

УДК 622.24; 519.868

РАСЧЕТ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ОПУСКНОГО ТЕЧЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В СКВАЖИНЕ С УЧЕТОМ ПРОТАИВАНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

Мусакаев Наиль Габсалимович^{1,2},
musakaev@ikz.ru

Бородин Станислав Леонидович¹,
borodin@ikz.ru

¹ Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН, Россия, 625026, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74.

² Тюменский государственный университет, Россия, 625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью расчетов параметров закачиваемого в нефтесодержащей пласт теплоносителя на всем протяжении его движения от выхода из нагревателя или парогенератора до пористого коллектора. Основным используемым сегодня методом разработки залежей высоковязких и битумных нефтей является закачка в нефтяной пласт теплового агента (горячая вода или пар). При таком способе повышения нефтеотдачи пластов происходит снижение вязкости нефти и увеличивается коэффициент извлечения нефти. Повышение коэффициента извлечения нефти может привести к рентабельности разработки месторождений с высоковязкими нефтями. Поскольку для производства горячей пароводяной смеси нужны достаточно большие энергетические затраты, и для эффективного теплового воздействия на нефтяную залежь требуется при достаточно высоких скоростях закачки значительный объем теплоносителя, то для успешной реализации данного метода разработки необходимы предварительные расчеты на базе адекватной математической модели, в которой учтены различные аспекты изучаемого процесса.

Целью исследования является анализ влияния различных факторов на характер распределения по глубине скважины параметров теплоносителя, а также интенсивность протаивания многолетнемерзлых пород.

Объекты: гидродинамические и теплофизические процессы, протекающие при движении теплоносителя в нагнетательной скважине, с учетом теплового взаимодействия с окружающей горной породой.

Методы. Теоретическое исследование выполнено на базе методов механики многофазных систем и вычислительной математики. Задача нахождения параметров опускного двухфазного потока в нагнетательной скважине разбивается на две части. В первой части определяются термодинамические параметры стационарного нисходящего течения горячей пароводяной смеси в подъемной колонне скважины с учетом тепловых потерь в окружающие горные породы. Во второй исследуется нестационарное распространение в горной породе теплоты, поступающей от скважины, с учетом возможного протаивания многолетнемерзлых пород. С учетом найденного распределения температуры в окружающих породах происходит переход к первой части.

Результаты. Приведена математическая модель опускного течения теплоносителя в нагнетательной скважине с учетом внешнего теплообмена скважинного продукта с окружающими горными породами (в том числе и многолетнемерзлыми). На ее базе численно изучено влияние различных факторов (массовый расход и сухость нагнетаемого пара, различная толщина теплоизолирующего материала на внешней поверхности подъемной колонны и т. п.) на изменение термодинамических параметров двухфазного потока по глубине скважины, а также темпы растепления многолетнемерзлых пород. Получены зависимости радиуса протаявшей зоны в мерзлых грунтах от массового расхода закачиваемого теплоносителя, а также от различного заполнения кольцевого зазора скважины.

Ключевые слова:

Численное исследование, многолетнемерзлые породы, теплоноситель, двухфазное течение, теплопередача.

Введение

В последнее десятилетие в мире наблюдается достаточно устойчивая тенденция к росту потребления нефти для нужд энергетики и химической промышленности [1, 2]. При этом большинство исследователей полагают, что только 20–30 % от оставшихся мировых запасов нефти может быть извлечено с помощью традиционных методов разработки нефтяных месторождений. Поэтому в мире разрабатываются и применяются различные методы, позволяющие повысить коэффициент извлечения нефти (КИН) [3]. Также активно прорабатываются вопросы извлечения нефти из месторождений с трудно извлекаемыми запасами углеводородного сырья. К таким месторождениям относятся залежи высоковязких и битумных

нефтей (тяжелые нефти). Ряд отечественных нефтедобывающих компаний проводят исследования по совершенствованию способов и мероприятий, направленных на экономически обоснованную добычу углеводородного сырья из таких месторождений [3–6]. Основным используемым сегодня методом разработки таких залежей является закачка в нефтяной пласт теплового агента (горячая вода или пар) [6–9]. На этот способ в настоящее время приходится до 90 % всей нефти, добываемой из месторождений с тяжелыми нефтями.

При закачке теплоносителя в пласт происходит повышение температуры пористого коллектора и насыщающего флюида [6, 10]. Это приводит к довольно резкому снижению вязкости тяжелой нефти,

увеличивая ее подвижность. Соответственно возрастает скорость фильтрационного течения и увеличивается КИН. Как следствие, становится экономически оправданным разработка месторождений с тяжелыми нефтями.

Производство теплоносителя требует достаточно больших затрат энергии. Кроме того, для эффективного теплового воздействия на нефтяную залежь требуется значительный объем теплоносителя при достаточно высоких скоростях закачки газожидкостной смеси в пласт. При использовании в качестве теплоносителя пара необходимо, чтобы он на входе в пласт имел высокую степень сухости (массовая доля пара в двухфазной смеси «вода-пар»). Все это указывает на необходимость проведения оптимизации данного теплового метода разработки нефтяных месторождений. Поэтому нужны расчеты параметров закачиваемого теплоносителя (температура, паросодержание и т. д.) на всем протяжении его движения от выхода из нагревателя или парогенератора до пористого пласта [7, 11]. Такие расчеты должны быть выполнены на основе адекватной математической модели, в которой учтены различные аспекты изучаемого процесса.

В работе проведено численное исследование гидродинамических и теплофизических процессов, протекающих при движении теплоносителя в нагнетательной скважине, с учетом теплового взаимодействия с окружающей горной породой. Так как рассматривается случай эксплуатации нагнетательной скважины в районах вечной мерзлоты, то для адекватного моделирования газожидкостного течения произведен учет нестационарного теплообмена скважинного продукта с многолетнемерзлыми породами.

