

УДК 532.546

ПРОБЛЕМА НАГНЕТАНИЯ СУХОГО ПАРА В ПЛАСТ БЕЗ КОНДЕНСАЦИИ В СКВАЖИНЕ

© 2023 г. М. Г. Алишаев^{1, *}, А. А. Аливердиев^{1, 2}, В. Д. Бейбалаев^{1, 3}¹Институт проблем геотермии и возобновляемой энергетики – филиал Объединенного института
высоких температур РАН, Махачкала, Россия²Институт физики ДФИЦ РАН, Махачкала, Россия³Дагестанский государственный университет, Махачкала, Россия

*E-mail: alishaev@rambler.ru

Поступила в редакцию 29.06.2023 г.

После доработки 12.08.2023 г.

Принята к публикации 03.10.2023 г.

Исследуются температурные потери по колонне скважины для случая нагнетания сухого пара с целью выяснения возможности его доставки до забоя без конденсации. Принимается, что в горной породе температура растет с увеличением глубины согласно геотермальному градиенту, расход пара постоянен, пар в устье имеет высокую температуру и является сухим, не содержащим капелек воды. По пути к забою снижается температура пара, но не достигает еще точки насыщения. Потери тепла в горную породу вычисляются по общепринятой формуле. Определяется положение точки начала конденсации пара в скважине. Расчеты проводятся для наиболее вероятных на промыслах расходов 25, 50, 75 и 100 т/сут. Теплоемкость сухого пара считается постоянной, что приемлемо лишь для низких значений давлений, до 3–4 МПа. В этом случае предлагается формула для распределения температуры пара по колонне и задача решается аналитически. Однако при повышенных давлениях приходится учитывать термическую зависимость теплоемкости пара и применять численный метод для нахождения температурного распределения. На основании рассчитанных вариантов делается вывод о возможности подачи количества теплоты фазового перехода в резервуар в полном объеме. Если залежь высокопроницаемая и залегает близко к поверхности, то можно надеяться на доставку теплоты фазового перехода в пласт полностью. При глубинах залегания более 500 м пар полностью конденсируется в колонне. Теплота фазового перехода поступает в горную породу.

DOI: 10.31857/S0040364423060029

ВВЕДЕНИЕ

Пар как теплоноситель рекомендуется использовать для снижения вязкости битуминозной нефти в залежах, расположенных в верхних осадочных толщах. Высоковязкой считается пластовая нефть, если вязкость превышает 30 мПа·с. На начало текущего столетия разведанные мировые запасы высоковязкой нефти превышали 810 млрд т, тогда как запасы нефти средней и малой вязкости оценивались как явно меньшие – в 162 млрд т. Больше всего запасов высоковязкой нефти разведано в Канаде – 522 млрд т, в Венесуэле – 14, Кувейте – 13 [1]. Запасы битуминозной нефти (до 4 млрд т) имеются в Татарстане на малых глубинах и на Оленекском месторождении битумов на северо-востоке Восточной Сибири [2]. Промышленные запасы высоковязкой нефти на Сахалине разрабатываются методами нагнетания воды и пара [3].

Скрытая теплота фазового перехода пара в воду является значимой величиной, сравнимой по количеству с теплосодержанием горячей воды. Технологически выгодно, если для снижения вязкости

нефти будет использовано максимальное количество теплоты. С продвижением по скважине вниз пар остывает, может начаться конденсация. Тогда выделившаяся часть теплоты фазового перехода через колонну передается горной породе. Проблема заключается в доле теплового потенциала пара, доставляемого в пласт.

Первый промысловый опыт нагнетания пара в пласты был получен на месторождении Оха, Сахалин. Абсолютная проницаемость пластов была выше 1 мкм², эффективные толщины изменялись в интервале от 22 до 36 м, а глубины залегания пластов были менее 1 км. Нефтеотдача при вытеснении морской водой составила 20%. В 1968 г. начата закачка пара, и за 8 лет к 1976 г. нефтеотдача достигла 52%, а добыча нефти выросла с 147 до 250 тыс. т/год. Закачка пара увеличилась с 156 до 750 тыс. т/год [2].

