

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.140-155>

EDN EHBGWJ

УДК 622.276.652

Аналитические зависимости для определения распределения температурного поля, образующегося при закачке горячей воды и пара в пласт с нижележащей контактной водоносной зоной

¹Егорова Ю.Л., ²Александров Г.В., ²Низаев Р.Х.

¹Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

²Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

Analytic dependencies used to determine temperature profile resulting from injection of hot water and steam into reservoirs with underlying contact water zone

¹Yu.L. Egorova, ²G.V. Aleksandrov, ²R.Kh. Nizaev

¹Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russia

²TatNIPIneft Institute, Bugulma, Russia

E-mail: razrcmg@tatnipi.ru

Аннотация. В статье по результатам проведённых по аналитической методике расчётов распределения температурного поля в залежи высоковязкой нефти с нижележащей контактной водоносной зоной, образующегося при закачке в пласт теплоносителя, получены аналитические зависимости для определения значений радиуса теплового фронта, образующегося в нефтеносной части залежи. На основании анализа полученных аналитических зависимостей установлено, что при закачке горячей воды в нижележащую контактную водоносную зону ниже отметки водонефтяного контакта радиус образующегося в нефтеносной части залежи теплового фронта больше радиуса фронта прогрева, вызванного закачкой горячей воды непосредственно в нефтеносный пласт, в 1,24 раза. Установлено, что при использовании в качестве нагнетаемого теплоносителя пара величина радиуса фронта прогрева, вызванного закачкой пара непосредственно в нефтеносную часть залежи, практически совпадает с величиной радиуса фронта прогрева, вызванного закачкой пара в нижележащую контактную водоносную зону. Выявлено, что отношение величины радиуса фронта прогрева, вызванного закачкой пара, к величине радиуса фронта прогрева, вызванного закачкой горячей воды, в зависимости от зоны закачки теплоносителя изменяется от 9,9 до 13,4. Показано, что при закачке теплоносителя в нефтеносную часть залежи радиус образующегося фронта

прогрева зависит только от времени закачки в пласт теплоносителя, с увеличением времени закачки радиус образующегося теплового фронта увеличивается. Установлено, что объём зоны пласта, охваченной тепловым воздействием, в случае организации совместной закачки горячей воды в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону больше объёма охваченной теплом зоны пласта в случае закачки горячей воды только в нефтеносную часть залежи в 1,1 раза. Объём зоны пласта, охваченной тепловым воздействием, в случае организации совместной закачки горячей воды в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону больше объёма охваченной теплом зоны пласта в случае закачки горячей воды только в нижележащую контактную водоносную зону в 3,5 раза.

Ключевые слова: залежь высоковязкой и сверхвязкой нефти, нефтеносная часть залежи, нижележащая контактная водоносная зона (НКВЗ), теплоноситель, горячая вода, пар, тепловой фронт, радиус теплового фронта

Для цитирования: Егорова Ю.Л., Александров Г.В., Низаев Р.Х. Аналитические зависимости для определения распределения температурного поля, образующегося при закачке горячей воды и пара в пласт с нижележащей контактной водоносной зоной//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.140-155. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.140-155>. EDN EHBGWJ

Abstract. The paper considers analytical dependencies to determine the radius of the steam chamber that is formed in the oil zone following injection of heat carrier into in a high-viscosity reservoir with underlying contact water zone. Analysis of the analytical dependencies showed that the radius of the steam chamber in the oil zone resulting from injection of hot water into the underlying contact water zone below the WOC is 1.24 times the radius of the steam chamber resulting from hot water injection directly into the oil zone. It was found that when steam is used as a heat carrier, the steam chambers' sizes are comparable regardless of whether the steam is injected directly into the oil zone, or into the underlying contact water zone. It was further found that the ratio of the steam chamber radius resulting from the steam injection to that resulting from the hot water injection varies from 9.9 to 13.4 depending on the injection zone. In case the heat carrier is injected into the oil zone, the steam chamber growth is only determined by the duration of injection, i.e. the stem chamber radius is increased with time. In case hot water is injected both in the oil zone and into the underlying contact water zone, the steam chamber is 1.1 times the steam chamber developed from injection of hot water in the oil zone alone. In case hot water is injected both in the oil zone and into the underlying contact water zone, the steam chamber is 3.5 times the steam chamber developed from injection of hot water in the underlying contact water zone alone.

Key words: high-viscosity reservoir, oil zone, underlying water zone, heat carrier, hot water, steam, steam chamber, radius of steam chamber

For citation: Yu.L. Egorova, G.V. Aleksandrov, R.Kh. Nizaev Analiticheskie zavisimosti dlja opredelenija raspredelenija temperaturnogo polja, obrazujushhegosja pri zakachke gorjachej vody i para v plast s nizhelezhshhej kontaktnoj vodonosnoj zonoj [Analytic dependencies used to determine temperature profile resulting from injection of hot water and steam into reservoirs with underlying contact water zone]. Neftyanaya Provintsija, No. 4(32), 2022. pp. 140-155. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.140-155>. EDN EHBGWJ (in Russian)

Современное состояние нефтедобывающей промышленности характеризуется ухудшением качественного состояния ресурсной базы углеводородного сырья, обусловленным выработанностью месторождений, содержащих запасы маловязкой нефти. С другой стороны, на современном этапе развития человеческого общества постоянно возрастают потребности в энергетических и сырьевых ресурсах, основным из источников которых являются входящие в состав пластовой нефти углеводороды. Одним из источников восполнения недостающих запасов высоковязкой нефти является добыча высоковязкой и сверхвязкой нефти — нефти со значениями вязкости в начальных пластовых условиях не ниже 30 мПа·с, залежи которых в основном приурочены к отложениям шешминского горизонта уфимского яруса. Высокие значения вязкости пластовой нефти на отложениях шешминского горизонта уфимского яруса обусловлены низким значением начальной пластовой температуры, а также большим содержанием в составе нефти парафинов, смол, асфальтенов. Методы разработки, применимые для разработки залежей маловязкой нефти, не всегда могут быть применены при разработке залежей высоковязкой и сверхвязкой нефти — низкая технологическая эффективность этих методов обусловлена невозможностью при применении этих методов обеспечения снижения вязкости и повышения подвижности пластовой нефти, что является необходимым условием достижения высоких показателей добычи высоковязкой и сверхвязкой нефти. Для решения задач повышения эффективности разработки залежей высоковязкой и сверхвязкой нефти необходимо применение методов, обеспечивающих снижение вязкости и повышение подвижности высоковязкой и сверхвязкой нефти, к числу которых относятся тепловые методы воздействия на нефтеносную залежь.