Основные допущения и уравнения

При проведении численного исследования рассмотрим в следующем виде постановку задачи об опускном течении теплоносителя (пароводяная смесь) в подъемной колонне от устья к забою нагнетательной скважины. Значения параметров закачиваемого в пласт теплоносителя являются известными на устье скважины (на выходе из парогенератора или нагревателя), его массовый расход $m = \text{const}$. Принимаются следующие обозначения: r – радиальная ось, эта координата отсчитывается от оси вертикальной скважины; z – вертикальная ось, и ее начало находится на устье.

При создании математической модели использованы упрощающие допущения [12], которые для изучаемого процесса формулировались так: в каждом сечении скважины температура обеих фаз (воды и пара) одинакова; конденсация пара или испарение воды происходит в равновесном режиме; теплопроводность вдоль оси z пренебрежимо мала по сравнению с конвективным теплопереносом в этом направлении [13]; породы, окружающие скважину, однородны и изотропны; при растеплении многолетнемерзлых пород отсутствует массоперенос жидкой фазы; сезонные изменения температуры на земной поверхности не учитываются [14]. Так как переходные про-

цессы, связанные с остановкой или пуском в эксплуатацию скважины, как правило, носят кратковременный характер, то будем полагать, что двухфазный поток в скважине является установившимся. При описании теплоотдачи в системе «скважина – окружающая горная порода» рассмотрим квазистационарное распределение температуры. Это допущение вполне оправданно, так как согласно приведенным в работе [15] оценкам, влияние нестационарного характера температурных полей в данной системе на коэффициент теплоотдачи является малозначительным.

Система уравнений, на основе которой можно описать опускное двухфазное течение в нагнетательной скважине, имеет в одномерном приближении следующий вид [16–19]:

$$\begin{aligned} \frac{dp}{dz} &= -F_w + \rho g, \\ mc \frac{dT}{dz} &= \frac{m_v}{\rho_v} \frac{dp}{dz} - L_{lv} \frac{dm_v}{dz} - Q_w, \\ \rho &= \rho_l (1 - \alpha) + \rho_v \alpha, \quad \rho_l = \text{const}, \quad \rho_v = \frac{p}{Z_v R_v T}, \\ Z_v &= \left[0,17376 \cdot \ln \left(\frac{T}{T_k} \right) + 0,73 \right]^{\frac{p}{p_k}} + 0,1 \cdot \frac{p}{p_k}, \\ F_w &= \frac{\lambda_w}{4r_w} \left(\rho_l \frac{(1 - \varphi)^2}{1 - \alpha} + \rho_v \frac{\varphi^2}{\alpha} \right) W^2, \\ \lambda_w &= 0,067 \left(\frac{158}{\text{Re}} + \frac{\varepsilon}{r_w} \right)^{1/5}, \quad Q_w = 2\pi r_w q_w, \\ m_l + m_v &= m = \text{const}, \quad mc = m_l c_l + m_v c_v, \\ m_l &= \rho_l (1 - \varphi) S W, \quad m_v = \rho_v \varphi S W, \\ k_v &= \frac{m_v}{m}, \quad \varphi = \left(1 + \frac{\rho_v m_l}{\rho_l m_v} \right)^{-1}, \\ W &= \frac{1}{S} \left(\frac{m_l}{\rho_l} + \frac{m_v}{\rho_v} \right), \quad S = \pi r_w^2, \end{aligned}$$

где p и T – давление и температура пароводяного потока; r_w – внутренний радиус подъемной колонны; c_j , m_j , μ_j и ρ_j – удельная теплоемкость при постоянном давлении, массовый расход, коэффициент динамической вязкости и плотность водяного пара ($j=v$) и воды ($j=l$), соответственно; Re – число Рейнольдса; ε – размер шероховатости; λ_w – коэффициент трения между пароводяным потоком и внутренней поверхностью подъемной колонны; φ и α – объемное расходное и объемное паросодержание; R_v и Z_v – газовая постоянная водяного пара и его коэффициент сверхсжимаемости [20]; T_k и p_k – эмпирические критические параметры для пара; L_{lv} – удельная теплота парообразования; k_v – массовая доля насыщенного пара во влажном (сухость пара); q_w – удельная (на единицу площади) интенсивность отвода теплоты от двухфазного потока.

На величину температуры двухфазного потока в подъемной колонне скважины влияет температура на внешней поверхности скважины $T_c(z)$ [21], значение которой существенным образом зависит от распределения температуры в горных породах. Основные уравнения, описывающие распространение теплоты в породах, в том числе и многолетнемерзлых (с учетом возможного их протаивания), окружающих нагнетательную скважину, представлены в ряде публикаций, например, в [9]. В настоящей работе решение этой системы уравнений осуществлено на базе неявной схемы с использованием метода энтальпий [17].

Результаты расчетов

Значения параметров теплоносителя по глубине нагнетательной скважины для текущего момента времени t определяются с учетом известных значений на устье скважины на основе интегрирования вышеприведенной системы уравнений. При этом величина q_w находится с учетом известного распределения температуры $T_c(z)$ (в начальный момент времени она принимается равной геотермальной). Затем с учетом вычисленных значений $T(z)$ решается нестационарная задача о распространении в окружающей породе теплоты, т. е. для следующего временного шага осуществляется нахождение для каждого значения z распределения температуры в горных породах, в том числе и $T_c(z)$ (для зоны распространения ММП также вычисляется радиус талой зоны $\theta(z)$) [17].

Была разработана программа по нахождению параметров потока двухфазной смеси в нагнетательной скважине, и на ее основе проведены вычислительные эксперименты. При проведении расчетов были приняты следующие значения параметров (если не оговорено дополнительно) [13, 22–24]: $m=1$ кг/с, $r_w=0,031$ м, $\lambda_f=0,5$ (кг·м)/(с³·К), $\lambda_p=0,05$ (кг·м)/(с³·К), $R_p=461$ м²/(с²·К), $T_k=647$ К, $p_k=21,8$ МПа, $\varepsilon=10^{-5}$ м, $g=9,8$ м/с²; параметры теплоносителя на устье $p_{or}=9,6$ МПа, $k_{or}=0,9$; температура теплоносителя на устье соответствует равновесной температуре парообразования при $p=p_{or}$; $r_c=0,125$ м; $\mu_f=10^{-4}$ кг/(м·с); $\mu_p=10^{-5}$ кг/(м·с); коэффициент теплопроводности металлических труб $\lambda_{met}=45$ (кг·м)/(с³·К) и бетонного кольца $\lambda_b=1,1$ (кг·м)/(с³·К); глубина скважины $H=1000$ м; глубина залегания многолетнемерзлых пород $h=200$ м. На внешней поверхности подъемной колонны нет теплоизоляционного материала, в межтрубном пространстве скважины находится вода. Значения удельных теплоемкостей c_v и c_l определялись путем интерполяции табличных данных.

