

УДК 532.133

К ТЕОРИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

В. Ш. Шагапов, Ю. А. Тазетдинова*, А. А. Гиззатуллина**

Институт механики им. Р. Р. Мавлютова — обособленное структурное подразделение
Уфимского федерального исследовательского центра РАН, 450000 Уфа, Россия

* Институт механики и машиностроения — обособленное структурное подразделение
Федерального исследовательского центра Казанского научного центра РАН,
420111 Казань, Россия

** Бирский филиал Башкирского государственного университета, 452453 Бирск, Россия
E-mails: shagapov@rambler.ru, ym_julia@mail.ru, alina.gizatullina87@mail.ru

Представлена теоретическая модель процесса разработки пласта с высоковязкой нефтью с использованием технологии парных горизонтальных скважин. В предположении, что система двух скважин заменяется одной гипотетической скважиной, через которую осуществляется одновременный нагрев пласта и отбор нефти, задача решена численно. Проанализированы затраты тепла на нагрев пласта, изменение дебита и масса откачанной нефти за рассматриваемый период времени при различных значениях температуры нагрева, величины перепада давления и периода индукции скважины. Полученные решения позволяют определить оптимальные по энергетическим затратам режимы теплового воздействия.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, тепловое воздействие на нефтяной пласт, фильтрация нефти, технология парных горизонтальных скважин, зависимость вязкости от температуры.

DOI: 10.15372/PMTF20190511

Введение. В настоящее время при разработке нефтяных месторождений увеличивается доля трудноизвлекаемых нефтей, запасы которых значительно (приблизительно на 50 %) превышают запасы легких и маловязких нефтей, что обусловлено постепенным истощением их запасов. Несмотря на то что экономическая эффективность добычи высоковязкой нефти существенно ниже показателей для залежей традиционной легкой нефти, современная инженерия позволяет использовать новые технологические решения для разработки месторождений высоковязкой нефти. Предполагается, что при разработке таких месторождений будут применяться термические методы воздействия на пласт, способствующие уменьшению вязкости и улучшению подвижности нефти [1–4]. Идею подвергнуть нефтяной пласт термическому воздействию различными способами впервые предложил А. Б. Шейнман [5]. Эта технология, изучавшаяся в 60-х гг. XX в. [5–8], в последние годы начала интенсивно развиваться [9–13]. В настоящее время добыча высоковязкой нефти является дорогостоящей, но рентабельной. В частности, в Канаде объемы добычи высоковяз-

кой нефти стабильно увеличиваются, в России технология разработки месторождений высоковязкой нефти используется более пяти лет [9, 14, 15]. Следует отметить, что наиболее эффективной является технология освоения месторождения с помощью горизонтальных скважин [16], при которой проводится закачка в пласт пара или воды. Однако в случае если вследствие низких пористости и проницаемости это затруднительно, представляет интерес изучение возможности использования обогривательного канала (скважины), по которому течет теплоноситель (горячая вода или пар).

В данной работе рассматривается метод разработки пласта с высоковязкой нефтью, аналогичный методу парогравитационного дренирования [10, 15, 17, 18]. Настоящая работа является обобщением работ [19, 20], в которых получено численное решение (методом конечных разностей по явной схеме) задачи о разработке нефтяного пласта с высоковязкой нефтью с помощью одной горизонтальной скважины, работающей поочередно в режиме нагрева и отбора нефти, в радиально-одномерной постановке [19] и с помощью двух параллельно расположенных скважин, верхняя из которых осуществляет нагрев пласта, нижняя — отбор нефти со сниженной вязкостью, в двумерной постановке [20]. Следует отметить, что результаты работ [19, 20] получены для начального этапа работы скважин в режиме поочередного нагрева и отбора, поскольку используемый в этих работах численный метод (явная схема) является трудоемким по времени счета.

Целью настоящей работы является теоретическое и численное исследование возможности разработки пласта с высоковязкой нефтью с помощью парных горизонтальных скважин, находящихся на малом расстоянии друг от друга. Это позволяет считать их одной гипотетической скважиной, одновременно осуществляющей нагрев пласта и отбор нефти, решать задачу в радиально-одномерном приближении и, проводя достаточно простые расчеты, детально исследовать процесс добычи высоковязкой нефти.