С 1972 г. опыт нагнетания пара был перенят в Казахстане на месторождении Каражанбас. Пар закачивался в 27 нагнетательных скважин. Объемы закачек пара были выше 400 тыс. т/год, т.е. 1100 т/сут. В среднем на одну нагнетательную

скважину приходился расход пара в 41 т/сут. Добыча нефти составила более 150 тыс. т/год. Глубины залегания пластов были от 500 до 800 м, вязкость нефти до 200 мПа·с. Нагнетание пара повысило фактическую добычу нефти, а нефтеотдача выросла примерно на 50%. При вытеснении холодной водой она составляла не более 18% [3].

Проблема нагнетания пара актуальна для Татарстана и сегодня. Специалисты сообщают о пробном применении пара на битуминозных месторождениях, когда давление пара в устье скважин составляло 12 МПа. При этом теплота фазового перехода не доставляется в пласт, а обогревает скважину и горную породу. Такая закачка не достигает цели даже при умеренных глубинах.

Но при больших расходах пара и малых глубинах залегания снижение температуры может быть мало, пар может оставаться сухим до забоя. Температура пара лишь снизится, конденсация не начнется. Теплота фазового перехода полностью попадет в пласт. При малых же расходах температура пара существенно снижается, из-за чего начинается конденсация. Повышение статического давления в скважине влияет незначительно. При средней плотности пара 20 кг/м³ и высоте колонны 500 м статическое давление может повыситься не более чем на 1 атм. Перепады для преодоления фильтрационного сопротивления и на подъем нефти являются главными слагаемыми в давлении нагнетания в устье. Вытеснению паром эксперты отводят в будущем значительную роль как перспективному способу извлечения битуминозной нефти из верхних горизонтов [4, 5]. Причем предпочтителен сухой пар, который проникает в поры размером менее 100 нм. Диаметр молекул сухого пара составляет 0.227 нм, тогда как диаметр молекул водорода равен 0.222, кислорода – 0.302, метана – 0.333. Влажный пар менее эффективен, чем сухой – капельки воды блокируют мелкие поры.

В последние годы получила известность новая канадская технология вытеснения паром высоковязкой нефти. Она состоит в бурении парных скважин: нагнетательной для пара, с почти горизонтальным интервалом перфорации вблизи кровли, и добычной с интервалом приемистости нефти вблизи подошвы. Под кровлю нагнетается пар, в пласте он под действием гравитационных сил опускается, конденсируется в воду и вытесняет нефть вниз к забою горизонтальной добывающей скважины.

Цель настоящей работы заключается в расчете температурных потерь по колонне скважины при нагнетании сухого пара, а также выявлении возможного значения глубины доставки пара без конденсации.

ДАВЛЕНИЯ В УСТЬЯХ И ЗАБОЯХ СКВАЖИН

Оценим давление в устье, требуемое для нагнетания пара, если известен дебит нефти и опре-

делена абсолютная проницаемость пласта. Ограничимся осесимметричной стационарной фильтрацией и однородным горизонтальным пластом. Примем давление в устье добычных скважин равным чуть больше атмосферного. Давления в их забоях должно компенсировать статический напор нефти и обеспечивать динамический перепад по колонне дебита согласно формуле Пуазейля. Давление в забое добычной скважины составляет

$$p_1 = p_0 + \rho g H + 8\mu Q H / (\pi R^4),$$

где p_0 – давление в устье; ρ , μ – плотность и вязкость пластовой нефти; Q – дебит скважины; H – глубина забоя; R – внутренний радиус скважины.

Плотность тяжелой битуминозной нефти близка к плотности воды, она обычно выше 900 кг/м³. Статический перепад давления почти такой же, как у воды: на 11 м 0.1 МПа, на 110 м – 1 МПа, на 220 м – 2 МПа. Но есть еще динамический перепад, пропорциональный вязкости и дебиту. При вязкости 30 мПа·с и дебите 2 т/сут для глубин 220 м и радиусе 0.1 м получаем значение необходимого динамического перепада 1.9 МПа. В забое добычной скважины должно быть давление порядка 4 МПа.