Параметрами процесса закачки теплоносителя в нефтенасыщенный пласт можно управлять, меняя на устье скважины массовый расход и сухость нагнетаемого пара. Вычислительные эксперименты с различными значениями массового расхода закачиваемого в пласт теплоносителя m приведены на рис. 1. Из данных, представленных на этом рисунке, видно, что при движении теплоносителя от устья к забою нагнетательной скважины происходит уменьшение массовой концентрации пара, обусловленное его конденсацией.

Но использование парогенератора с производительностью 3,6 т/ч обеспечивает доставку пара к забою скважины. Также из рис. 1 видно, что через сутки после начала закачки теплового агента наблюдается уменьшение температуры пароводяной смеси как по глубине, так и на забое скважины, связанное с уменьшением количества сконденсированного пара вследствие меньших потерь теплоты, благодаря прогреву окружающих пород. Данный прогрев и соответствующее снижение количества сконденсированного пара обуславливает меньшие значения плотности двухфазной смеси, а это способствует, в свою очередь, снижению градиента давления. Также стоит отметить, что отдача теплоты в окружающие породы при наличии пара компенсируется выделением скрытой теплоты его конденсации (температура продолжает расти). После полной конденсации пара происходит резкое падение температуры в стволе скважины (линия 1). В результате теплообмена скважинного продукта с окружающими мерзлыми породами происходит их протаивание в радиусе примерно 35 см от оси скважины, при этом изменение массового расхода практически не оказывает влияния на величину радиуса талой зоны θ (расчетная разница – 2 мм).

На рис. 2 представлены зависимости температуры и массовой концентрации пара на забое скважины от величины массового расхода закачиваемого теплоносителя m . Видно, что изменение температуры имеет немонотонный характер. При низких значениях m весь пар успевает сконденсироваться в скважине (рис. 1, линия 1), при этом наблюдаются наименьшие значения температуры. Максимум на кривой $T(m)$ соответствует случаю полной конденсации пара непосредственно на забое. При дальнейшем увеличении расхода температура на забое скважины постепенно уменьшается, но при этом в пласт доставляется все большее количество пара. Поступивший на забой пар сконденсируется и выделит энергию уже непосредственно в пласте, что более благоприятно скажется на повышении эффективности разработки месторождения, нежели поступление горячей воды.

Можно отметить меньшую степень прогрева пород, залегающих в зоне распространения многолетнемерзлых пород (ММП) (рис. 3), по сравнению с остальным горным массивом, располагающимся ниже этой зоны, что обусловлено дополнительными тепловыми потерями вследствие плавления льда.

На рис. 4 приведены результаты расчетов с различными значениями массовой концентрации пара k_{or} на устье скважины. Анализ полученных данных показал, что для принятых в работе значений параметров для обеспечения доставки пара к забою скважины необходимо, чтобы величина k_{or} превышала 0,6. При более низких значениях полная конденсация пара происходит до достижения забоя.

Из рис. 4 видно, что с ростом величины k_{or} улучшаются показатели теплового воздействия, а именно, достигаются большие значения массовой концентрации пара на забое скважины. При этом растет количество теплоты, поступившей в пласт, т. к. пар содер-

жит большее количество теплоты, чем вода (при одинаковой температуре) благодаря запасу энергии фазового перехода [6]. Но наряду с этим положительным

аспектом увеличения значения k_{or} необходимо учитывать и отрицательные стороны, связанные с дополнительными затратами на повышение сухости пара.