1. Постановка задачи и основные уравнения. Рассмотрим процесс нагрева пласта системой парных параллельных скважин, по одной из которых течет теплоноситель (например, пар или горячая вода), а в другую, являющуюся открытой, поступает растопленная за счет нагрева нефть. Будем полагать, что скважины расположены достаточно близко друг к другу и время функционирования нагревательной скважины достаточно для того, чтобы характерные протяженности температурных полей вокруг системы скважин значительно превышали радиусы скважин, а также расстояние между ними. Это допущение позволяет рассматривать систему скважин как одну гипотетическую скважину, которая одновременно нагревает пласт и выкачивает разжиженную нефть. Кроме того, будем полагать, что за время действия системы скважин нагрев, инициируемый нагревательной скважиной, ограничен нефтяным пластом. Принятые допущения позволяют рассматривать задачу о фильтрации высоковязкой нефти при одновременном нагреве в радиально-одномерном приближении, а также означают, что система двух скважин заменяется одной гипотетической скважиной.

Пусть радиус контура питания пласта с высоковязкой нефтью, где поддерживается постоянное давление $p = p_0$, равен $r = R_0$. Тогда, пренебрегая сжимаемостью нефти и скелета пористого пласта, основное уравнение фильтрации и закон Дарси [21] можно записать в виде

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(\frac{k}{\mu} r \frac{dp}{dr} \right) = 0, \quad mv = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr}, \quad r_c < r < R_0, \quad (1)$$

где r — радиальная координата, отсчитываемая от оси скважины; p , v — давление и скорость течения; k , m — проницаемость и пористость пласта; μ — динамическая вязкость нефти, зависящая от температуры.

Уравнение фильтрации в (1) можно один раз проинтегрировать:

$$\frac{k}{\mu} r \frac{dp}{dr} = -\frac{q^{(v)}}{2\pi}, \quad q^{(v)} = 2\pi(rmv)_{r_c} = -2\pi \left(\frac{k}{\mu} r \frac{dp}{dr} \right)_{r_c} \quad (2)$$

$q^{(v)}$ — дебит скважины, отнесенный к единице ее длины). Проинтегрировав уравнение (2) с учетом граничных условий $p = p_c$ ($r = r_c$) и $p = p_0$ ($r = R_0$), получаем

$$p_0 - p_c = \frac{q^{(v)}}{2\pi k} \int_{r_c}^{R_0} \frac{\mu dr}{r},$$

откуда следует

$$q^{(v)} = 2\pi k(p_0 - p_c) / \int_{r_c}^{R_0} \frac{\mu dr}{r}. \quad (3)$$

В случае если $\mu = \text{const}$, из (3) получаем известную формулу Дююи

$$q^{(v)} = \frac{2\pi k(p_0 - p_c)}{\mu_0 \ln(R_0/r_c)}.$$

Следовательно, выражение (3) можно назвать обобщенной формулой Дююи.

Для массового расхода нефти в скважину, отнесенного к единице ее длины, с использованием выражения для дебита (3) находим

$$q^{(m)} = \rho q^{(v)}$$

(ρ — плотность нефти).

Соответственно общая масса нефти, добытой за время t , определяется из выражения

$$M = \int_0^t q^{(m)} dt.$$

При тепловом воздействии на пласт поле температур является нестационарным, поэтому при постоянном перепаде давления $\Delta p = p_0 - p_c$ и значении радиуса контура питания R_0 дебит скважины зависит от времени.

Для описания эволюции температурного поля вокруг скважины уравнение теплопроводности представим в виде

$$(\rho c)_* \frac{\partial T}{\partial t} + \rho c m v \frac{\partial T}{\partial r} = \frac{\lambda_*}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right), \quad r_c < r < R_0, \quad (4)$$

где $(\rho c)_*$ — удельная теплоемкость пласта, отнесенная к единице его объема; λ_* — теплопроводность пласта; c — теплоемкость нефти.