При выборе технологий разработки залежей высоковязкой и сверхвязкой нефти крайне необходим учёт условий залегания нефтеносной залежи. К набору условий залегания нефтеносной залежи, помимо геолого-

физических характеристик залежи и физико-химических свойств пластовых флюидов, могут быть отнесены характеристики областей пласта, непосредственно примыкающих к рассматриваемой залежи. В частности, особый технологический подход может быть использован при разработке путём нагнетания в пласт теплоносителя — горячей воды или пара, залежей высоковязкой и сверхвязкой нефти, подошва которых граничит с нижележащей контактной водоносной зоной (НКВЗ).

На рис. 1 приведено схематическое изображение нефтеносной залежи, разделённой на нефтеносную зону толщиной h и нижележащей контактной водоносной зоной (НКВЗ) толщиной h_b , вскрытыми вертикальной нагнетательной скважиной. Закачка теплоносителя, осуществляемая через нагнетательную скважину, влечёт образование в пласте теплового фронта переменного радиуса r .

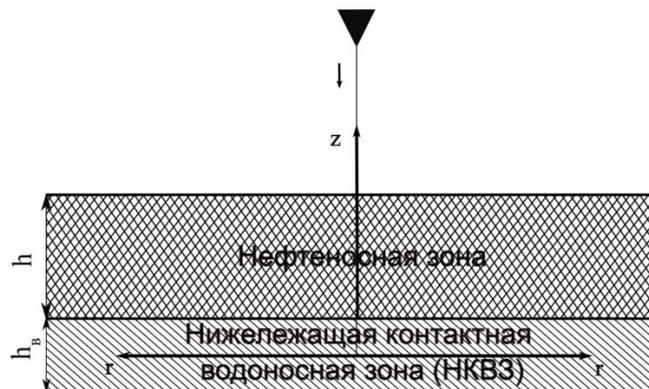


Рис. 1. Схема нефтеносной залежи, состоящей из нефтеносной зоны и нижележащей контактной водоносной зоны (НКВЗ)

В работах [4, 6] приведены результаты проведённых на основании методики И.Ф. Чупрова [5, 7] расчётов распределения температурного поля, образующегося в пласте при закачке теплоносителя, в качестве которого рассмотрены горячая вода и пар, в нефтеносную часть залежи и НКВЗ. При проведении расчётов были использованы математические методы, описание которых приведено, в частности, в [1, 2, 3].

На основании проведённых расчётов распределения температуры в пласте при закачке теплоносителей построены функции для определения

значений радиуса фронта прогрева в нефтеносной части залежи при закачке горячей воды и пара соответственно в нефтеносную и водоносную области пласта в зависимости от времени от начала закачки теплоносителя t , выражаемое в годах, и от расстояния h в нефтеносной части залежи по вертикали от отметки ВНК, выражаемое в метрах. В качестве границы фронта прогрева при закачке в пласт горячей воды принята температурная отметка, равная $50\text{ }^{\circ}\text{C}$, при закачке пара — $80\text{ }^{\circ}\text{C}$. На основании сведений о динамике изменения вязкости пластовой нефти с изменением температуры в залежи в зависимости от значения вязкости нефти в начальных пластовых условиях, приведённых в [6], использование в качестве закачиваемого в пласт теплоносителя горячей воды целесообразно при разработке залежей нефти с вязкостью не выше $1000\text{ мПа}\cdot\text{с}$. Закачка пара технологически эффективна при разработке залежей нефти практически при любых значениях вязкости нефти в начальных пластовых условиях. Значения радиуса теплового фронта в нефтеносной части залежи, полученные на основании расчётов распределения температуры в пласте, а также полученные на основании этих расчётов аналитические зависимости этих значений для случая закачки горячей воды в нефтеносную часть залежи приведены на рис. 2. Полученные на основании расчётов распределения в пласте значения радиуса теплового фронта, образующегося в пласте при закачке горячей воды в нижележащую контактную водоносную зону, а также построенные на основании этих расчётов аналитические зависимости показаны на рис. 3. Аналогичные графики, построенные для случая закачки в нефтеносную часть пласта и нижележащую контактную водоносную зону пара приведены на рис. 4, 5.

Сопоставительный анализ графиков, приведённых на рис. 2, 3 показывает, что в случае закачки горячей воды в НКВЗ радиус образующегося фронта прогрева больше радиуса фронта прогрева, вызванного закачкой горячей воды непосредственно в нефтеносный пласт, в 1,24 раза. Показанные на рис. 3 графики изменения радиуса теплового фронта в нефтеносной

части залежи, возникающего в результате закачки горячей воды в нижележащую контактную водоносную зону, позволяют сделать вывод о том, что с увеличением в пласте расстояния по вертикали от отметки ВНК величина радиуса образующегося теплового фронта уменьшается и максимальная высота образующегося в нефтеносной части залежи теплового фронта в течение первых трёх лет после начала закачки горячей воды равна 10 метрам.