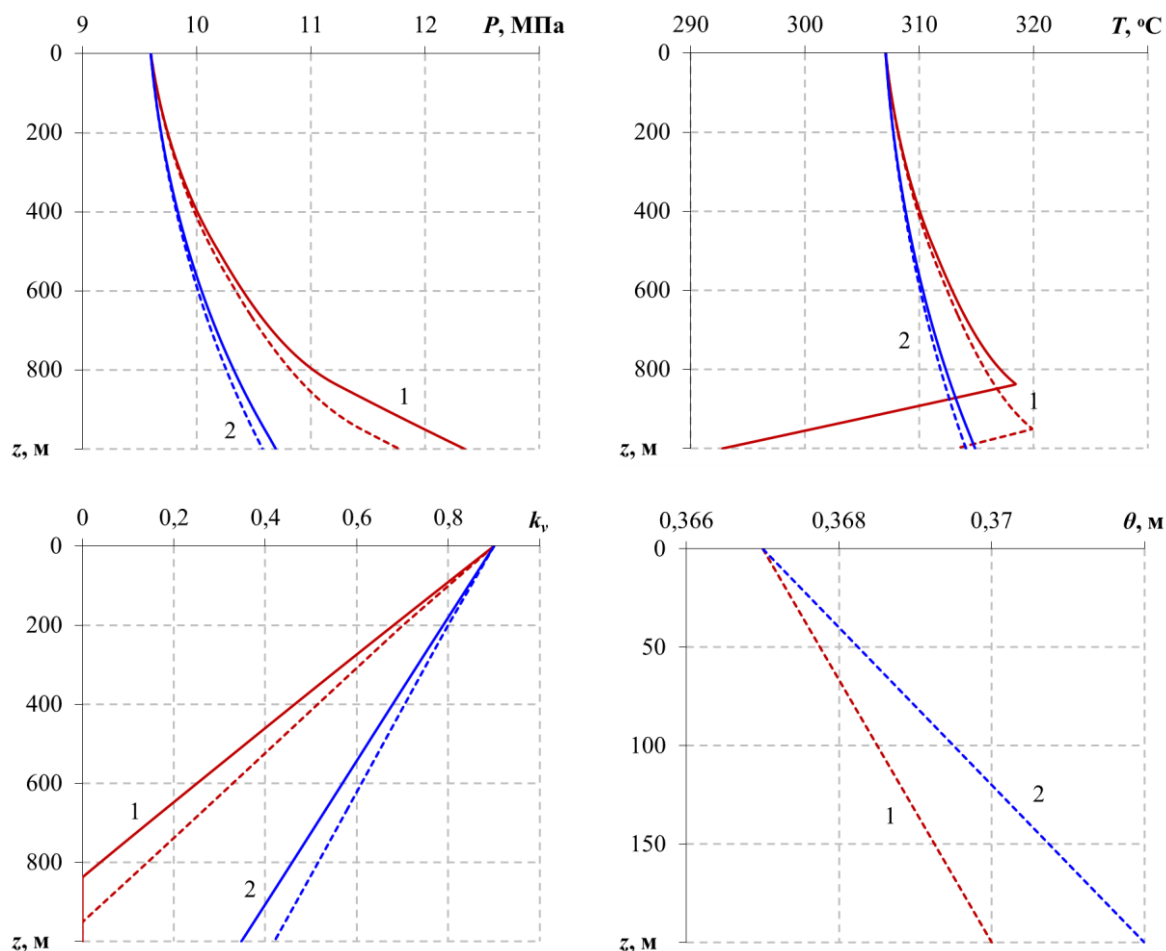


Рис. 1. Изменение по координате z давления p , температуры T , массовой концентрации пара k_v и радиуса талой зоны θ при различных значениях m . Линии 1 и 2 соответствуют $m=1,8$ и $3,6$ т/ч. Сплошная линия – начальный момент времени, штриховая – через сутки после начала закачки теплоносителя

Fig. 1. Change of pressure p , temperature T , steam mass content k_v and the thawed zone radius θ on coordinate z at various values of m . Lines 1 and 2 correspond to $m=1,8$ and $3,6$ t/h. The solid line is the initial time moment; the dashed line is a day after the start of the heat-transfer agent injection

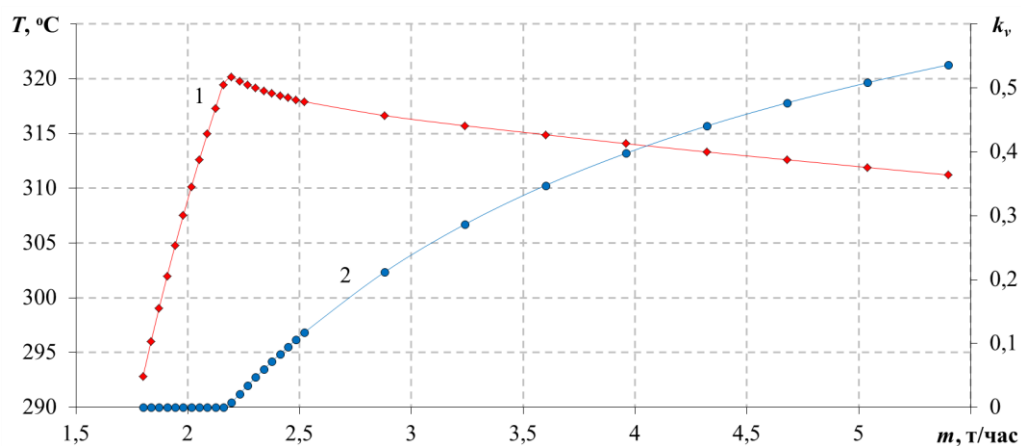


Рис. 2. Изменение температуры T (1) и массовой концентрации пара k_v (2) на забое скважины в зависимости от массового расхода (точки – отдельные расчеты, для удобства восприятия соединены линией)

Fig. 2. Change in temperature T (1) and steam mass content k_v (2) at the well bottom depending on the mass flow rate (points are separate calculations, for convenience of perception they are connected by a line)

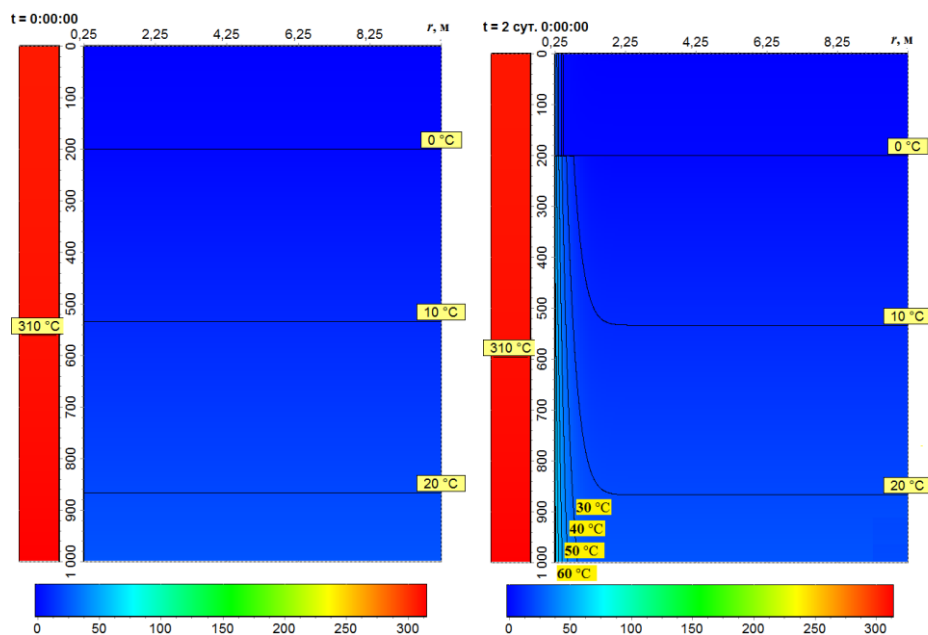


Рис. 3. Распределения температуры в скважине и окружающих породах в начальный момент времени (слева) и через 2 суток закачки теплоносителя (справа)

