

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.149-162>

EDN KOLKMF

УДК 622.276.652.001

**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**

<sup>1</sup>Александров Г.В., <sup>1</sup>Низаев Р.Х., <sup>2</sup>Егорова Ю.Л., <sup>1</sup>Шавалиев М.А.

<sup>1</sup>Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

<sup>2</sup>Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

**Analytic dependencies used to study temperature profile in  
high-viscosity reservoirs with underlying contact water zone  
developed by thermal recovery methods**

<sup>1</sup>G.V. Aleksandrov, <sup>1</sup>R.Kh. Nizaev, <sup>2</sup>Yu.L. Egorova, <sup>1</sup>M.A. Shavaliev

<sup>1</sup>TatNIPIneft Institute, Bugulma, Russia

<sup>2</sup>Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russia

**E-mail: razrcmg@tatnipi.ru**

**Аннотация.** В статье рассмотрены особенности технологических решений при разработке путём нагнетания в пласт теплоносителя залежей высоковязкой и сверхвязкой нефти с нижележащей контактной водоносной зоной. По аналитической методике были проведены расчёты распределения температуры в пласте при закачке горячей воды и пара в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону. На основании анализа результатов проведённых расчётов 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.

**Ключевые слова:** залежь высоковязкой и сверхвязкой нефти, нефтеносная часть залежи, нижележащая контактная водоносная зона (НКВЗ), теплоноситель, горячая вода, пар

**Для цитирования:** Александров Г.В., Низаев Р.Х., Егорова Ю.Л., Шавалиев М.А. 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//Нефтяная провинция.-2022.-№3(31).-С.149-162. - DOI [https:// doi.org/10.25689/NP.2022.3.149-162](https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.149-162). EDN KOLKMF

**Abstract.** The paper discusses particulars of technological solutions for high-viscosity reservoirs with the underlying contact water zone developed by thermal recovery methods. Analytical methods were used to calculate temperature distribution in a reservoir once hot water and steam have been injected into the oil zone and the underlying contact water zone. The results of the calculations yielded analytical dependencies to determine the radius of the thermal front that is formed in the oil zone. These dependencies showed that the radius of the thermal front in the oil zone resulting from the injection of hot water into the underlying contact water zone below the WOC is 1.24 times the radius of the thermal front resulting from the hot water injection directly into the oil zone. However, when steam is used as a heat carrier, it makes little difference, as far as the steam chambers' sizes are concerned, whether the steam is injected directly into the oil zone, or into the underlying contact water zone.

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

**For citation:** G.V. Aleksandrov, R.Kh. Nizaev, Yu.L. Egorova, M.A. Shavaliyev Primenenie analiticheskikh metodov dlja issledovaniya raspredeleniya temperaturnogo polja v plaste pri vnesenii tepla zakachkoj teplonositelja v zalezhi' vysokovjazkoj i sverhvjazkoj nefti s nizhelezhazhej kontaktnoj vodonosnoj zonoj [Analytic dependencies used to study temperature profile in high-viscosity reservoirs with underlying contact water zone developed by thermal recovery methods]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(31), 2022. pp. 149-162. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.149-162>. EDN KOLKMF (in Russian)

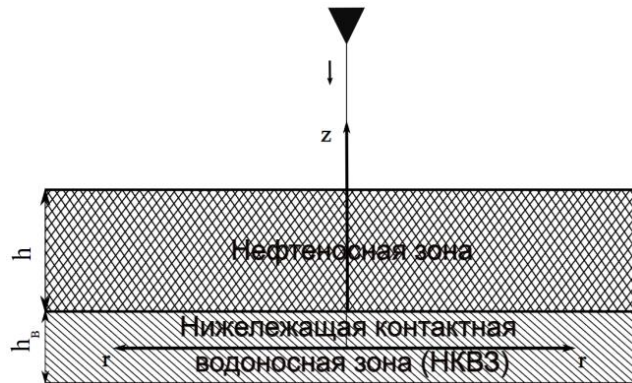
Современное состояние нефтедобывающей промышленности характеризуется ухудшением качественного состояния ресурсной базы углеводородного сырья. Это состояние вызвано тем, что практически разработаны месторождения, содержащие запасы маловязкой нефти. Однако в настоящее время ещё не вовлечены в разработку или находятся на начальной стадии разработки нефтеносные объекты, содержащие запасы высоковязкой и сверхвязкой нефти со значениями вязкости нефти в начальных пластовых условиях не ниже 30 мПа·с, залежи которых в основном приурочены к отложениям шешминского горизонта уфимского яруса. Высо-

кие 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. При этом методы разработки, применимые для залежей маловязкой нефти, не всегда применимы для разработки залежей высоковязкой и сверхвязкой нефти, поскольку для условий залежей нефти с повышенной вязкостью эти методы характеризуются низкими значениями технико-экономических показателей разработки. Поэтому, разработку залежей высоковязкой и сверхвязкой нефти целесообразно проводить с применением тепловых методов 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). Закачка в пласт теплоносителя — горячей воды или пара, относится к тепловым методам разработки нефтяных залежей, предусматривающим внесение в пласт тепла. Кроме того, существуют методы разработки, предусматривающие непосредственную генерацию тепла в пласте, и в частности, инициирование внутрипластового горения путём закачки в пласт воздуха.