Для температуры примем следующие граничные условия:

$$T = T_c \quad (r = r_c), \quad T = T_0 \quad (r = R_0). \quad (5)$$

С учетом закона Дарси (вторая формула в (1)) и соотношений (2) уравнение (4) принимает вид

$$(\rho c)_* \frac{\partial T}{\partial t} + \left(\rho c \frac{q^{(v)}}{2\pi} - \lambda_* \right) \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} = \lambda_* \frac{\partial^2 T}{\partial r^2}. \quad (6)$$

Тепловой поток от скважины в пласт определяется следующим образом:

$$q^{(T)} = -2\pi\lambda_* \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right)_{r_c}.$$

Соответственно общее тепло, затраченное за время t , можно определить из выражения

$$Q = \int_0^t q^{(T)} dt.$$

Таким образом, система уравнений (6), (4) при заданных граничных условиях (5) позволяет определить эволюцию поля температур, а также дебит скважины $q^{(v)}$, соответствующий перепаду давления $\Delta p = p_0 - p_c$. Интегрируя уравнение (2), для эволюции поля давления в пласте имеем

$$p = p_c + \frac{q^{(v)}}{2\pi k} \int_{r_c}^r \frac{\mu dr}{r}, \quad r_c < r < R_0.$$

Для зависимости динамической вязкости от температуры в рассматриваемом диапазоне температур используем выражение [1]

$$\mu(T) = A e^{B/T}, \quad (7)$$

где A, B — числовые коэффициенты.

Согласно принятой технологической схеме добывающая скважина начнет давать продукцию лишь по истечении некоторого промежутка времени t^i , за которое температура вокруг нефтяной скважины повышается (вязкость нефти существенно уменьшается) за счет функционирования нагревательной скважины. Это характерное время будем называть периодом тепловой индукции скважины. В этот период ($0 < t < t^i$) фильтрационным течением в пласте пренебрегается и решается только уравнение теплопроводности с заданными граничными условиями. Сформировавшееся к моменту времени $t = t^i$ температурное поле принимается в качестве начальных данных при открытии добывающей скважины.

2. Результаты численных расчетов. Численное интегрирование уравнения (4) выполнено с помощью метода конечных разностей по явной схеме. Условие устойчивости разностной схемы определялось из условия Куранта [22]. Численные расчеты проводились при следующих значениях параметров: $r_c = 0,05$ м, $R_0 = 15$ м, $\lambda_* = 1,28$ Вт/(м·К), $(\rho c)_* = 2,5 \cdot 10^6$ Дж/(К·м³), $\rho = 980$ кг/м³, $c = 1400$ Дж/(К·кг), $k = 10^{-12}$ м², $p_c = 0,3$ МПа, $p_0 = 0,6$ МПа, $\mu_0 = 10$ Па·с, $T_c = 160$ °С, $T_0 = 15$ °С. Следует отметить, что для разных видов нефти зависимости вязкости от температуры количественно существенно различаются, а качественно одинаковы. Полагая, что вязкость разжиженной нефти в 10 раз больше вязкости воды, при $T = T_0$ $\mu = \mu_0$, получаем следующие значения числовых коэффициентов, входящих в формулу (7): $A = 5,6 \cdot 10^{-8}$ Па·с, $B = 5,45 \cdot 10^3$ К.

На рис. 1 представлены поля температуры и вязкости нефтяного пласта через 1, 5, 10 сут нагрева без отбора нефти (на этапе тепловой индукции). Видно, что на этом этапе вблизи границы нагрева появляется нагретая область размером порядка нескольких метров, вследствие чего вязкость нефти уменьшается. Также показаны поля температуры и вязкости нефтяного пласта в режиме одновременного нагрева и отбора нефти через 10, 20, 30 сут после предварительного нагрева пласта в течение 10 сут. Видно, что в этом режиме размер нагретой области с течением времени меняется незначительно.