Fig. 3. Temperature distribution in the well and surrounding rocks at the initial time moment (left) and after two days of the heat-transfer agent injection (right)

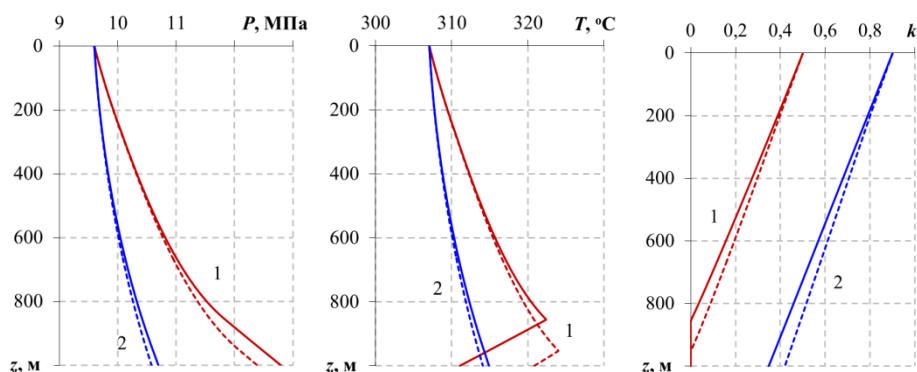


Рис. 4. Изменение по координате z давления p , температуры T и массовой концентрации пара k_v при различных значениях k_{or} . Линии 1 и 2 соответствуют $k_{or}=0,5$ и $0,9$. Остальные обозначения те же, что и на рис. 1

Fig. 4. Change of pressure p , temperature T and steam mass content k_v on coordinate z for various values of k_{or} . Lines 1 and 2 correspond to $k_{or}=0,5$ and $0,9$. The remaining notation is the same as in Fig. 1

Для повышения эффективности технологии закачки теплоносителя в нефтенасыщенный пласт необходимо доставить двухфазную смесь к забою скважины с более высокими значениями сухости пара k_v [6, 7]. Этого можно достичь, прежде всего, за счет снижения теплопотерь в окружающие горные породы при движении теплоносителя от устья к забою нагнетательной скважины. Одним из способов снижения таких теплопотерь является покрытие внешней поверхности подъемной колонны теплоизолирующим материалом. На рис. 5 представлено изменение с глубиной параметров теплоносителя и радиуса протаявшей зоны через сутки после начала закачки при различной толщине теплоизолирующего материала с коэффициентом теплопроводности $0,03 \text{ (кг}\cdot\text{м)/(с}^3\cdot\text{К)}$.

Анализ рис. 5 показывает, что нанесение на внешнюю поверхность подъемной колонны теплоизолирующего материала приводит к снижению темпера-

туры двухфазной смеси по глубине скважины, что обусловлено меньшим количеством сконденсированного пара. Следовательно, использование теплоизоляционных труб позволяет увеличить глубину проникновения пара и его количество, что положительно сказывается на параметрах теплоносителя, непосредственно подаваемого в пласт. Также стоит отметить, что с увеличением толщины теплоизолирующего слоя на внешней поверхности подъемной колонны уменьшается радиус протаявшей зоны, что определяется, в первую очередь, уменьшением передачи через систему труб скважины теплоты от потока теплоносителя в окружающий грунт. Но нанесение на внешнюю поверхность подъемной колонны теплоизолирующего материала зачастую бывает экономически неоправданным из-за дополнительных материальных и трудовых затрат на производство и монтаж подобного оборудования [14].

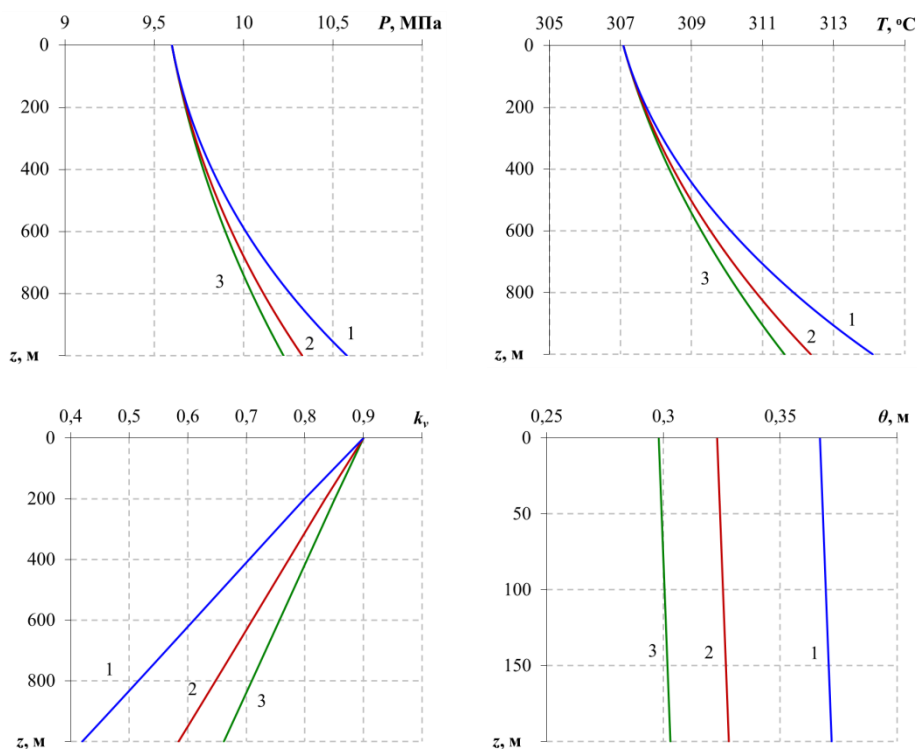


Рис. 5. Изменение по координате z давления p , температуры T , массовой концентрации пара k_v и радиуса талой зоны θ при различной толщине теплоизоляции Δh через 1 сутки после начала закачки. Линиям 1, 2 и 3 соответствуют $\Delta h=0, 2$ и 4 мм; остальной объем кольцевого зазора скважины заполнен водой