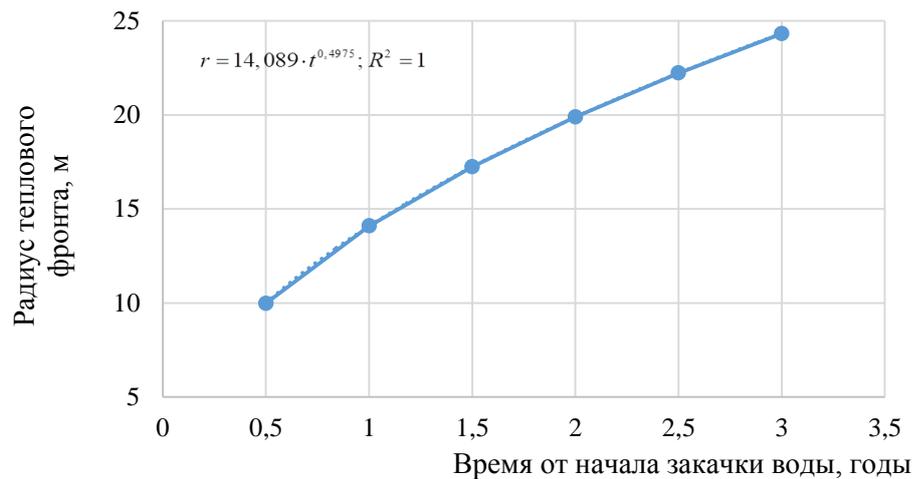


Рис. 2. Значения радиуса теплового фронта, образованного в нефтеносном пласте при закачке горячей воды в нефтеносную часть залежи

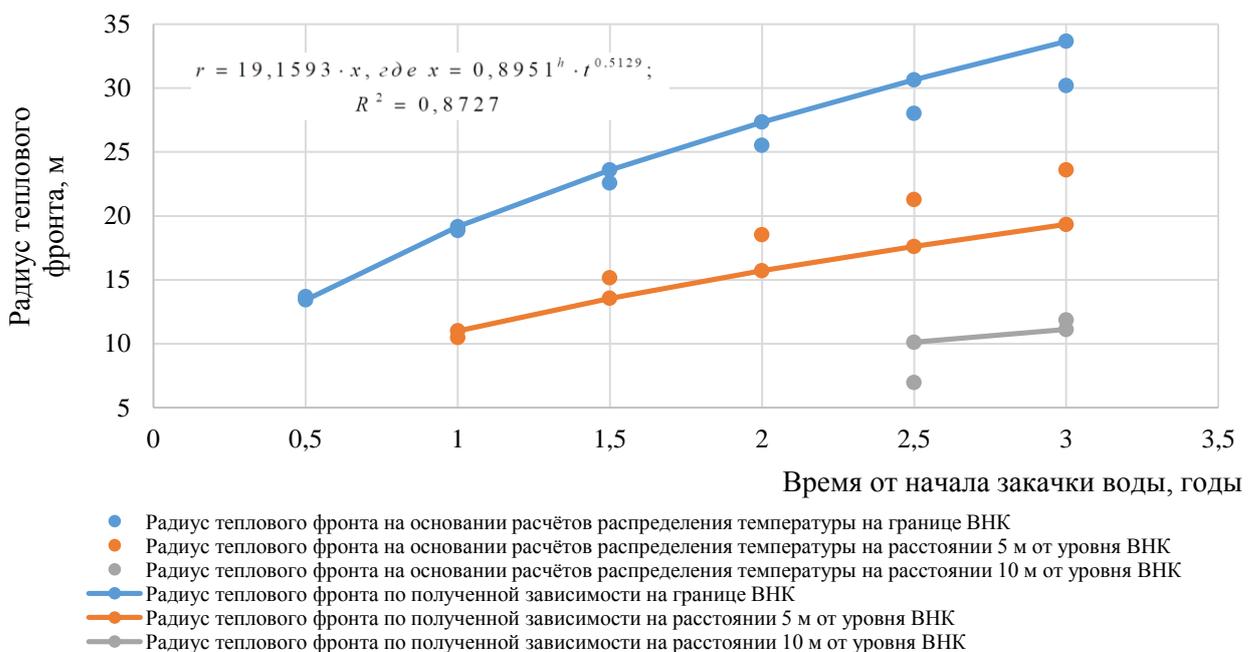


Рис. 3. Значения радиуса теплового фронта, образованного в нефтеносном пласте при закачке горячей воды в нижележащую контактную водоносную зону

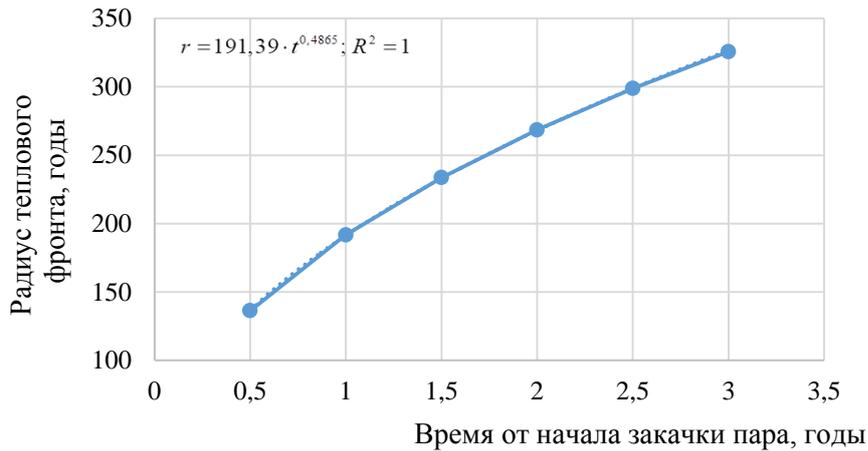


Рис. 4. Значения радиуса теплового фронта, образованного в нефтеносном пласте при закачке пара в нефтеносную часть залежи