На рис. 1 приведено схематическое изображение нефтеносной залежи, разделённой на нефтеносную зону толщиной  $h$  и нижележащей контактной водоносной зоной (НКВЗ) толщиной  $h_v$ , 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 работе [12] приведены аналитические зависимости, которые позволяют провести расчёты распределения температуры в пласте при закачке теплоносителя в нефтеносную часть залежи и НКВЗ. Моделирование процесса прогрева пласта при закачке теплоносителя в нефтеносный пласт и НКВЗ проведено на основе схемы Ловерьё-Малофеева [6, 7, 10, 12].

Расчётные формулы для принятой схеме прогрева имеют вид:

1) для НКВЗ

$$\theta_1 = \frac{T_1 - T_0}{T_{жс} - T_0} = \operatorname{erfc} \left( \frac{\xi}{2 \cdot \sqrt{\alpha(\tau - \xi)}} \right) \cdot \sigma(\tau - \xi), \quad (1)$$

2) для нефтеносной зоны

$$\theta_2 = \frac{T_2 - T_0}{T_{жс} - T_0} = \operatorname{erfc} \left( \frac{\xi + |\eta|}{2 \cdot \sqrt{\alpha(\tau - \xi)}} \right) \cdot \sigma(\tau - \xi), \quad (2)$$

где  $\tau = \frac{4\lambda t}{c_T \cdot h^2}$ ;  $\eta = \frac{2 \cdot z}{h}$ ;  $\alpha = \frac{c_T}{c_2}$ ;  $\sigma(\tau - \xi) = \begin{cases} 0 & \text{при } \tau - \xi < 0, \\ 1 & \text{при } \tau - \xi > 0. \end{cases}$

При закачке горячей воды

$$\xi = \frac{4\pi\lambda r^2}{h \cdot q_e \cdot c_e}$$

При закачке пара

$$\xi = \frac{4\pi \cdot \lambda \cdot \Delta T_{II} \cdot r^2}{h_g \cdot q_{II} \cdot (c_g \cdot (100 - T_0) + L + c_n \cdot (T_n - 100))}$$

где  $\lambda$  — теплопроводность среды, в которую нагнетается теплоноситель, Вт/(м·К);

$t$  — время после начала закачки теплоносителя в залежь, с;

$c_T$  — теплоёмкость закачиваемого в пласт теплоносителя, Дж/(кг·°С);

$h$  — толщина нефтеносной зоны, м;

$z$  — расстояние по вертикали в нефтеносном пласте от уровня водонефтяного контакта (ВНК), м;

$c_2$  — теплоёмкость среды, в которую нагнетается теплоноситель, Дж/(кг·°С);

$r$  — расстояние в пласте по латерали от скважины, через которую в пласт нагнетается теплоноситель, м;

$q_g, q_{II}$  — массовый расход нагнетаемой воды и нагнетаемого пара соответственно, кг/с;

$h_g$  — толщина НКВЗ, м;

$c_g$  — теплоёмкость воды в интервале температур от начальной температуры пласта до 100 °С, Дж/(кг·°С);

$L$  — удельная теплота парообразования воды при температуре 100 °С, Дж/кг;

$c_n$  — теплоёмкость пара в интервале температур от 100 °С до текущей температуры пара, Дж/(кг·°С).

Значения параметров, которые были использованы при проведения расчётов по зависимостям (1), (2), приведены в табл. 1.

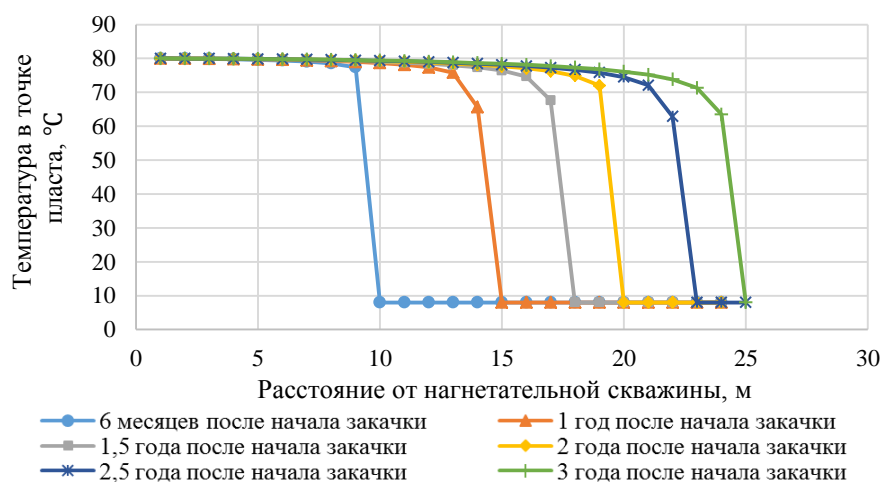
Расчёты распределения температуры в пласте были проведены на период разработки сроком до 3-х лет после начала закачки теплоносителя [5, 6, 7]. Динамика распределения температуры в нефтеносной части пласта при закачке воды и пара в нефтеносную область, распределение

температуры в нефтеносной части пласта на отметке водонефтяного контакта (ВНК) и на расстояниях по вертикали от отметки водонефтяного контакта (ВНК), равных 5, 10, 15, 20, 25 м при закачке горячей воды и пара в НКВЗ показана на графиках, приведённых на рис. 2-15.