Fig. 5. Change of pressure p , temperature T , steam mass content k_v and the thawed zone radius θ on coordinate z at various values of the heat insulation material thickness Δh after 1 day of the heat transfer agent injection. Lines 1, 2 and 3 correspond to $\Delta h=0, 2$ and 4 mm; the rest space of the well annulus is filled with water

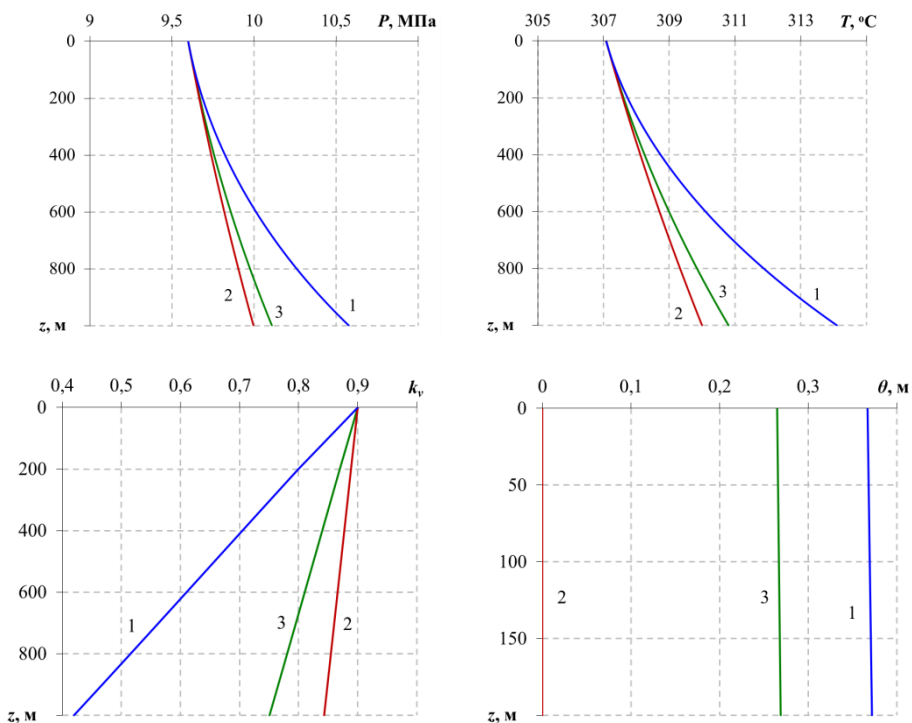


Рис. 6. Изменение по координате z давления p , температуры T , массовой концентрации пара k_v и радиуса талой зоны θ при различных веществах в межтрубном пространстве (через 1 сутки). Линии 1, 2 и 3 соответствуют воде ($\lambda=0,5$ (кг·м)/(с³·К)), азоту ($\lambda=0,03$ (кг·м)/(с³·К)) и азоту в состоянии термогравитационной конвекции

Fig. 6. Change of pressure p , temperature T , steam mass content k_v and the thawed zone radius θ on coordinate z at different substances in the well annular space (after 1 day). Lines 1, 2 and 3 correspond to water ($\lambda=0,5$ (kg·m)/(s³·K)), nitrogen ($\lambda=0,03$ (kg·m)/(s³·K)) and nitrogen in thermogravitational convection

Еще одним пассивным методом снижения теплоотдачи от нагнетательной скважины является подача в затрубное пространство флюида с меньшим коэффициентом теплопроводности. На рис. 6 представлено изменение с глубиной параметров теплоносителя и радиуса протаявшей зоны при различном заполнении кольцевого зазора: газ, вода и газ с учетом его термоконвективного движения. В качестве параметров газа в расчетах принимались параметры азота, который является инертным газом и препятствует образованию в затрубном пространстве скважины водяного конденсата [7]. Подавления термогравитационной конвекции в кольцевом зазоре, как правило, достигают за счет использования пакеров [13].

Из рис. 6 видно, что заполнение неподвижным газом затрубного пространства скважины приводит к нужному результату – более высокие на забое значения массовой концентрации пара, что в условиях данной задачи является целесообразным. Также в этом случае радиус протаявшей зоны θ имеет меньшие значения, чем при заполнении кольцевого зазора водой или газом, находящимся в состоянии термогравитационной конвекции.

Из рис. 6 видно, что при термоконвективном движении газа в затрубном пространстве скважины показатели теплового воздействия ухудшаются (меньшие

забойные значения паросодержания) вследствие повышения теплопередачи через систему труб скважины.