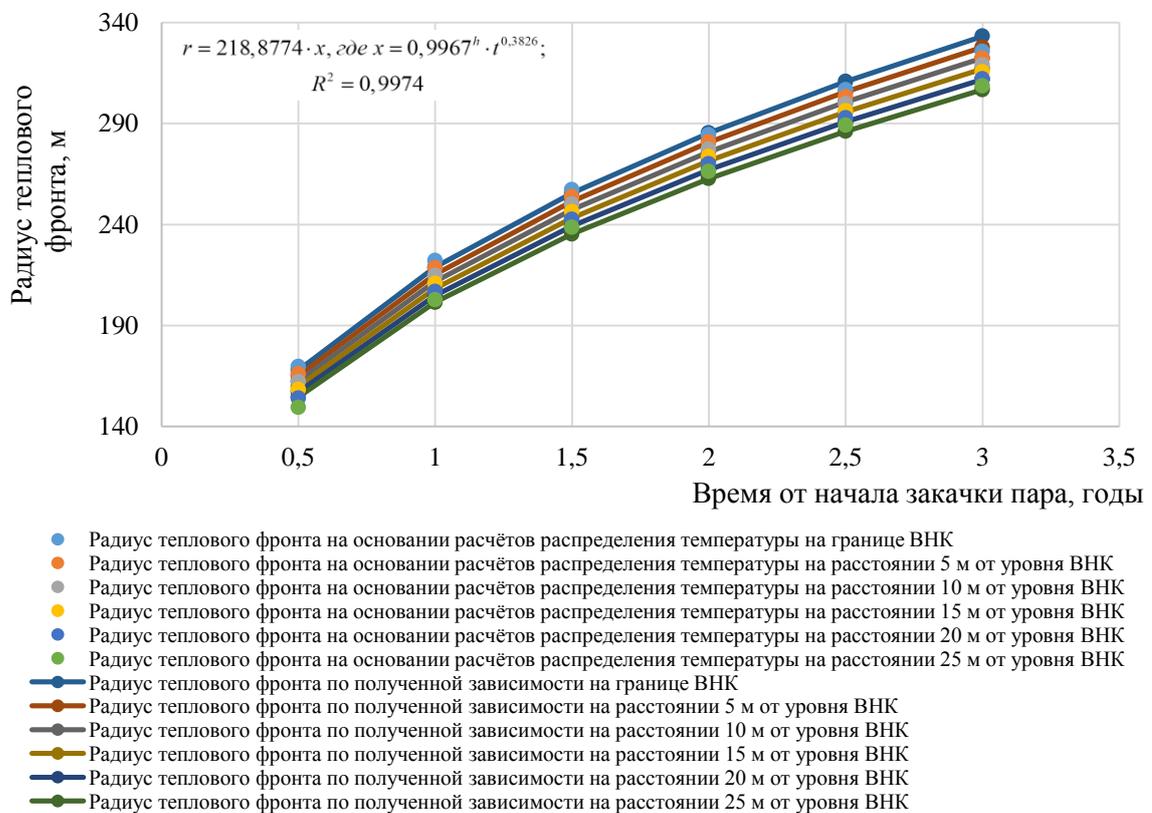


Рис. 5. Значения радиуса теплового фронта, образованного в нефтеносном пласте при закачке пара в нижележащую контактную водоносную зону

Сопоставительный анализ графиков, приведённых на рис. 4, 5 показывает, что при использовании в качестве нагнетаемого теплоносителя пара величины радиуса фронта прогрева от закачки пара непосредственно в нефтеносную часть залежи и в нижележащую контактную водоносную зону практически совпадают.

Сопоставительный анализ графиков, приведённых на рис. 2, 4 приводят к выводам о том, что величина радиуса фронта прогрева, образующегося при закачке в нефтеносную часть залежи пара, больше величины радиуса фронта прогрева, образующегося при закачке в нефтеносную часть залежи горячей воды, в 13,4 раза. Сопоставляя графики, приведённые на рис. 3, 5, можно заключить, что радиус фронта прогрева, образующегося при закачке пара в НКВЗ, больше радиуса фронта прогрева, вызванного закачкой в НКВЗ горячей воды, в 9,9 раз.

Анализ уравнений получившихся зависимостей для определения радиуса теплового фронта, приведённых на соответствующих графиках, показывает, что для случая закачки горячей воды или пара в нефтеносную часть залежи радиус образующегося фронта прогрева зависит только от времени закачки в пласт теплоносителя, и с увеличением времени закачки теплоносителя радиус образующегося теплового фронта увеличивается. В силу того, что показатель степени при значении времени меньше единицы, с увеличением времени закачки теплоносителя в пласт интенсивность увеличения радиуса теплового фронта уменьшается. В уравнениях получившихся зависимостей для случая закачки горячей воды или пара в нижележащую контактную водоносную зону помимо степенной функции от времени после начала закачки теплоносителя дополнительно в качестве множителя присутствует показательная функция от значения расстояния в нефтеносной части пласта по вертикали от отметки ВНК. Основание показательной функции, меньшее единицы, является свидетельством того, что с увеличением расстояния в нефтеносной части пласта по вертикали от отметки ВНК радиус образующегося теплового фронта уменьшается.

Как видно из результатов проведённых расчётов, приведённых в частности и в [4], при разработке залежей высоковязкой нефти, содержащих нижележащую контактную водоносную зону, целесообразно организовывать совместную закачку горячей воды в нефтеносную часть залежи и

нижележащую контактную водоносную зону. Закачка горячей воды в нефтеносную часть залежи обеспечивает прогрев до более высоких значений температуры прилегающей к нагнетательной скважине зоны залежи, величина радиуса которого не является достаточной для обеспечения более высокой степени охвата пласта тепловым воздействием. В то же время закачка горячей воды в нижележащую контактную водоносную зону обеспечивает возникновение в пласте более широкого теплового фронта, но не обеспечивает прогрев нефтеносной части залежи во всей её мощности начиная от границы с водоносной зоной до кровли нефтеносного пласта. В этих условиях организация одновременной закачки горячей воды и в нефтеносную часть залежи, и в нижележащую контактную водоносную зону способствует усилению преимуществ обоих способов воздействия на залежь и обеспечивает снижение степени влияния их недостатков на конечные технологические показатели разработки этих залежей.