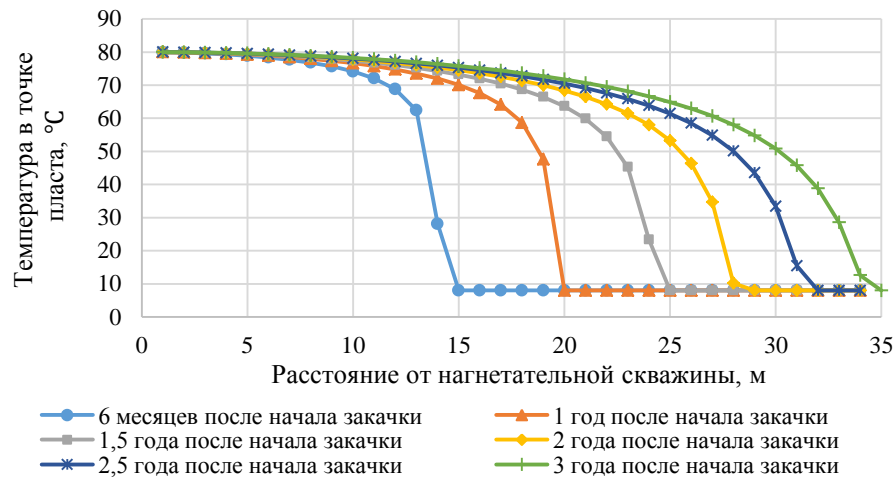
Таблица 1

**Значения параметров пласта и флюидов, принятые при расчёте распределения температуры в пласте при закачке теплоносителя в нефтеносный пласт и нижележащую контактную водоносную зону**

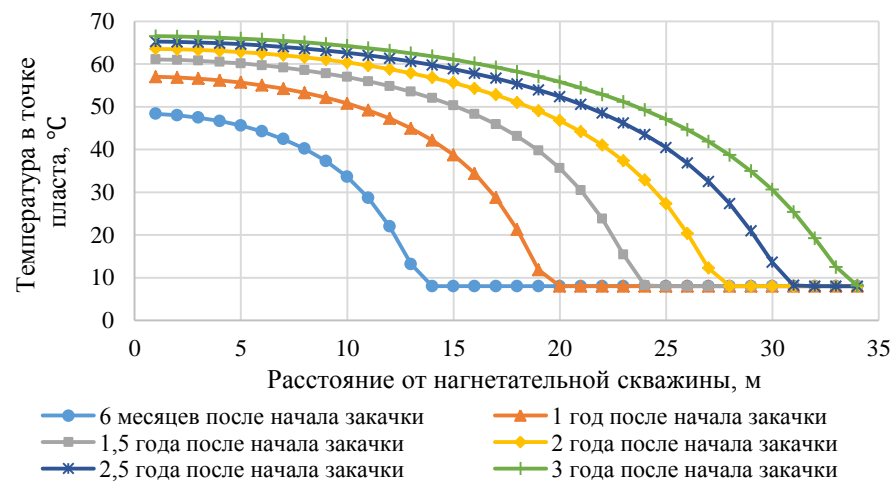
Параметр	Единица измерения величины	Числовое значение
Теплопроводность нефти	Вт/(м·К)	0,14637
Теплопроводность воды	Вт/(м·К)	0,598026
Теплоёмкость нефти	Дж/(кг·°С)	1881,90
Теплоёмкость воды	Дж/(кг·°С)	4189,94
Теплоёмкость воды в интервале от начальной пластовой до 100 °С	Дж/(кг·°С)	4189,94
Удельная теплота парообразования при температуре 100 °С	Дж/кг	2254098
Теплоёмкость пара в интервале температур от 100 °С до текущей температуры пара	Дж/(кг·°С)	1994,814
Толщина нефтеносного пласта	м	30,0
Толщина подстилающего водоносного горизонта	м	15,0
Темп нагнетания теплоносителя	т/сут	50,0
Температура закачиваемой горячей воды	°С	80,0
Температура закачиваемого пара	°С	180,0