Перепад давления в самом начале процесса вытеснения представим формулами для бесконечного нефтяного пласта, когда в центре расположена нагнетательная скважина, а вокруг нее симметрично на расстоянии l несколько добывающих (2, 3 или 4) скважин

$$\begin{aligned} \Delta p &= \frac{\mu Q}{\pi k h} \ln \frac{l}{R_c}, & \Delta p &= \frac{3\mu Q}{2\pi k h} \ln \frac{l}{R_c}, \\ \Delta p &= \frac{2\mu Q}{\pi k h} \ln \frac{l}{R_c}. \end{aligned} \quad (1)$$

Здесь h – эффективная толщина пласта, k – абсолютная проницаемость, l – расстояние между нагнетательной и добычной скважинами, R_c – внешний радиус скважины, Δp – разность давлений в забоях нагнетательной и добычной скважин.

Если в одну нагнетательную скважину на четыре добычные закачивается пар, то использовать надо третью из формул (1). Например, для $l = 300$ и $R_c = 0.1$ м множитель с логарифмом составит 8. При дебите нефти, равном 2 м³/сут, и вязкости 50 мПа·с числитель дроби составит 2.31×10^{-6} . Для толщины пласта 20 м и проницаемости 1 мкм² $\Delta p = 3.68$ МПа. Перепад давления вполне приемлемый. При давлениях менее 4 МПа и высоких температурах пар не конденсируется, он остается сухим выше 250°C. Давление нагнетания в устье должно быть не выше 4 МПа, а температура пара много выше 250°C, порядка 350°C или еще выше, чтобы пар дошел сухим до забоя. Получение пара высокой температуры и его доставка до устьев скважин сами по себе являются значительной производственной проблемой.

КОНДЕНСАЦИЯ ПАРА В КОЛОННЕ

Для доставки сухого пара в пласт нужно, чтобы температура до забоя не упала ниже температуры на линии насыщения. Желательно, чтобы пар конденсировался только после входа в пласт. В забое точка графика (p , T) должна оставаться выше линии насыщения, изображенной на рис. 1. Линия насыщения может быть описана одним из уравнений (давление – в МПа, температура – в °С):

$$T = 179.3p^{0.239} \text{ или } p = 3.795 \times 10^{-10} T^{-4.18}. \quad (2)$$

Вместе с аппроксимацией (2) на рис. 1 представлены табличные значения, взятые из [6]. Пар при 300°С может оставаться в газовой фазе при давлении ниже 8.6 МПа. При более высоких давлениях и температуре 300°С возможна только жидкая фаза. Если устьевое давление составляет 12 МПа, то пар при 320°С должен конденсироваться.

Нагнетание сухого пара в пласт способствует наращиванию добычи. С конденсацией пара пласт греется быстрее, снижается вязкость нефти и падает фильтрационное сопротивление. Перепад давления по пласту снижается.

Если давление в устье – 4 МПа, то температура пара не должна падать ниже 250°С, иначе конденсация пара станет неизбежной. По пласту давление снижается от забоя к добычным скважинам, это снижение работает на сохранение теплоты фазового перехода и чуть дальше от забоя. С обогревом пласта конденсация пара происходит все дальше от забоя, охватывая пласт паром. Если в устье пар имеет температуру 350°С, то ее снижение по стволу должно быть менее 100 градусов.

Для предварительного прогноза примем теплоемкость пара равной 2.5×10^3 Дж/(кг К). Тогда, как и в случае нагнетания горячей воды [7], полу-

чаем аналитическую формулу, но уже для температуры пара по скважине:

$$T(z) = T_n + \Gamma z - \Gamma \beta (1 - e^{-\beta z}) + (T_y - T_n) e^{-\beta z}, \quad (3)$$

$$\beta = \frac{2\pi\lambda}{c_n G \ln(1.56\sqrt{at}/R_c)}.$$

Здесь T_n – температура нейтрального слоя, °С; T_y – температура пара на устье, °С; c_n – массовая теплоемкость пара, Дж/(кг К); G – массовый расход пара (который следует перевести в кг/с); λ , a – теплопроводность (в Вт/(м К)) и температуропроводность горной породы (в м²/с); t – время от начала работы, с; R_c – внешний радиус скважины, м; Γ – геотермальный градиент, К/м. Здесь и далее температура задается в более удобной в данном случае шкале Цельсия, но в дифференциальных по температуре величинах используются градусы Кельвина.