По результатам проведённых расчётов распределения температуры в пласте при организации совместной закачки горячей воды в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону построены графики распределения температуры в нефтеносной части пласта на различных расстояниях от уровня ВНК, которые приведены на рис. 6 – 11. При построении данных графиков за величину текущей температуры при том или ином значении расстояния по вертикали от отметки ВНК принято наибольшее из значений пластовой температуры в данной точке, прогрев до которого обусловлен закачкой горячей воды либо непосредственно в нефтеносную часть залежи, либо в нижележащую контактную водоносную зону. Как видно из этих рисунков, организация совместной закачки горячей воды в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону приводит к увеличению доли объёма нефтеносного пласта, охваченной тепловым воздействием.

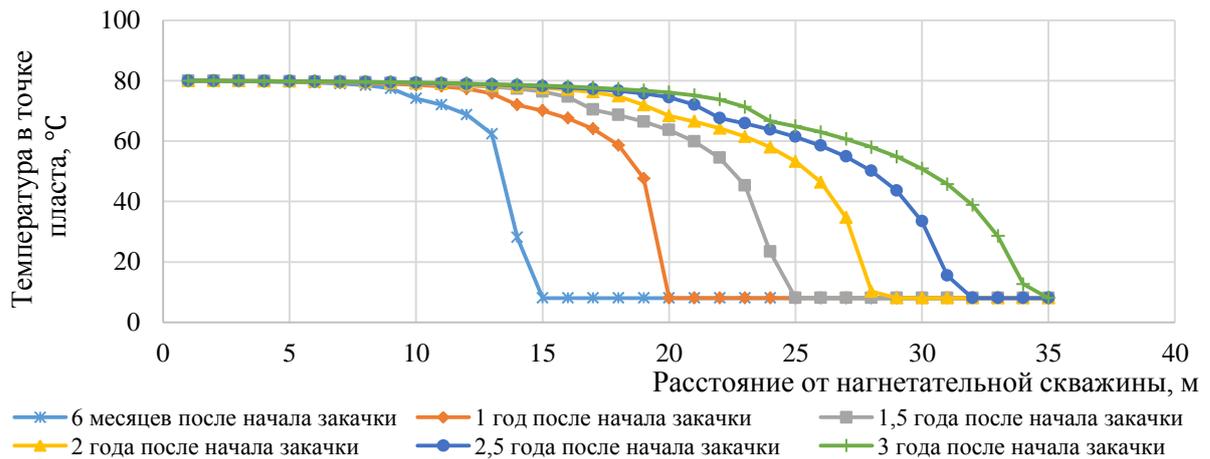


Рис. 6. Динамика температуры в нефтеносном пласте на отметке ВНК при организации совместной закачки горячей воды в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону

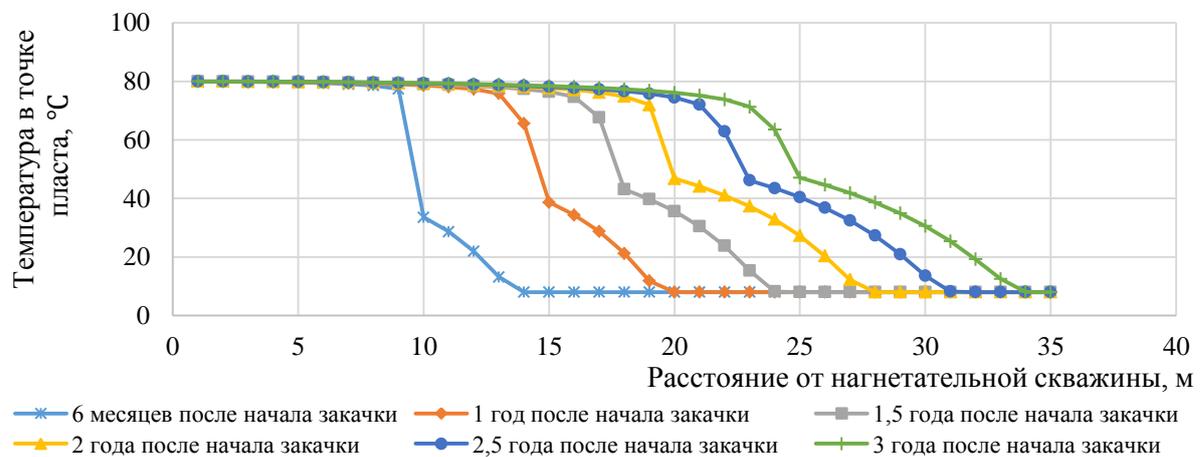


Рис. 7. Динамика температуры в нефтеносном пласте на расстоянии по вертикали от отметки ВНК, равном 5 м, при организации совместной закачки горячей воды в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону

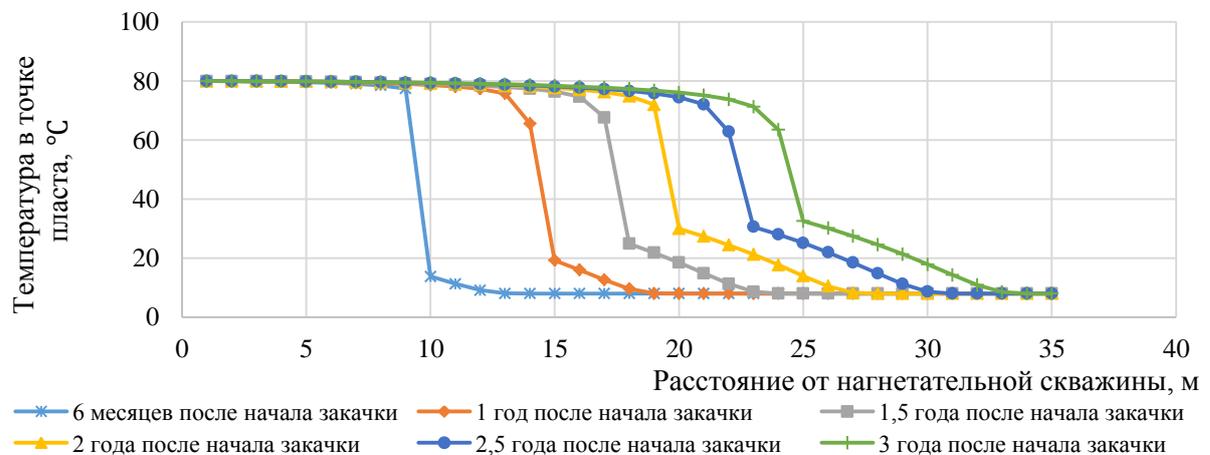


Рис. 8. Динамика температуры в нефтеносном пласте на расстоянии по вертикали от отметки ВНК, равном 10 м, при организации совместной закачки горячей воды в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону

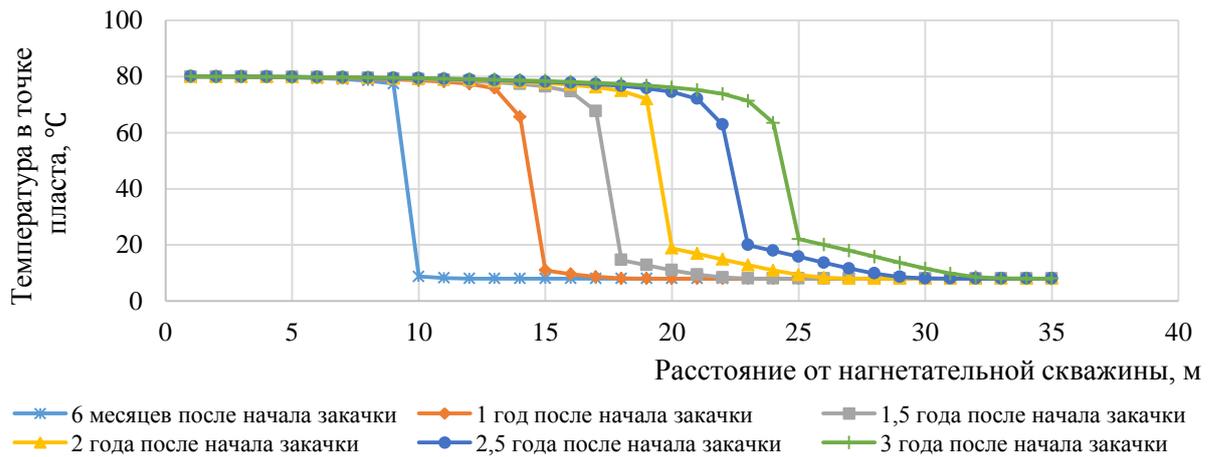


Рис. 9. Динамика температуры в нефтеносном пласте на расстоянии по вертикали от отметки ВНК, равном 15 м, при организации совместной закачки горячей воды в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону

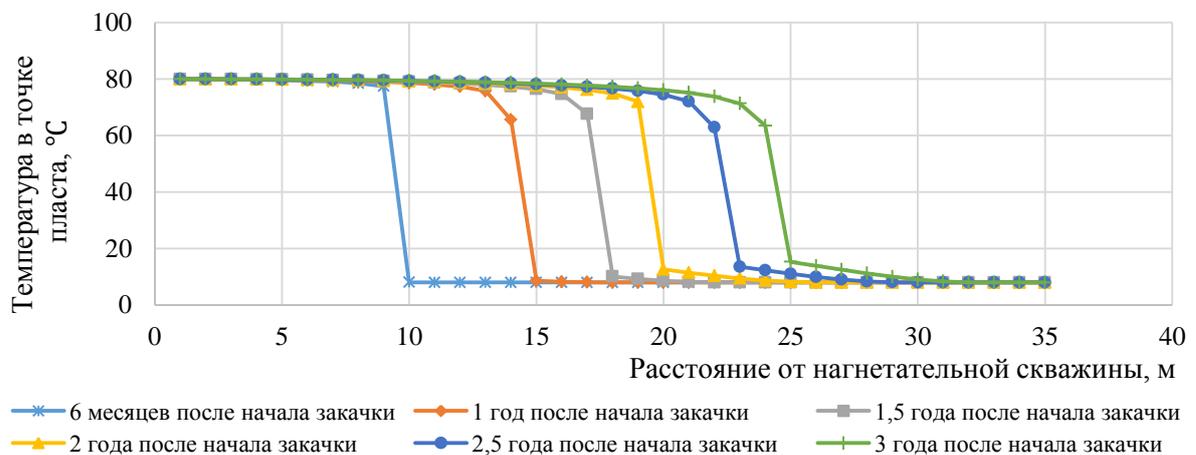


Рис. 10. Динамика температуры в нефтеносном пласте на расстоянии по вертикали от отметки ВНК, равном 20 м, при организации совместной закачки горячей воды в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону

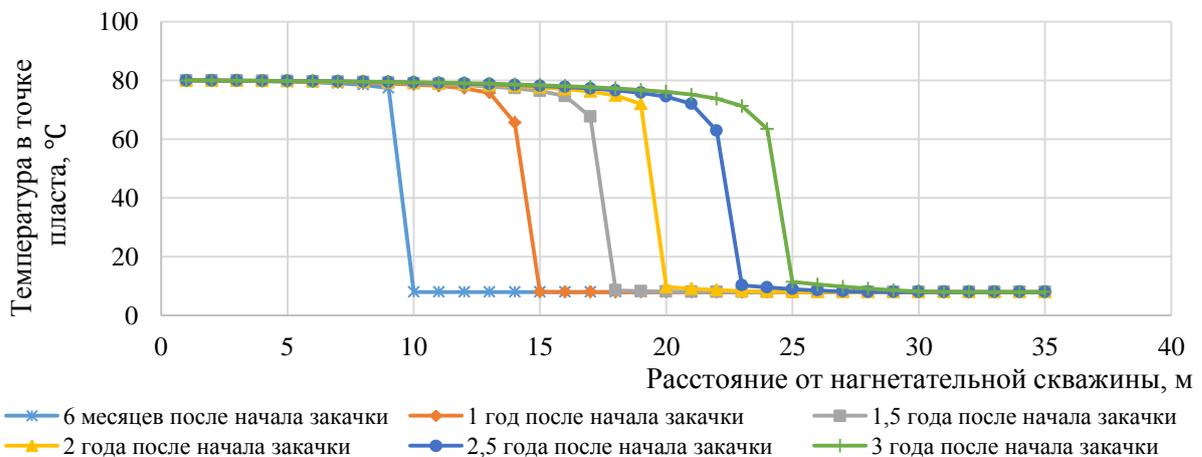


Рис. 11. Динамика температуры в нефтеносном пласте на расстоянии по вертикали от отметки ВНК, равном 25 м, при организации совместной закачки горячей воды в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону

На основании проведённых расчётов распределения температуры в нефтеносной части пласта на различных расстояниях по вертикали от отметки ВНК с течением времени совместной закачки горячей воды в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону получены значения радиуса образующегося в нефтеносном пласте теплового фронта при различных значениях времени от начала совместной закачки горячей воды в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону на различных расстояниях по вертикали от отметки ВНК. На основании полученных значений радиуса теплового фронта построена аналитическая зависимость (1) для значений радиуса теплового фронта в зависимости от времени организации закачки горячей воды и расстояния в пласте по вертикали от отметки ВНК:

$$r = 16,2236 \cdot 0,9925^h \cdot t^{0,4882}, \quad (1)$$

где r — радиус теплового фронта, образующегося в пласте при организации совместной закачки горячей воды в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону, м;

h — расстояние в нефтеносном пласте по вертикали от ки ВНК, м;

t — время от начала совместной закачки горячей воды в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону, годы.

На основании полученных аналитических зависимостей для определения радиуса фронта прогрева в нефтеносной части залежи при закачке горячей воды в нефтеносную часть залежи (Рис. 2), нижележащую контактную водоносную зону (Рис. 3), а также при организации совместной закачки горячей воды в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону (1) проведены расчёты по определению объёма зоны нефтеносной части пласта, охваченной тепловым воздействием. Полученные в результате проведения расчётов кривые изменения объёма охваченной тепловым воздействием зоны нефтеносной части пласта при-

ведены на рис. 12. Как видно из рис. 12, наибольшие значения объёма охваченной тепловым воздействием зоны нефтеносного пласта наблюдаются при организации совместной закачки горячей воды в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону. Расчёты по сравнению значений полученных величин объёмов охваченных тепловым воздействием зон нефтеносного пласта показали, что объём зоны пласта, охваченной тепловым воздействием, в случае организации совместной закачки горячей воды в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону больше объёма охваченной теплом зоны пласта в случае закачки горячей воды только в нефтеносную часть залежи в 1,1 раза. Объём зоны пласта, охваченной тепловым воздействием, в случае организации совместной закачки горячей воды в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону больше объёма охваченной теплом зоны пласта в случае закачки горячей воды только в нижележащую контактную водоносную зону в 3,5 раза.

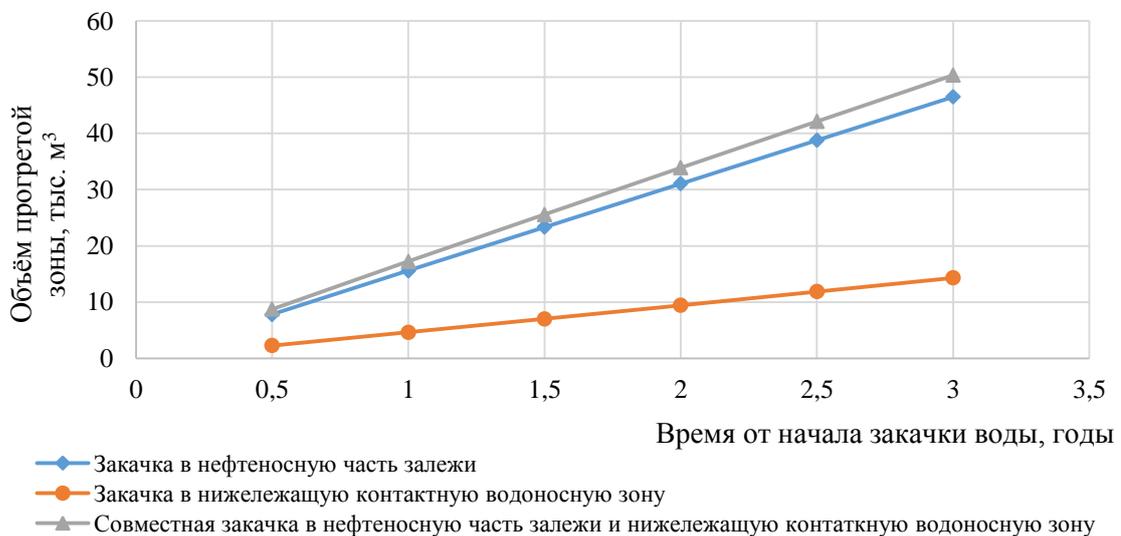


Рис. 12. Динамика объёма доли нефтеносного пласта, охваченной тепловым воздействием, в зависимости от зоны закачки горячей воды

Из анализа результатов проведённых расчётов и приведенных графиков вытекают следующие выводы:

1. Отношение величины радиуса фронта прогрева, вызванного закачкой пара, к величине радиуса фронта прогрева, вызванного закачкой горя-

чей воды, в зависимости от зоны закачки теплоносителя изменяется от 9,9 при закачке в нижележащую контактную водоносную зону до 13,4 при закачке только в нефтеносную часть залежи.