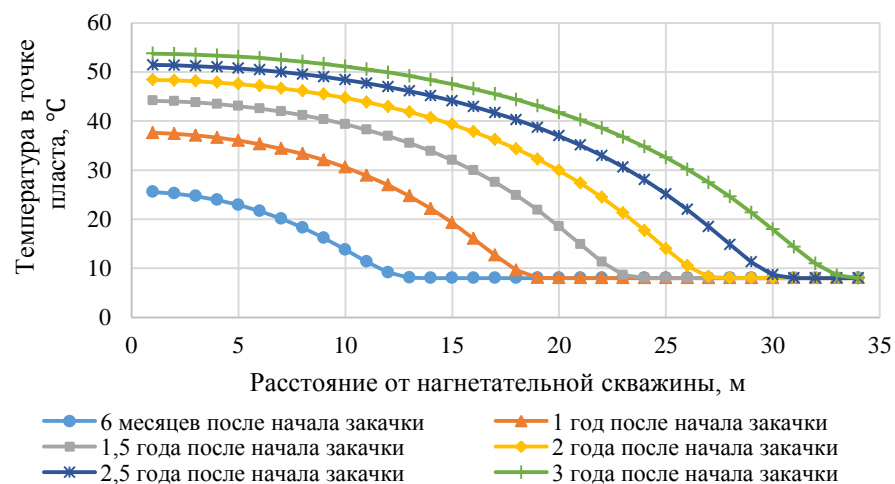
**Рис. 2. Динамика изменения температуры в нефтеносном пласте при закачке горячей воды в нефтеносную зону**



**Рис. 3. Динамика изменения температуры в нефтеносном пласте на отметке ВНК при закачке горячей воды в НКВЗ**

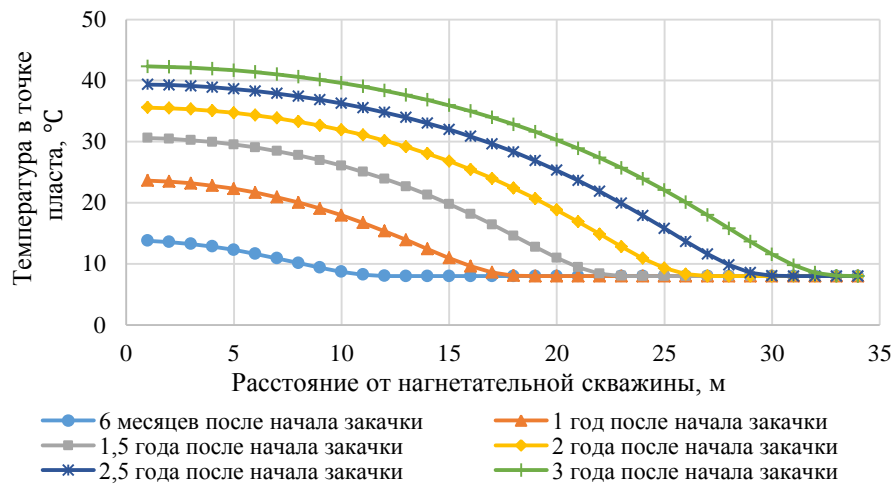


**Рис. 4. Динамика изменения температуры в нефтеносном пласте на расстоянии по вертикали от отметки ВНК, равном 5 м, при закачке горячей воды в НКВЗ**

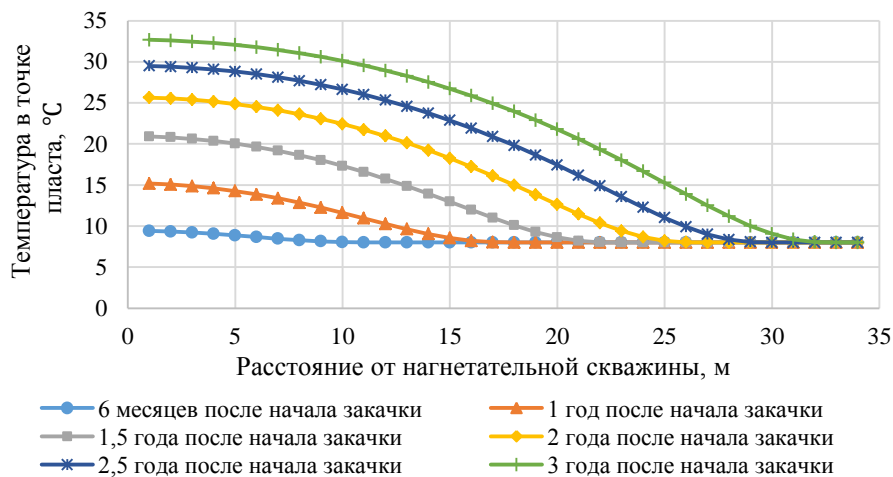


**Рис. 5. Динамика изменения температуры в нефтеносном пласте на расстоянии по вертикали от отметки ВНК, равном 10 м, при закачке горячей воды в НКВЗ**