Заключение

Представлена система уравнений, на основе которой возможен расчет термодинамических параметров опускного течения горячей пароводяной смеси в подъемной колонне нагнетательной скважины. Показано, что с течением времени после начала закачки теплоносителя вследствие прогрева окружающих скважину пород постепенно растет паросодержание двухфазной смеси на забое скважины. При этом происходит снижение плотности двухфазной смеси и соответствующее уменьшение градиента давления. Расчетным путем установлено, что увеличение массового расхода закачиваемого теплоносителя приводит к уменьшению градиента давления, снижению градиента температуры (до наступления полной конденсации), увеличению количества пара, доставляемого в пласт, и практически не влияет на радиус протаявания мерзлых пород. Показано, что проведение мероприятий по снижению теплопотерь в окружающие горные породы позволяет обеспечить доставку двухфазной смеси к забою скважины с более высокими значениями паросодержания.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 18-19-00049).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Economics, fundamentals, technology, finance, speculation and geopolitics of crude oil prices: an econometric analysis and forecast based on data from 1990 to 2017 / Z. Hai-Ling, L. Chang-Xin, Z. Meng-Zhen, S. Yi // *Petroleum Science*. – 2018. – V. 15. – № 2. – P. 432–450.
2. Hyne N.J. Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling and production. – Tulsa, Oklahoma, US: Pennwell Books, 2012. – 724 p.
3. Тер-Саркисов Р.М. Разработка и добыча трудноизвлекаемых запасов углеводородов. – М.: Недра, 2005. – 407 с.
4. Yanyong W., Shaoran R., Liang Z. Mechanistic simulation study of air injection assisted cyclic steam stimulation through horizontal wells for ultra heavy oil reservoirs // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 172. – P. 209–216.
5. Rodionov S.P., Pyatkov A.A., Kosyakov V.P. Influence of fractures orientation on two-phase flow and oil recovery during stationary and non-stationary waterflooding of oil reservoirs // *AIP Conference Proceedings*. – 2018. – V. 2027. – 030044.
6. Антониади Д.Г. Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами. – М.: Недра, 1995. – 405 с.
7. Бурже Ж., Сурно П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1989. – 422 с.
8. Малофеев Г.Е., Мирсаатов О.М., Чоловская И.Д. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2008. – 220 с.
9. Thomas S. Enhanced oil recovery – an overview // *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*. – 2008. – V. 63. – № 1. – P. 9–19.
10. Шагапов В.Ш., Юмагулова Ю.А., Гиззатуллина А.А. Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии // *Инженерно-физический журнал*. – 2018. – Т. 91. – № 2. – С. 319–328.
11. Willhite G.P. Over-all heat transfer coefficients in steam and hot water injection wells // *Journal of Petroleum Technology*. – 1967. – V. 19. – № 5. – P. 607–615.
12. Самарский А.А., Михайлов А.П. Математическое моделирование. Идеи. Методы. Примеры. – М.: Физматлит, 2001. – 320 с.
13. Кутушев А.Г., Русанов А.С. Неизотермическое движение парожидкостной смеси в скважине // *Известия вузов. Нефть и газ*. – 2008. – № 4. – С. 39–45.
14. Медведский Р.И. Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномёрзлых породах. – М.: Недра, 1987. – 230 с.
15. Пудовкин М.А., Саламатин А.Н., Чугунов В.А. Температурные процессы в действующих скважинах. – Казань: Изд-во Казанского университета, 1977. – 168 с.
16. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. Ч. I. – М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1987. – 464 с.
17. Мусакаев Н.Г., Бородин С.Л., Родионов С.П. Математическая модель двухфазного нисходящего течения теплоносителя в нагнетательной скважине // *Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Математическое моделирование и программирование*. – 2019. – Т. 12. – № 3. – С. 52–62.
18. Чисхолм Д. Двухфазные течения в трубопроводах и теплообменниках. – М.: Недра, 1986. – 204 с.
19. Musakaev N.G., Borodin S.L. Mathematical model of the two-phase flow in a vertical well with an electric centrifugal pump located in the permafrost region // *Heat and Mass Transfer*. – 2016. – V. 52. – № 5. – P. 981–991.
20. Shagapov V.Sh., Urazov R.R., Musakaev N.G. Dynamics of formation and dissociation of gas hydrates in pipelines at the various modes of gas transportation // *Heat and Mass Transfer*. – 2012. – V. 48. – № 9. – P. 1589–1600.
21. Базаров А.А., Данилушкин А.И. Моделирование тепловых и гидравлических процессов в магистральном газопроводе // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2017. – Т. 328. – № 6. – С. 81–90.
22. Mathematical modelling of two-phase flow in a vertical well considering paraffin deposits and external heat exchange / V.Sh. Shagapov, N.G. Musakaev, N.S. Khabeev, S.S. Bailey // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. – 2004. – V. 47. – № 4. – P. 843–851.
23. Saputelli L. Proxy-based metamodeling optimization of gas-assisted-gravity-drainage process // *Journal of Petroleum Technology*. – 2017. – V. 69. – № 10. – P. 92–94.
24. Федоров К.М., Шевелёв А.П. Расчет тепловых потерь при закачке насыщенного пара в скважину // *Известия вузов. Нефть и газ*. – 2005. – № 4. – С. 37–43.

Поступила 22.02.2020 г.

Информация об авторах

Мусакаев Н.Г., доктор физико-математических наук, профессор, главный научный сотрудник Тюменского филиала Института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН; профессор кафедры прикладной и технической физики Тюменского государственного университета.

Бородин С.Л., кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник Тюменского филиала Института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН.

UDC 622.24; 519.868

CALCULATION OF THERMODYNAMIC PARAMETERS OF THE HEAT TRANSFER AGENT DOWNWARD FLOW IN A WELL, TAKING INTO ACCOUNT PERMAFROST MELTING

Nail G. Musakaev^{1,2},
musakaev@ikz.ru

Stanislav L. Borodin¹,
borodin@ikz.ru

¹ Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics
of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
74, Taymyrskaya street, Tyumen, 625026, Russia.

² University of Tyumen,
6, Volodarsky street, Tyumen, 625003, Russia.

The relevance of the research is caused by the necessity of calculating the parameters of a heat-transfer agent pumped into an oil-containing reservoir throughout its movement from the exit from a heater or steam generator to the porous collector. The main method used today for developing the deposits of highly viscous and bituminous oils is the injection of thermal agent (hot water or steam) into such deposits. With thermal method of enhanced oil recovery, oil viscosity decreases and oil recovery factor increases. Increased oil recovery factor can lead to the profitability of the development of fields with highly viscous oils. Since the production of a hot steam-water mixture requires sufficiently high energy costs and for effective thermal effects on the oil reservoir a considerable amount of heat-transfer agent is required at sufficiently high injection rates, for the successful implementation of this development method, preliminary calculations are needed, which are based on an adequate mathematical model that takes into account various aspects the studied process.

The main aim of the research is to analyze the influence of various factors on the nature of the distribution of heat-transfer agent parameters along the well depth, as well as the permafrost melting intensity.

Objects: hydrodynamic and thermophysical processes occurring during heat-transfer agent movement in an injection well, taking into account thermal interaction with the surrounding rock.

Methods. This theoretical study was performed on the basis of the methods of the mechanics of multiphase systems and computational mathematics. The task of finding the parameters of the downward two-phase flow in an injection well is divided into two parts. In the first part, the thermodynamic parameters of steady-state downward flow of a hot steam-water mixture in a well are determined taking into account heat losses to the surrounding rocks. In the second part, non-stationary propagation of heat, coming from the well product, in the surrounding rock is investigated, taking into account possible thawing of permafrost. The surrounding rocks temperature distribution found in the second part then used in the first part.