2. Объём зоны пласта, охваченной тепловым воздействием, в случае организации совместной закачки горячей воды в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону больше объёма охваченной теплом зоны пласта в случае закачки горячей воды только в нефтеносную часть залежи в 1,1 раза. Объём зоны пласта, охваченной тепловым воздействием, в случае организации совместной закачки горячей воды в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону больше объёма охваченной теплом зоны пласта в случае закачки горячей воды только в нижележащую контактную водоносную зону в 3,5 раза.

Список литературы

1. Градштейн, И. С. Таблица интегралов, сумм, рядов и произведений / И. С. Градштейн, И. М. Рыжик – Москва : Недра, 1972. – 456 с. – Текст : непосредственный.
2. Корн, Г. Справочник по математике для научных работников и инженеров / Г. Корн, Т. Корн ; под ред. И. Г. Арамановича – Издание 4-е. – Москва : Наука, Главная редакция физико-математической литературы, 1978. – 832 с. – Текст : непосредственный.
3. Лебедев, Н. Н. Специальные функции и их приложения / Н. Н. Лебедев – Москва : Физматлит, 1963. – 358 с. – Текст : непосредственный.
4. Применение аналитических методов для исследования распределения температурного поля в пласте при внесении тепла закачкой теплоносителя в залежь высоковязкой и сверхвязкой нефти с нижележащей контактной водоносной зоной / Г. В. Александров, Р. Х. Низаев, Ю. Л. Егорова, М. А. Шавалиев – Текст : электронный // Нефтяная провинция : рец. науч. изд. сетевого распространения / Общественная организация «Волго-Камское региональное отделение Российской академии естественных наук», Секция нефти и газа – 2022 – № 3(31), – С. 149–162. – URL: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.149-162>.
5. Рузин, Л. М. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов / Л. М. Рузин, И. Ф. Чупров ; под. ред. Н. Д. Цхадая – Ухта : УГНТУ, 2007 – 244 с. – Текст : непосредственный.
6. Совершенствование технологий разработки месторождений высоковязкой нефти при тепловом воздействии / Р. С. Хисамов, Р. Х. Низаев, Г. В. Александров [и др.] – Казань : Ихлас, 2020 – 160 с. – Текст : непосредственный.
7. Чупров, И. Ф. Тепловая эффективность при прогреве пласта через водоносный пропласток / И. Ф. Чупров – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело – 2008 – № 12 – С. 28-31.

References

1. Gradshteyn I.S., Ryzhik I.M. *Tablitsy integralov, summ, ryadov i proizvedeniy* [Tables of integrals, series and products]. Moscow: Nedra Publ. 1972. 456 p. (in Russian).
2. Korn G., Korn T. *Mathematical Handbook for Scientists and Engineers*. 4th Ed. Moscow: Nauka Publ. 1978. 832 p. (translated from English).
3. Lebedev N.N. *Spetsialnye funktsii i ikh prilozheniya* [Special functions and their applications]. Moscow: Fizmatlit Publ. 1963. 358 p. (in Russian)
4. Aleksandrov G.V., Nizaev R.Kh., Yegorova Yu.L., Shavaliyev M.A. Analytic dependencies used to study temperature profile in high-viscosity reservoirs with underlying contact water zone developed by thermal recovery methods. e-journal *Neftyanaya Provintsiya* [Oil Province]. Volga-Kama Regional Branch of the Russian Academy of Sciences non-governmental organization. 2022, No. 3(31). pp. 149–162. URL: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.149-162>.
5. Ruzin L.M., Chuprov I.F. *Tekhnologicheskie printsipy razrabotki zalezhei anomalno vyazkikh neftei i bitumov* [Technology concepts of high-viscosity oils and bitumen development]. Ukhta: USTU Publ. 2007. 244 p. (in Russian)
6. Khisamov R.S., Nizaev R.Kh., Aleksandrov G.V. et al. *Sovershenstvovanie tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy vysokovyazkoi nefti pri teplovom vozdeistvii* [Improvement of thermal recovery technologies for high-viscosity oil fields]. Kazan: Ikhlis Publ. 2020. 160 p. (in Russian)
7. Chuprov I.F. Thermal effectiveness when heating formation through water zone. *Neftepromyslovoye Delo* [Oilfield Engineering]. 2008, No. 12. pp. 28-31. (in Russian)

Сведения об авторах

Егорова Юлия Левонтьевна, старший преподаватель кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Альметьевского государственного нефтяного института

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2

E-mail: ulaegor@rambler.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. МусыДжалилия, 32

E-mail: razrcmg@tatnipi.ru

Ницаев Рамиль Хабутдинович, доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Альметьевского государственного нефтяного института, ведущий научный сотрудник лаборатории геологического и гидродинамического моделирования отдела разработки нефтяных месторождений, института «ТатНИПИнефть», ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина

Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалилия, 32

E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Authors

Yu.L. Yegorova, Senior Lecturer of Reservoir Engineering Faculty, Almeteyvsk Oil State Institute

2, Lenin st., Almeteyvsk, 423450, Russian Federation

E-mail: ulaegor@rambler.ru

G.V. Aleksandrov, Junior Research Engineer, Geologic and Reservoir Modeling Laboratory, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT

32, Musa Jalil st., Bugulma, 423236, Russian Federation

E-mail: razrcmg@tatnipi.ru

R.Kh. Nizaev, Dr.Sc., Professor of Reservoir Engineering at Almeteyvsk Oil State Institute, Leading Research Associate of Geologic and Reservoir Modeling Laboratory, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT

32, Musa Jalil st., Bugulma, 423236, Russian Federation

E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Статья поступила в редакцию 06.10.2022

Принята к публикации 19.12.2022

Опубликована 30.12.2022