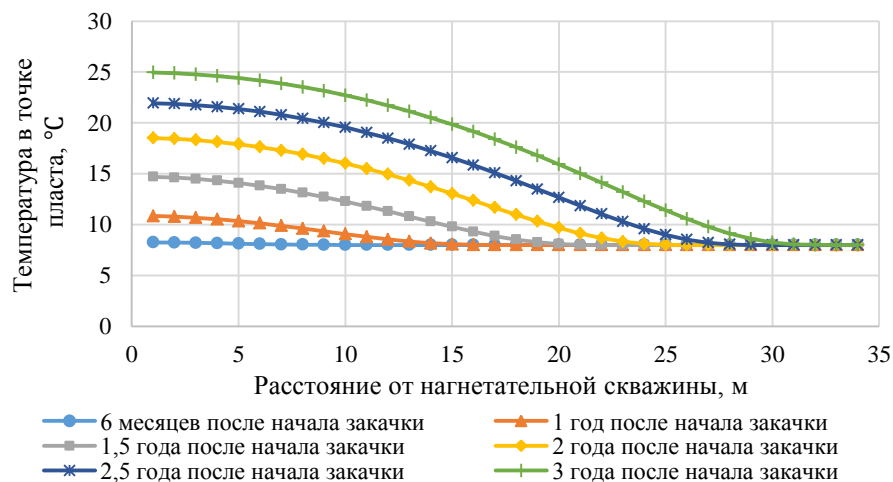




**Рис. 6. Динамика изменения температуры в нефтеносном пласте на расстоянии по вертикали от отметки ВНК, равном 15 м, при закачке горячей воды в НКВЗ**

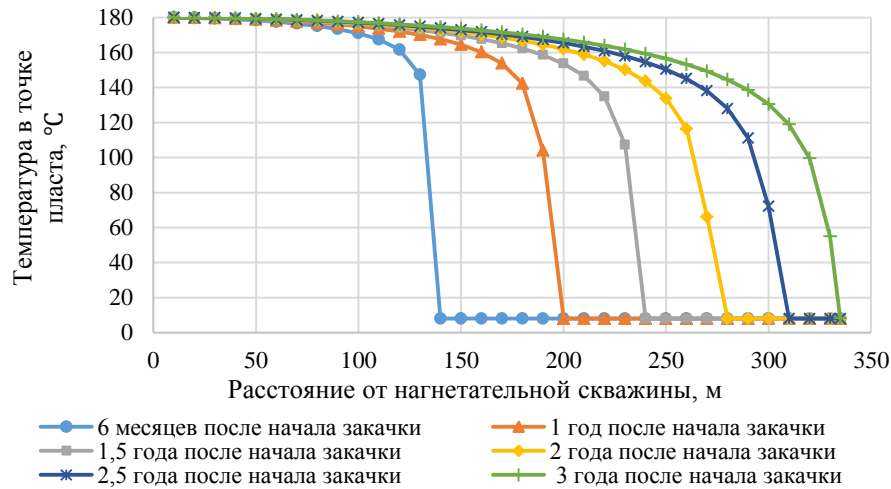


**Рис. 7. Динамика изменения температуры в нефтеносном пласте на расстоянии по вертикали от отметки ВНК, равном 20 м, при закачке горячей воды в НКВЗ**

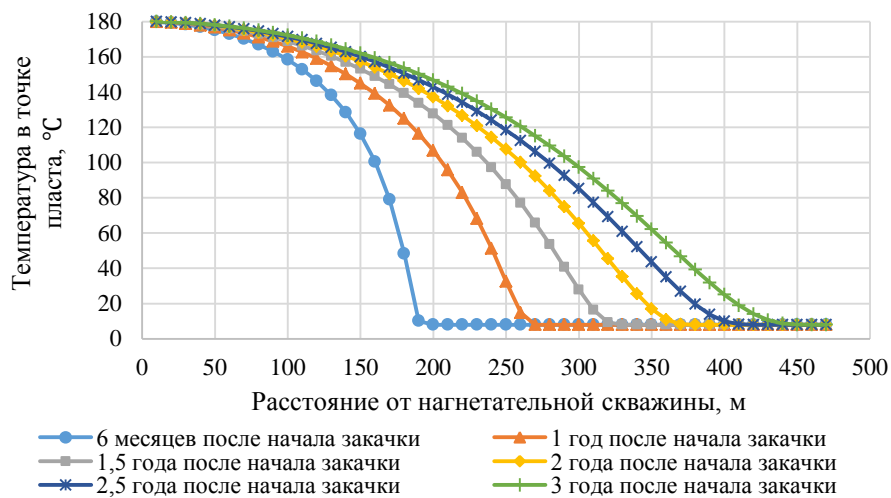


**Рис. 8. Динамика изменения температуры в нефтеносном пласте на расстоянии по вертикали от отметки ВНК, равном 25 м, при закачке горячей воды в НКВЗ**