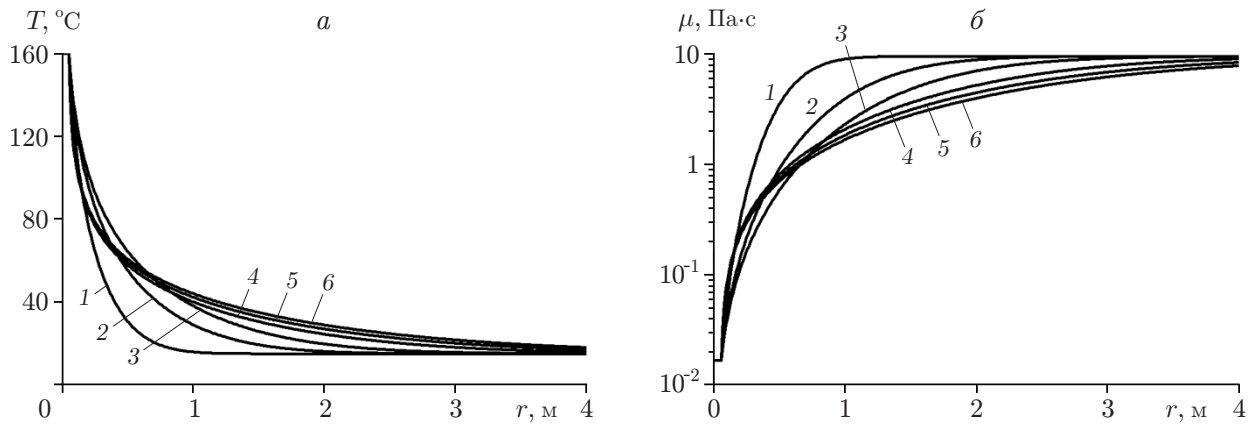


Рис. 1. Распределения температуры (а) и вязкости (б) по координате в режиме нагрева пласта (1–3) и в режиме одновременного нагрева и фильтрации (4–6) в различные моменты времени:

1 — $t = 1$ сут, 2 — $t = 5$ сут, 3, 4 — $t = 10$ сут, 5 — $t = 20$ сут, 6 — $t = 30$ сут