На рис. 2 даны графики температур для различных массовых расходов пара, близких к промысловым значениям, согласно (3).

Температура пара снижается довольно быстро. Например, для расхода 50 т/сут температура снижается на 100°С к глубине 180 м. На глубине 500 м при том же расходе она упала бы до 150°С, если бы пар не конденсировался. Конденсация пара способствует компенсации утерянного в горную породу тепла и замедляет падение температуры. Для влажного пара задача уже требует нового рассмотрения с переходом на новую методику численных расчетов.

В табл. 1, 2 приведены данные для плотности пара и его массовой теплоемкости в ограниченной области невысоких давлений. В виде матриц они включались в программу расчетов пакета Mathcad. Область выбрана в соответствии с задачей до-

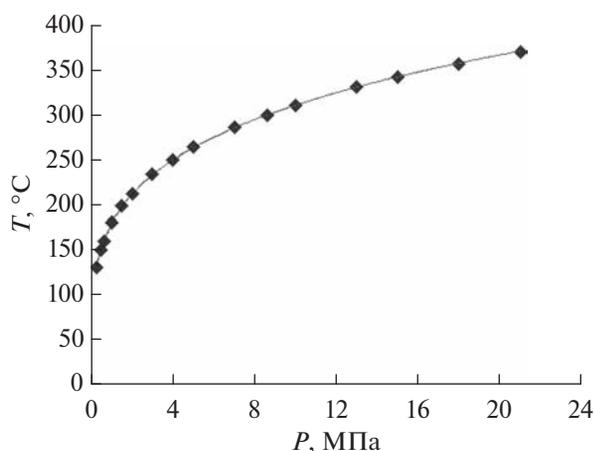


Рис. 1. Линия насыщения; выше линии – сухой пар, ниже линии – вода; символы – замеренные значения [6].

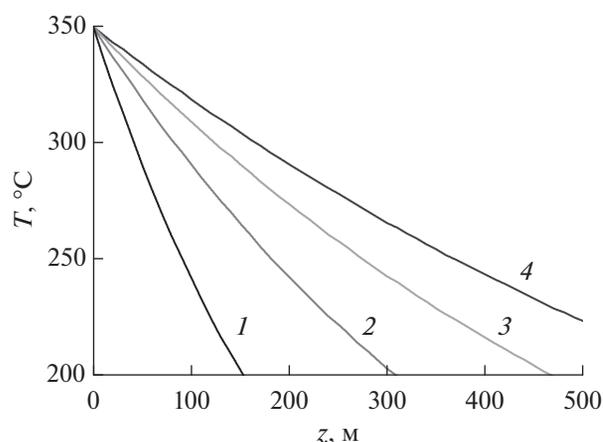


Рис. 2. Графики снижения температуры сухого пара по скважине при небольших давлениях: 1 – 25 т/сут, 2 – 50, 3 – 75, 4 – 100.

Таблица 1. Плотность (в кг/м³) водяного пара и воды при давлениях от 1 до 6 МПа и высоких температурах [6]

$T, ^\circ\text{C}$	$p = 1$	$p = 2$	$p = 3$	$p = 4$	$p = 5$	$p = 6$
200	4.854	10.54	19.67	667	667	668
220	4.608	9.794	15.97	650	651	652
240	4.586	9.214	14.66	629	630	632
260	4.203	8.741	13.74	19.30	25.87	606
280	4.039	8.333	12.95	18.02	23.64	30.12
300	3.876	7.968	12.32	16.98	22.65	27.62
320	3.731	7.675	11.76	16.13	20.79	26.77
340	3.597	7.353	11.27	15.38	19.72	24.31
360	3.484	7.092	10.83	14.73	18.80	23.10
370	3.425	6.959	10.63	14.43	18.39	22.52