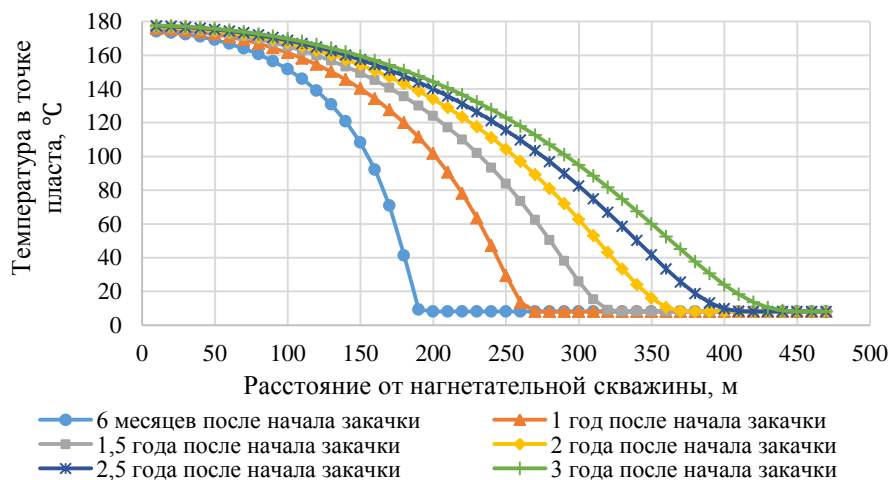




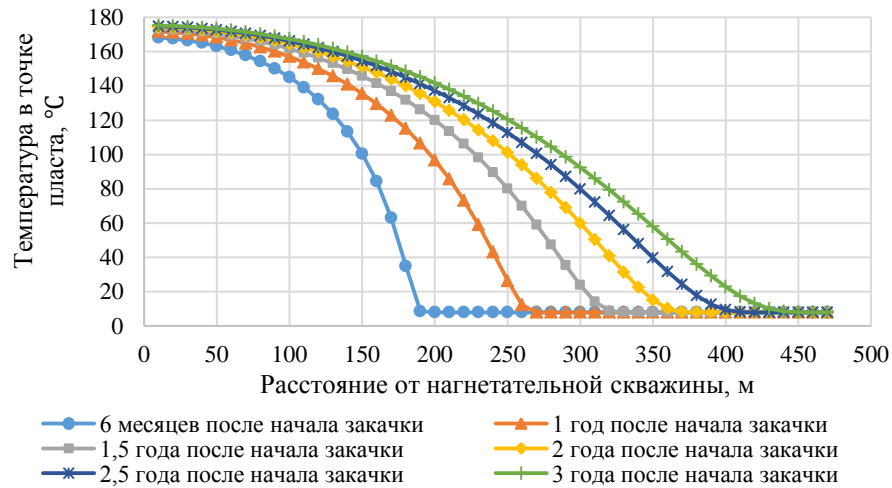
**Рис. 9. Динамика изменения температуры в нефтеносном пласте при закачке пара в нефтеносную зону**



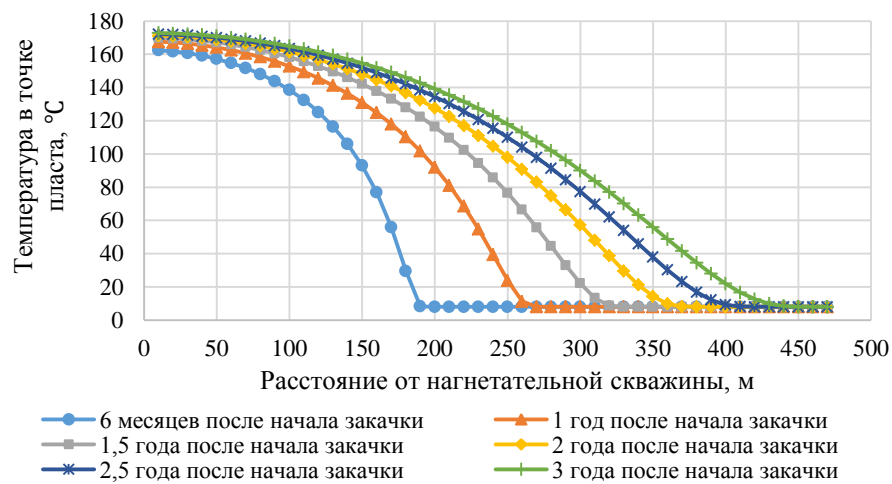
**Рис. 10. Динамика изменения температуры в нефтеносном пласте на отметке ВНК при закачке пара в НКВЗ**