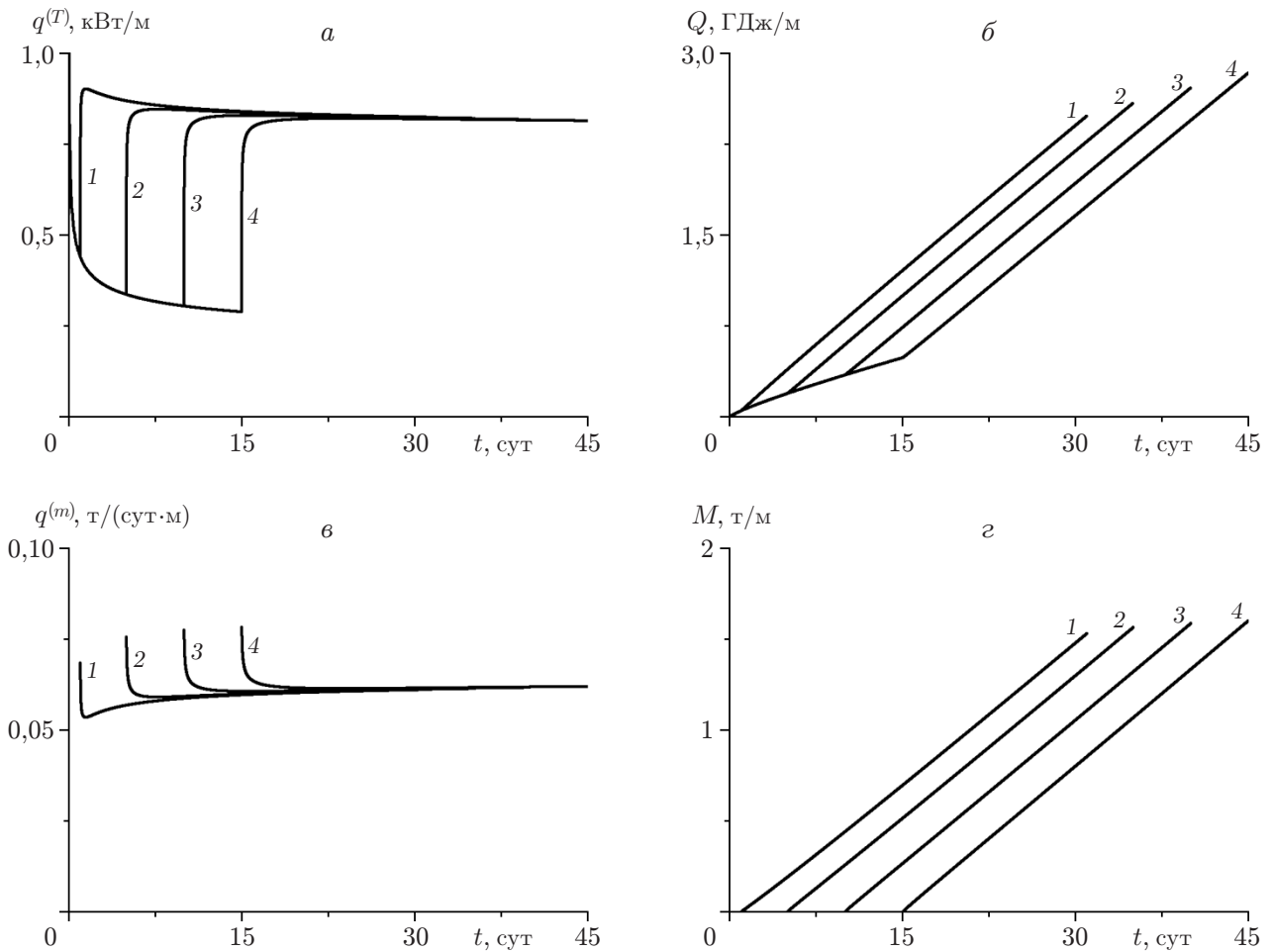


Рис. 2. Зависимости теплового потока $q^{(T)}$ (а), общих затрат тепла Q (б), массового расхода $q^{(m)}$ (в) и общего дебита нефти M (г) от времени работы скважины при различных значениях t^i :