Таблица 2. Удельная теплоемкость пара и воды (в 10³ Дж/(кг К)) при давлениях от 1 до 6 МПа и высоких температурах [6]

$T, ^\circ\text{C}$	$p = 1$	$p = 2$	$p = 3$	$p = 4$	$p = 5$	$p = 6$
200	2.43	4.49	4.48	4.48	4.47	4.45
220	2.31	2.95	4.62	4.52	4.53	4.55
240	2.24	2.65	3.34	4.78	4.75	4.70
260	2.19	2.49	2.91	3.55	4.98	4.60
280	2.16	2.39	2.68	3.08	3.64	4.51
300	2.14	2.32	2.54	2.82	3.17	3.24
320	2.13	2.29	2.45	2.65	2.90	3,21
340	2.12	2.24	2.38	2.54	2.73	2,95
360	2.12	2.22	2.33	2.46	2.61	2.77
370	2.12	2.21	2.32	2.43	2.66	2.71

ставки в пласт скрытой теплоты фазового перехода пара. Также эти таблицы используются при нахождении температуры пара по стволу скважины.

ДОСТАВКА СУХОГО ПАРА В ПЛАСТ

Наибольший результат от применения пара получается, если температура пара в забое остается выше температуры конденсации пара, т.е. выше линии фазового перехода [7] (рис. 1). Очевидна причина неудачи с доставкой пара к устьям скважин: если в устье давление 12 МПа, то температура пара должна быть выше 320°C, иначе конденсация пара неизбежна (рис. 1). В случае нагнетания горячей воды принятие постоянной удельной теплоемкости вполне оправдано [7, 8]. Однако для пара задача требует более детального изучения. Вместо уравнения состояния пара как идеального газа лучше пользоваться непосредственно таблицами лабораторных данных. В открытом доступе размещен калькулятор вычисления термодинамических свойств пара фирмы TLV (Япония) [9], есть и разработки МЭИ [10, 11]. Уравнение состояния газа подходит для сухого пара при малых дав-

лениях, но при больших предпочтительнее пользоваться табличными данными, как и для удельной теплоемкости.

Теплоемкость претерпевает скачок на линии насыщения (табл. 2). В жидкой фазе изменчивость слабее: от 4.2 при низких давлениях до 4.5 при высоких. Для пара теплоемкость меняется круче. При небольших давлениях удельная теплоемкость пара раза в два меньше, чем для воды. При давлениях более 6 МПа, теплоемкость пара выше, чем у воды. С ростом давления на 1 МПа теплоемкость пара растет на 0.1–0.2. При росте статического давления на 0.1 МПа теплоемкость пара растет лишь на значение 0.01–0.02. Таким образом, в задаче допустимо пренебречь зависимостью теплоемкости пара от изменения давления по колонне и перейти к аппроксимациям теплоемкости пара только от температуры. Имеет смысл получить явные аппроксимации теплоемкости пара от температуры при фиксированных давлениях. Эти аппроксимации пригодны лишь в рассматриваемой области. Рекомендуются аппроксимации параболой для удельной теплоемкости в паровой фазе от 374°C

и до линии насыщения. Для фиксированных давлений в устье 3–5 МПа можно пользоваться выражениями

$$\begin{aligned} c_{n3}(T) &= 4 \times 10^{-5}(T - 300)^2 - \\ &- 0.0059(T - 300) + 2.5896, \\ c_{n4}(T) &= 7 \times 10^{-5}(T - 300)^2 - \\ &- 0.0103(T - 300) + 2.8354, \\ c_{n5}(T) &= 10^{-4}(T - 300)^2 - \\ &- 0.016(T - 300) + 3.1812, \end{aligned} \quad (4)$$

где удельная теплоемкость задается в Дж/(кг К), температура – в °С.

При более высоких давлениях доставка сухого пара нереализуема.