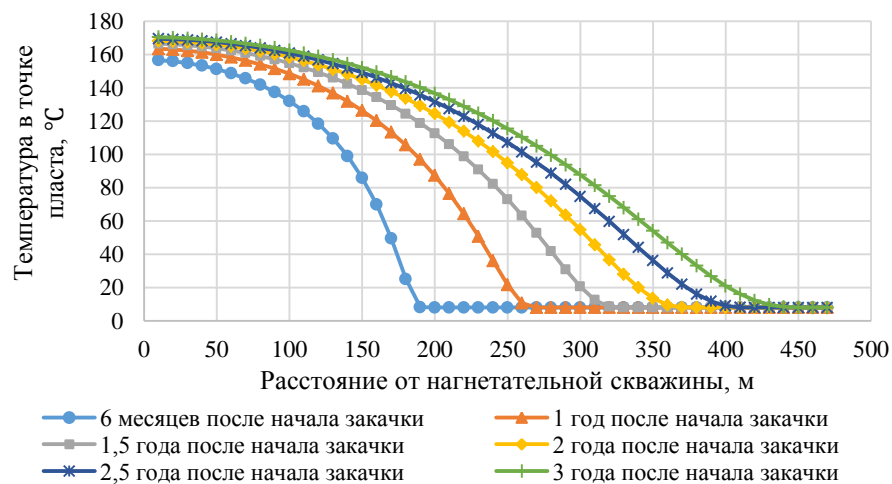
**Рис. 11. Динамика изменения температуры в нефтеносном пласте на расстоянии по вертикали от отметки ВНК, равном 5 м, при закачке пара в НКВЗ**



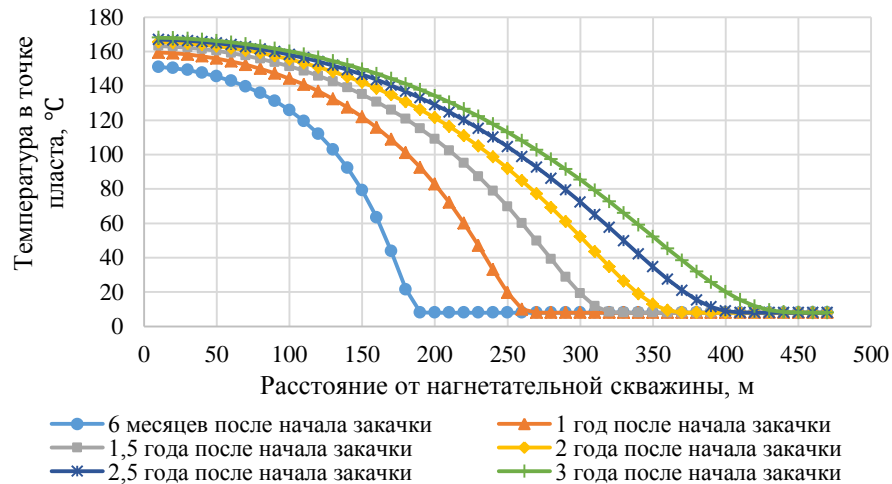
**Рис. 12. Динамика изменения температуры в нефтеносном пласте на расстоянии по вертикали от отметки ВНК, равном 10 м, при закачке пара в НКВЗ**



**Рис. 13. Динамика изменения температуры в нефтеносном пласте на расстоянии по вертикали от отметки ВНК, равном 15 м, при закачке пара в НКВЗ**



**Рис. 14. Динамика изменения температуры в нефтеносном пласте на расстоянии по вертикали от отметки ВНК, равном 20 м, при закачке пара в НКВЗ**



**Рис. 15. Динамика изменения температуры в нефтеносном пласте на расстоянии по вертикали от отметки ВНК, равном 25 м, при закачке пара в НКВЗ**

Из анализа результатов расчета вытекают следующие выводы:

1. При закачке горячей воды в нижележащую контактную водоносную зону радиус образующегося в нефтеносной части залежи теплового фронта больше радиуса фронта прогрева, вызванного закачкой горячей воды непосредственно в нефтеносный пласт, в 1,24 раза.
2. 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.

#### Список литературы

1. Антониади Д. Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти / Д. Г. Антониади, А. Р. Гарушев, В. Г. Ишханов – Краснодар : Советская Кубань, 2000 – 464 с. – Текст : непосредственный.
2. Байбаков, Н. К. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений / Н. К. Байбаков, А. Р. Гарушев – Москва : Недра, 1977. – 238 с. – Текст : непосредственный.
3. Баренблатт, Г. И., Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г. И. Баренблатт, В. М. Ентов, В. М. Рыжик – Москва : Недра, 1984. – 211 с. – Текст : непосредственный.
4. Внедрение новых промышленных технологий разработки залежей высоковязких нефтей с подстилающим водоносным горизонтом на основе результатов термогидродинамических расчётов / Р. Г. Абдулмазитов, Р. Х. Низаев, Г. В. Александров,