1 — $t^i = 1$ сут, 2 — $t^i = 5$ сут, 3 — $t^i = 10$ сут, 4 — $t^i = 15$ сут

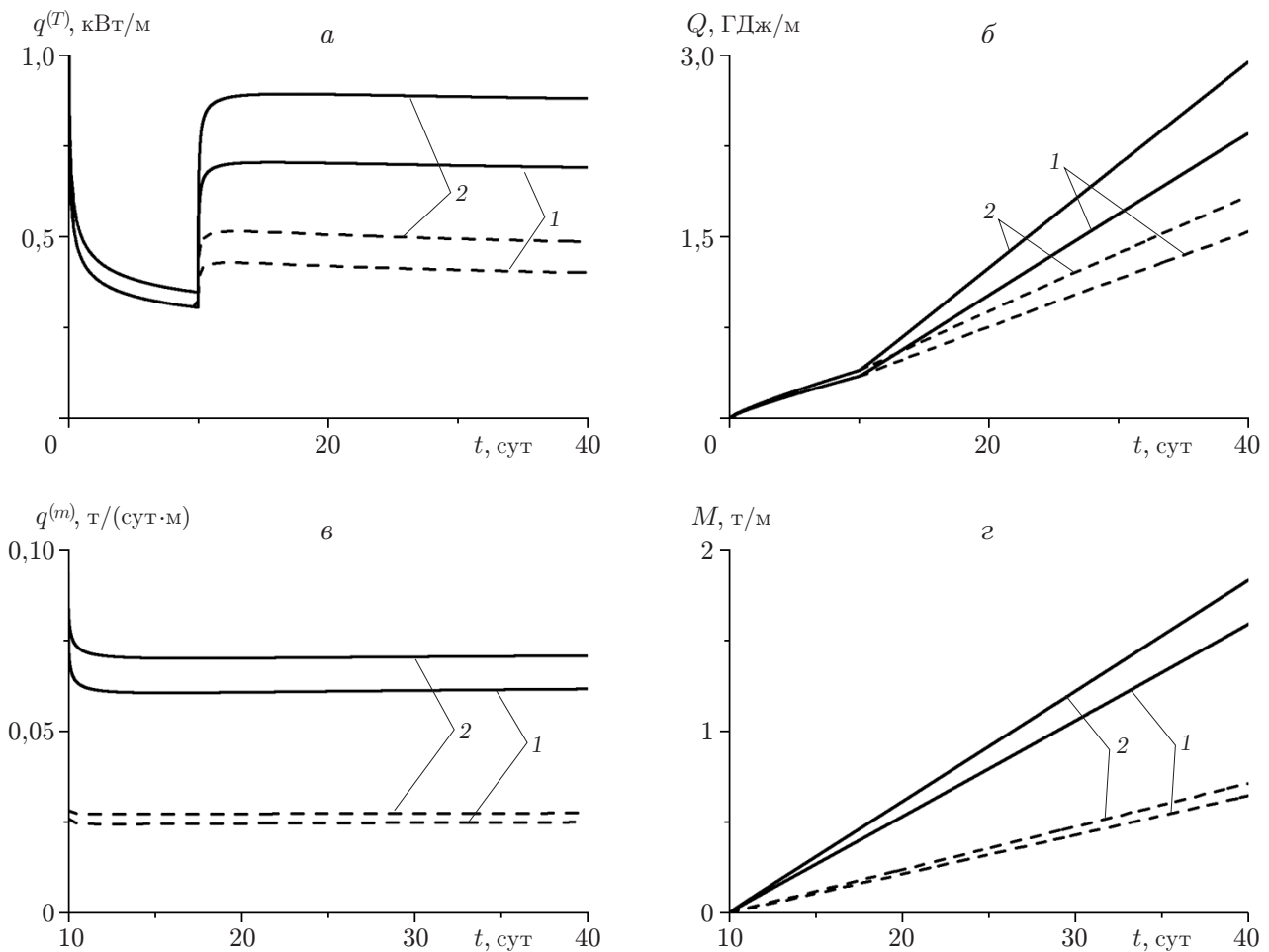


Рис. 3. Зависимости теплового потока $q^{(T)}$ (а), общих затрат тепла Q (б), массового расхода $q^{(m)}$ (в) и общего дебита нефти M (г) от времени работы скважины при различных значениях температуры нагрева T_c и давления в добывающей скважине p_c : 1 — $T_c = 160^\circ\text{C}$, 2 — $T_c = 180^\circ\text{C}$; сплошные линии — $p_c = 0,3\text{ МПа}$, штриховые — $p_c = 0,5\text{ МПа}$

На рис. 2 представлены зависимости теплового потока $q^{(T)}$, общих затрат тепла Q , массового расхода $q^{(m)}$ и общего дебита нефти M от времени для двух режимов работы скважины (режим без отбора нефти, режим одновременного нагрева и отбора нефти из пласта) при периодах индукции $t^i = 1, 5, 10, 15$ сут. Показано, что для поддержания постоянной температуры в скважине в режиме с отбором нефти затраты тепла увеличиваются, причем выбор периода индукции имеет большое значение на начальной стадии разработки пласта. Так, при выборе времени предварительного нагрева пласта $t^i < 10$ сут тепловой поток увеличивается, дебит нефти на начальном этапе уменьшается. Для периода индукции $t^i > 10$ сут после подключения добывающей скважины в течение достаточно малого промежутка времени (порядка 1 сут) дебит скважины и поток тепла за единицу времени в пласте стабилизируются. Следует также отметить, что при длине горизонтального ствола скважины до 400 м дебит достигает значения, приблизительно равного 20 т/сут, что сопоставимо с данными работы [10].

На рис. 3 приведены зависимости теплового потока $q^{(T)}$, общих затрат тепла Q , массового расхода $q^{(m)}$ и общего дебита нефти M от времени для двух режимов работы сква-

жины при значениях температуры нагрева $T_c = 160, 180$ °С и значениях давления в добывающей скважине $p_c = 0,3; 0,5$ МПа. Видно, что большему перепаду давления $\Delta p = p_0 - p_c$ и более высокой температуре T_c , при которых реализуется более высокий дебит скважины, соответствуют большие затраты тепла. При этом с увеличением давления в добывающей скважине влияние температуры нагрева на величину теплового потока и массового расхода нефти уменьшается. Следует также отметить, что общие затраты тепла за период времени 40 сут для различных значений температуры нагрева и перепада давления составляют $Q = 1 \div 3$ ГДж/м, а масса добытой нефти, отнесенная к единице длины скважины, приблизительно равна $M = 0,5 \div 2,0$ т/м. Учитывая, что теплотворная способность нефти приблизительно равна $l \approx 40$ ГДж/т, теплотворная способность добытой нефти, отнесенная к единице длины скважины, составляет $20 \div 80$ ГДж/м. Следовательно, по затратам энергии рассмотренная схема добычи нефти является рентабельной, поскольку теплотворная способность добытой нефти превышает затраты тепла на разжижение высоковязкой нефти более чем на один порядок.