РАСЧЕТ СНИЖЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ

Согласно условию баланса тепла для элемента dz потока пара в скважине [12] имеем задачу

$$d(c_n T) = -\frac{2\pi\lambda_r(T - T_r)}{G \ln(1.56\sqrt{at}/R_c)} dz, \quad (5)$$

$$T_r(z) = 15 + 0.03z; \quad T(0) = 350^\circ\text{C}.$$

Здесь T – температура пара, °С; T_r – температура горной породы, °С; λ – теплопроводность горных пород, Вт/(м К); c_n – массовая теплоемкость пара, зависящая от температуры, Дж/(кг К).

Из (5) ясно, что температура $T(z)$ находится без участия давления, но уравнение нелинейное. Задача (5) решается для привычных исходных данных: давление при расчете теплоемкости в колонне равно 4 МПа; внешний радиус скважины – 0.1 м; время от начала нагнетания пара до установившегося режима – четверть года; $a = 20 \text{ м}^2/\text{год}$ ($6.3 \times 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$ – характерное значение температуропроводности горных пород [13]). Тогда в формуле (5) значение логарифма равно 3.55. Расчеты приводятся для разных расходов пара, как на рис. 2. Расход пара $G = 100 \text{ т/сут}$ соответствует 1.16 кг/с. Расход считается в т/сут, поэтому появляются переводные множители. Выбираем теплопроводность горных пород $\lambda = 1.6 \text{ Вт}/(\text{м К})$ (в практических расчетах величина эффективной теплопроводности может быть уточнена, включая ее температурно-барическую зависимость [14]). Шаг приращения принимаем $dz = 10 \text{ м}$, произведение $2\pi\lambda dz = 100.5$, которое необходимо разделить на 3.55, умножить на 86400 и разделить на 10^6 для расчетов в т/сут. Разность температур в устье составляет $350^\circ\text{C} - 15^\circ\text{C} = 335^\circ\text{C}$, но меняется с каждым очередным шагом вглубь. Для вычислений задача (5) может быть записана более наглядно:

$$d(c_n T) = -2.45 \frac{T - T_r}{G}, \quad T(0) = 350^\circ\text{C}. \quad (6)$$

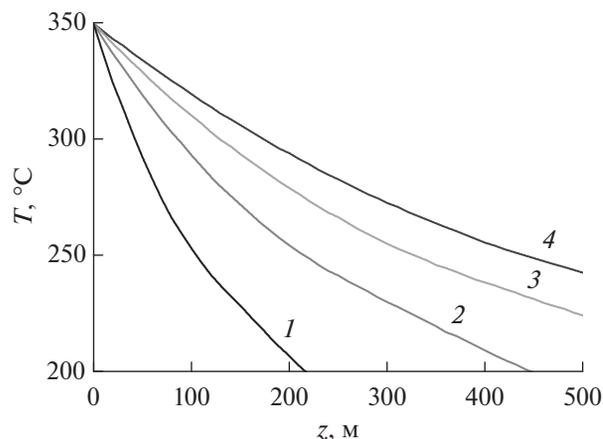


Рис. 3. Снижение температуры сухого пара от 350°C вниз по скважине при расчете с учетом температурной зависимости удельной теплоемкости пара для расходов: 1 – 25 т/сут, 2 – 50, 3 – 75, 4 – 100.

В этом случае снижение теплосодержания (равное оттоку тепла в горную породу на первом шаге в 10 м) $d(c_n T) = -8.19$ при расходе пара 100 т/сут составит $d(c_n T) = -8.19$. Согласно табл. 2, теплоемкость пара зависит от давления и температуры: для давления 4 МПа и 350°C в устье скважины $c_n = 2.5 \times 10^3 \text{ Дж}/(\text{кг К})$ и растет со снижением температуры. Спад температуры за первые 10 м составляет 3.28°C . Далее надо пересчитывать теплоемкость пара c_n на новом шаге с новой температурой почти 346.7°C и тем же давлением. По аппроксимации (4) находим $c_n = 2.51 \times 10^3 \text{ Дж}/(\text{кг К})$. На втором шаге температуры меняются на новые и правая часть делится на $2.51 \times 10^3 \text{ Дж}/(\text{кг К})$. В результате получаем снижение температуры на 3.2°C . Далее процесс счета повторяем циклически.