- А. М. Хуррямов – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – М. : ОАО "ВНИИОЭНГ", 2008. – С. 70-78.
5. Градштейн, И. С. Таблица интегралов, сумм, рядов и произведений / И. С. Градштейн, И. М. Рыжик – Москва : Недра, 1972. – 456 с. – Текст : непосредственный.
  6. 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.
  7. Лебедев, Н. Н. Специальные функции и их приложения [Текст] / Н. Н. Лебедев – Москва : Физматлит, 1963. – 358 с. – Текст : непосредственный.
  8. Патент № 2365748 Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01). Способ разработки залежи высоковязкой нефти, подстилаемой водой : № 2008111379/03 : заявл. 24.03.2008 : опубл. 27.08.2009 / Абдулмазитов Р. Г., Низаев Р. Х., Александров Г. В. [и др.] – 10 с. : ил. – Текст : непосредственный // Бюл. изобретений № 24. – Патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В. Д. Шашина.
  9. 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.
  10. 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.
  11. Технологическая схема опытно-промышленной разработки участка Мордово-Кармальского поднятия сверхвязкой нефти : отчет / Р. Г. Абдулмазитов, А. Т. Зарипов, И. Ф. Гадельшина ; Татарский научно исследовательский и проектный институт нефти "ТатНИПИнефть" ОАО "Татнефть" им. В. Д. Шашина – Бугульма, 2007. – 375 с. – Текст : непосредственный – Бугульма : фонды «ТатНИПИнефть» ; Альметьевск : ОАО "Татнефть" им. В. Д. Шашина ; Лениногорск : НГДУ «Лениногорскнефть» ; Казань : ТГРУ.
  12. 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. Antoniadis D.G., Garushev A.R., Ishkhanov V.G. *Nastolnaya kniga po termicheskim metodam dobychi* [Thermal recovery methods handbook]. Krasnodar: Sovetskaya Kuban Publ. 2000. 464 p. (in Russian)
2. Baibakov N.K., Garushev A.R. *Teplovye metody razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* [Thermal recovery methods]. Moscow: Nedra Publ. 1977. 238 p. (in Russian)
3. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. *Dvizhenie zhidkosti i gazov v prirodnykh plastakh* [Flow of fluids and gases in subsurface formations]. Moscow: Nedra Publ. 1984. 211 p. (in Russian)
4. Abdulmazitov R.G., Nizaev R.Kh., Aleksandrov G.V., Khurriyomov A.M. *Vnedrenie novykh promyshlennykh tekhnologiy razrabotki zalezhei vysokovязkikh neftei s podstilayushchim vodonosnym gorizontom na osnove rezultatov termogidrodinamicheskikh raschyotov* [Commercialization of new development technologies for heavy oil reservoirs with underlying aquifer based on thermohydrodynamic calculations]. Collection of TatNIPIneft scientific papers. Moscow: ОАО VNIIOENG Publ. 2008. pp. 70-78 (in Russian)

5. Gradshteyn I.S., Ryzhik I.M. *Tablitsy integralov, summ, ryadov i proizvedenii* [Tables of integrals, series and products]. Moscow: Nedra Publ. 1972. 456 p. (in Russian)
6. Korn G., Korn T. *Mathematical Handbook for Scientists and Engineers*. 4<sup>th</sup> Ed. Moscow: Nauka Publ. 1978. 832 p. (translated from English).
7. Lebedev N.N. *Spetsialnye funktsii i ikh prilozheniya* [Special functions and their applications]. Moscow: Fizmatlit Publ. 1963. 358 p. (in Russian)
8. Abdulmazitov R.G., Nizaev R.Kh., Aleksandrov G.V. et al. *Sposob razrabotki zalezhi vysokovyazkoi nefi, podstilaemoi vodoi* [Method for development of high-viscosity oil deposit underlain by water]. RF Patent No. 2365748. IPC E21B 43/24 (2006.01). Applicant and patent holder: PJSC TATNEFT. Date of appl.: March 24, 2008. Date of publ.: Aug 27, 2009.
9. 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)
10. Khisamov R.S., Nizaev R.Kh., Aleksandrov G.V. et al. *Sovershenstvovanie tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy vysokovyazkoi nefi pri teplovom vozdeistvii* [Improvement of thermal recovery technologies for high-viscosity oil fields]. Kazan: Ikhlis Publ. 2020. 160 p. (in Russian)
11. Chuprov I.F. *Teplovaya effektivnost pri progreve plasta cherez vodonosnyi proplastok* [Thermal effectiveness when heating formation through water zone]. *Neftepromyslovoye Delo* [Oilfield Engineering]. 2008, No. 12. pp. 28-31. (in Russian)

### Сведения об авторах

*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

*Низаев 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. М. Джалиля, 32  
E-mail: nizaev@tatnipi.ru

*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

*Шавалиев Марат Анисович*, заведующий лабораторией по геологии и обоснованию разработки месторождений на внешних территориях отдела разработки нефтяных месторождений института «ТатНИПИнефть».  
Россия, 423236, Бугульма, ул. М. Джалиля, 32  
E-mail: shavaliyev@tatnipi.ru

### Authors

*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 Almeteyevsk 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

*Yu.L. Yegorova*, Senior Lecturer of Reservoir Engineering Faculty, Almeteyevsk Oil State Institute  
2, Lenin st., Almeteyevsk. 423450, Russian Federation  
E-mail: ulaegor@rambler.ru

*Shavaliyev M.A.*, Chief of Laboratory for Reservoir Geology and Development Justification on Licensed Territories, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT  
32, Musa Jalil st., Bugulma, 423236, Russian Federation  
E-mail: shavaliyev@tatnipi.ru

*Статья поступила в редакцию 25.08.2022*

*Принята к публикации 17.09.2022*

*Опубликована 30.09.2022*