фильтрации = The approach to the automatic adaptation of a high-viscosity oil field hydrodynamic model based on the multidimensional inverse problem of multi-phase filtration / М.Г. Персова, Ю.Г. Соловейчик, Д.В. Вагин, А.М. Гриф, А.С. Овчинникова, И.И.Патрушев, А.В. Насыбуллин, Е.В. Орехов // *Geomodel 2019 = Геомодель 2019: 21st EAGE conference on oil and gas geological exploration and development, Gelandzhik, September 9-13, 2019: EAGE Publ.*, 2019.
6. Marina G. Persova, Yuri G. Soloveichik, Denis V. Vagin, Alexander M. Grif, Dmitry S. Kiselev, Pua I. Patrushev, Arslan V. Nasybullin, Bulat G. Ganiev/ The design of high-viscosity oil reservoir model based on the inverse problem solution // *Journal of Petroleum Science and Engineering – 2021-* <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108245>

References

1. Baybakov N.K., Garushev A.R. *Teplovyye metody razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* [Thermal methods of oil field development]. Moscow: Nedra Publ. 1981. 286 p. (in Russian)
2. Oganov K.A. *Osnovy teplovogo vozdeystviya na neftyanoy plast* [Fundamentals of Thermal Effects on an Oil Reservoir]. Moscow: Nedra Publ. 1967. 203 p. (in Russian)
3. Khisamov R.S. *Effektivnost' vyrabotki trudnoizvlekayemykh zapasov nefti* [Efficiency of development of hard-to-recover oil reserves]. Almet'yevsk: AGNI Publ. 2008. 177 p. (in Russian)
4. Askarova A., Turakhanov A., Markovic S., Popov E., Maksakov K., Usachev G., Karpov V., Cheremisin A. Thermal enhanced oil recovery in deep heavy oil carbonates: Experimental and numerical study on a hot water injection performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 194, 107456, 2020.
5. *Podkhod k avtomaticheskoy adaptatsii gidrodinamicheskoy modeli mestorozhdeniya vysokovyazkoy nefti na osnove resheniya mnogomernoy obratnoy zadachi mnogofaznoy fil'tratsii* = The approach to the automatic adaptation of a high-viscosity oil field hydrodynamic model based on the multidimensional inverse problem of multi-phase filtration / M.G. Persova, YU.G. Soloveychik, D.V. Vagin, A.M. Grif, A.S. Ovchinnikova, I.I.Patrushev, A.V. Nasybullin, Ye.V. Orekhov // *Geomodel 2019 = Geomodel' 2019: 21st EAGE conference on oil and gas geological exploration and development*, Gelendzhik, September 9-13, 2019: EAGE Publ., 2019.
6. Marina G. Persova, Yuri G. Soloveichik, Denis V. Vagin, Alexander M. Grif, Dmitry S. Kiselev, Ilya I. Patrushev, Arslan V. Nasybullin, Bulat G. Ganiev/ The design of high-viscosity oil reservoir model based on the inverse problem solution // *Journal of Petroleum Science and Engineering – 2021-* <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108245>

Сведения об авторе

Орехова Лейсана Гамировна, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: orekhova.l@yandex.ru

Author

L.G. Orekhova, Graduate Student of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almet'yevsk Oil State Institute
2, Lenin str., Almet'yevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: orekhova.l@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 07.11.2022
Принята к публикации 19.12.2022
Опубликована 30.12.2022