Расчеты проведены по программе с использованием циклических вычислений по (5), (6) согласно разностной схеме первого порядка точно. На рис. 3 приведены графики снижения температур для расходов 25, 50, 75, 100 т/сут. Видно, что при расходе 50 т/сут температура пара снижается до начала конденсации уже на глубине более 200 м, тогда как рис. 2 – около 180 м. Учет изменения теплоемкости улучшил результаты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье предложено исследование температурных потерь по колонне скважины для случая нагнетания сухого пара и выявлены возможности его доставки до забоя без конденсации.

Необходимо отметить, что нагнетание пара до сих пор не получило повсеместного распространения в добыче нефти. Виной тому являются потери тепла в горную породу по колонне скважины. Не было и промысловых экспериментов по нагнетанию сухого пара. Тем не менее в статье

показано, что если залежь хорошо проницаема и залегаёт на глубине до 300 м, то можно надеяться на доставку теплоты сухого пара в пласт. При этом требуется пар высокой температуры, нагнетание необходимо производить при низких давлениях, а сам пласт должен быть хорошо проницаемым или подготовленным гидроразрывами [15].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Максutow P.A., Орлов Г.А., Осипов А.В.* Освоение запасов высоковязких нефтей в России. ОАО "РИТЭК" Нефтеотдача // Технологии ТЭК. 2005. № 6. С. 36.
2. *Вахитов Г.Г.* Нефтяная промышленность России: вчера, сегодня, завтра. М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2012. 400 с.
3. *Байбаков Н.К., Гарушев А.Р.* Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1988. 343 с.
4. *Kokal S., Al-Kaabi A.* Enhanced Oil Recovery: Challenges & Opportunities // World Petroleum Council: Official Publication. 2010. V. 64(1). P. 64.
5. *Mokheimer E.M.A., Hamdy M., Abubakar Z., Shakeel M.R., Habib M.A., Mahmoud M.* A Comprehensive Review of Thermal Enhanced Oil Recovery: Techniques Evaluation // J. Energy Resour. Technol. 2019. V. 141. № 3. 030801.
6. *Алишаев М.Г.* Уточнение потерь тепла для геотермальной скважины // Изв. РАН. Энергетика. 2010. № 1. С. 36.
7. *Александров А.А., Григорьев Б.А.* Таблицы теплофизических свойств воды водяного пара: Спр. М.: МЭИ, 1999. 168 с.
8. *Alishaev M.G., Beybalaev V.D., Aliev R.M., Aliverdiev A.A.* Heating and Cooling of Water Injected Into the Well // Thermal Science. 2021. V. 25. Spec. № 2. P. S315.
9. <https://toolbox.tlv.com/global/ТИ/calculator/>
10. <http://twf.mpei.ru/MCS/>
11. *Александров А.А., Орлов К.А., Очков В.Ф.* Теплофизические свойства рабочих веществ теплоэнергетики. Спр. М.: Изд. дом МЭИ, 2019. 224 с.
12. *Бадертдинова Е.Р., Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н.* Термогидродинамические исследования вертикальных нефтяных скважин // ТВТ. 2011. Т. 49. № 5. С. 795.
13. *Магид М.Ш., Авчян Г.М., Дортман Н.Б. и др.* Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика): Спр. геофизика / Под ред. Н.Б. Дортман. М.: Недра, 1976. 527 с.
14. *Emirov S.N., Aliverdiev A.A., Zarichnyak Y.P., Emirov R.M.* Studies of the Effective Thermal Conductivity of Sandstone under High Pressure and Temperature // Rock Mech. Rock Eng. 2021. V. 54. P. 3165.
15. *Хайруллин М.Х., Гадильшина В.Р., Шамсиев М.Н., Морозов П.Е., Абдуллин А.И., Бадертдинова Е.Р.* Термогидродинамические исследования вертикальных скважин с трещиной гидравлического разрыва пласта // ТВТ. 2017. Т. 55. № 1. С. 129.