Заключение. Численно решена задача о возможности добычи высоковязкой нефти из пласта с применением теплового воздействия. Результаты, полученные на основе предложенной схемы расчета, позволяют проанализировать возможность повышения эффективности разработки нефтяного пласта с высоковязкой нефтью путем равномерного нагрева осваиваемой зоны месторождения. Предложенная теоретическая модель, описывающая технологию добычи нефти, согласно которой парные горизонтальные скважины рассматриваются в качестве одной гипотетической скважины, позволяет с помощью достаточно простых расчетов получить оценку количественных и качественных характеристик процесса отбора нефти из пласта при изменении интенсивности нагрева и величины перепада давления и таким образом определить оптимальные по энергетическим затратам режимы эксплуатации парных скважин. Следует также отметить, что для выбора наиболее рациональной технологии (подбор температуры нагрева пласта и т. п.) большое значение имеет детальное изучение физико-химических свойств нефти, породы и других природных факторов месторождения.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Бурже Ж.** Термические методы повышения нефтеотдачи пластов / Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну. М.: Недра, 1988.
2. **Байбаков Н. К.** Тепловые методы разработки нефтяных месторождений / Н. К. Байбаков, А. Р. Гарушев. М.: Недра, 1988.
3. **Butler R. M.** Thermal recovery of oil and bitumen. Englewood Cliffs: Prentice Hall Inc., 1991.
4. **Антониади Д. Г.** Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами. М.: Недра, 1995.
5. **Шейнман А. Б.** Воздействие на пласт теплом при добыче нефти / А. Б. Шейнман, Г. Е. Малофеев, А. И. Сергеев. М.: Недра, 1969.
6. **Мирзаджанзаде А. Х.** Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей / А. Х. Мирзаджанзаде, А. Г. Ковалев, Ю. В. Зайцев. М.: Недра, 1972.
7. **Пудовкин М. А.** Приближенное решение некоторых задач по термике нефтяных пластов // Учен. зап. Казан. ун-та. 1967. Т. 127, № 5. С. 27–43.
8. **Вахитов Г. Г.** Термодинамика призабойной зоны нефтяного пласта. М.: Недра, 1978.
9. **Гарушев А. Р.** Анализ современного состояния методов добычи высоковязких нефтей и битумов в мире // Нефтепромысловое дело. 2008. № 10. С. 4–8.
10. **Хисамов Р. С.** Опыт ОАО “Татнефть” в добыче высоковязких битуминозных нефтей // Георесурсы. 2001. № 3. С. 8–10.

11. **Кислицын А. А., Кузнецов С. В., Поднебесных А. В., Поляков В. О.** Исследование теплофизических процессов при фильтрации парафинистой нефти к горизонтальной скважине // Вестн. Тюм. гос. ун-та. Физ.-мат. моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2017. Т. 3, № 4. С. 24–40.
12. **Гильманов А. Я., Шевелев А. П.** Физико-математическое моделирование парогравитационного дренажа месторождений тяжелой нефти на основе метода материального баланса // Вестн. Тюм. гос. ун-та. Физ.-мат. моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2017. Т. 3, № 3. С. 52–69.
13. **Shagapov V. Sh., Musakaev N. G., Khabeev N. S., Bailey S. S.** Mathematical modelling of two-phase flow in a vertical well considering paraffin deposits and external heat exchange // Intern. J. Heat Mass Transfer. 2004. V. 47, N 4. P. 843–851.
14. **Butler R. M., Jiang Q.** Improved recovery of heavy oil by vapex with widely spaced horizontal injectors and producers // J. Canad. Petrol. Technol. 2000. V. 39, N 1. P. 48–56.
15. **Хисамов Р. С., Фролов А. И., Ибатуллин Р. И. и др.** Первые результаты опытно-промышленных работ по паротепловому воздействию на Ашальчинском месторождении // Нефт. хоз-во. 2008. № 7. С. 47–49.
16. **Батлер Р. М.** Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. Ижевск: Ин-т компьютер. исслед.: Науч.-издат. центр “Регулярная и хаотич. динамика”, 2010.
17. **Пшеницын М.** Метод парогравитационного дренажа // Эксплуатация арматуры. 2014. № 4. С. 72–75.
18. **Малюков В. П., Алибеков М. Э.** Инновационные технологии интенсификации добычи нефти из неоднородных пластов на месторождениях сверхвязких нефтей Татарстана // Вестн. Рос. ун-та дружбы народов. Инж. исслед. 2015. № 3. С. 104–112.
19. **Шагапов В. Ш., Юмагулова Ю. А., Гиззатуллина А. А.** Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии // Инж.-физ. журн. 2018. Т. 91, № 2. С. 319–328.
20. **Шагапов В. Ш., Тазетдинова Ю. А., Гиззатуллина А. А.** К проблеме разработки месторождений с высоковязкой нефтью тепловыми методами // Инж.-физ. журн. 2018. Т. 91, № 5. С. 1242–1249.
21. **Желтов Ю. П.** Механика нефтегазоносного пласта. М.: Недра, 1975.
22. **Самарский А. А.** Теория разностных схем. М.: Наука, 1977.

*Поступила в редакцию 25/VII 2018 г.,
после доработки — 7/III 2019 г.
Принята к публикации 25/III 2019 г.*