Results. The paper introduces the mathematical model of the downward flow of a heat-transfer agent in an injection well, taking into account the external heat exchange of the well product with surrounding rocks (including permafrost). Using this mathematical model, the influence of various factors (mass flow rate, dryness of injected steam, different thickness of heat insulating material on the outer surface of the well lifting column, etc.) on the change in thermodynamic parameters of the two-phase flow along the well depth and on the melting of permafrost was numerically studied. The authors have obtained the dependences of the thawed zone radius in permafrost on the mass flow rate, as well as on the different filling of the well annular space.

Key words:

Numerical research, permafrost, heat-transfer agent, two-phase flow, heat transfer.

This work was financially supported by the grant of Russian Science Foundation (project 18-19-00049).

REFERENCES

- Hai-Ling Z., Chang-Xin L., Meng-Zhen Z., Yi S. Economics, fundamentals, technology, finance, speculation and geopolitics of crude oil prices: an econometric analysis and forecast based on data from 1990 to 2017. *Petroleum Science*, 2018, vol. 15, no. 2, pp. 432–450.
- Hyne N.J. *Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling and production*. Tulsa, Oklahoma, US, Pennwell Books, 2012. 724 p.
- Ter-Sarkisov R.M. *Razrabotka i dobycha trudnoizvlekayemykh zasposov uglevodorodov* [Development and production of hard-to-recover hydrocarbon reserves]. Moscow, Nedra Publ., 2005. 407 p.
- Yanyong W., Shaoran R., Liang Z. Mechanistic simulation study of air injection assisted cyclic steam stimulation through horizontal wells for ultra heavy oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 172, pp. 209–216.
- Rodionov S.P., Pyatkov A.A., Kosyakov V.P. Influence of fractures orientation on two-phase flow and oil recovery during stationary and non-stationary waterflooding of oil reservoirs. *AIP Conference Proceedings*, 2018, vol. 2027, 030044.
- Antoniadi D.G. *Nauchnye osnovy razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy termicheskimi metodami* [Scientific basis for development of oil fields by thermal methods]. Moscow, Nedra Publ., 1995. 405 p.
- Burger J., Sourieau P., Combarnous M. *Thermal methods of oil recovery*. Paris, Editions Technip, 1985. 448 p.
- Malofeyev G.E., Mirsayetov O.M., Cholovskaya I.D. *Nagnetanie v plast teplonositeley dlya intensifikatsii dobychi nefi i uvelicheniya nefteotdachi* [Injection of coolants into the reservoir for intensification of oil production and increased oil recovery]. Izhevsk, Institut kompyuternykh issledovaniy Publ., 2008. 220 p.
- Thomas S. Enhanced oil recovery – an overview. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, 2008, vol. 63, no. 1, pp. 9–19.

10. Shagapov V.Sh., Yumagulova Y.A., Gizzatullina A.A. High-viscosity oil filtration in the pool under thermal action. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2018, vol. 91, no. 2, pp. 300–309. In Rus.
11. Willhite G.P. Over-all heat transfer coefficients in steam and hot water injection wells. *Journal of Petroleum Technology*, 1967, vol. 19, no. 5, pp. 607–615.
12. Samarskiy A.A., Mihailov A.P. *Matematicheskoe modelirovanie. Idei. Metody. Primery* [Mathematical modeling. Ideas. Methods. Examples]. Moscow, Fizmatlit Publ., 2001. 320 p.
13. Kutushev A.G., Rusanov A.S. Non-isothermal motion of vapor-liquid mixture in a well. *Oil and Gas Studies*, 2008, no. 4, pp. 39–45. In Rus.
14. Medvedskiy R.I. *Stroitelstvo i ekspluatatsiya skvazhin na neft i gaz v vechnomerzlykh porodakh* [Construction and operation of oil and gas wells in permafrost]. Moscow, Nedra Publ., 1987. 230 p.
15. Pudovkin M.A., Salamatina A.N., Chugunov V.A. *Temperaturnye protsessy v deystvuyushchikh skvazhinakh* [Thermal processes in operating boreholes]. Kazan, Kazan University Publ., 1977. 168 p.
16. Nigmatulin R.I. *Dynamics of multiphase media*. New York, Hemisphere Publ. Corp., 1991. 464 p.
17. Musakaev N.G., Borodin S.L., Rodionov S.P. Mathematical model of the downward two-phase flow of a heat-transfer agent in an injection well. *Bulletin SUSU MMCS*, 2019, vol. 12, no. 3, pp. 52–62. In Rus.
18. Chisholm D. *Two-phase flow in pipelines and heat exchangers*. London, Longman Higher Education, 1983. 304 p.
19. Musakaev N.G., Borodin S.L. Mathematical model of the two-phase flow in a vertical well with an electric centrifugal pump located in the permafrost region. *Heat and Mass Transfer*, 2016, vol. 52, no. 5, pp. 981–991.
20. Shagapov V.Sh., Urazov R.R., Musakaev N.G. Dynamics of formation and dissociation of gas hydrates in pipelines at the various modes of gas transportation. *Heat and Mass Transfer*, 2012, vol. 48, no. 9, pp. 1589–1600.
21. Bazarov A.A., Danilushkin A.I. Modeling of thermal and hydraulic processes in the main gas pipeline. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 6, pp. 81–90. In Rus.
22. 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. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2004, vol. 47, no. 4, pp. 843–851.
23. Saputelli L. Proxy-based metamodeling optimization of gas-assisted-gravity-drainage process. *Journal of Petroleum Technology*, 2017, vol. 69, no. 10, pp. 92–94.
24. Fedorov K.M., Shevelev A.P. Calculation of heat loss during the injection of saturated steam into the well. *Oil and Gas Studies*, 2005, no. 4, pp. 37–43. In Rus.

Received: 22 February 2020.

Information about the authors

Nail G. Musakaev, Dr. Sc., chief researcher, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; professor, University of Tyumen.

Stanislav L. Borodin, Cand. Sc., senior researcher, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.