

Свойства влажного пара и проблема его нагнетания в пласт

М. Г. Алишаев¹ и А. А. Аливердиев^{1,2}

¹ Институт проблем геотермии и возобновляемой энергетики – филиал Объединенного института высоких температур РАН, Шамиля 39А, Махачкала, Республика Дагестан 367030, Россия

² Дагестанский государственный университет, Гаджиева, 43А, Махачкала, Республика Дагестан 367025, Россия

E-mail: aliverdi@mail.ru

Статья поступила в редакцию 20 ноября 2023 г.

Аннотация. Рассматривается квазиустановившийся процесс нагнетания пара в пласт по колонне скважины с постоянным массовым расходом. На устье скважины температура пара около 200 °С и выше. Потери тепла в горную породу вызывают снижение температуры пара, а ниже линии насыщения и его конденсацию. Влажный пар частично конденсируется, отдавая свое тепло фазового перехода паровой фазе по двум причинам: оттоку тепла через ствол в горную породу; повышению давления в скважине с глубиной. Внутри скважины с глубиной снижается сухость пара и доставляемая им в пласт теплота фазового перехода. Предложены удобные аппроксимации для теплофизических свойств пара от температуры и давления. Расчеты ограничены глубинами залегания пластов менее одного км. Проведены многовариантные расчеты по снижению сухости пара от устья до забоя при фиксированных величинах массового расхода. <https://doi.org/10.33849/2023405>

1. ВВЕДЕНИЕ

Вытеснение тяжелых нефтей паром является одним из перспективных способов извлечения битуминозной нефти из верхних горизонтов [1, 2]. В СССР паротепловое воздействие на пласт применялось, например, на месторождении Оха (Сахалин). Выбирались пласты высокой проницаемости (до 1500 мД) и пористости (около 27%). Порода — цементированный песок; толщины пластов от 22 до 36 м; глубина залегания от 100 до 950 м. Плотность нефти 0.92–0.95 г/см³, вязкость ее в пласте до 2000 мПа·с. Текущая нефтеотдача при вытеснении холодной водой была менее 20%, а после длительного нагнетания пара выросла до 52% [3].

С 1982 года в СССР осуществлялся и другой промышленный проект вытеснения нефти паром, на месторождении Каражанбас в Казахстане [4, 5]. Пар закачивался в 27 нагнетательных скважин на глубины 500–800 м. Закачка в целом составляла около 1100 тонн в сутки. Годовая добыча нефти выросла на 150 тыс. тонн. Опыт показал, что применение пара может обеспечить до 50% отдачи запасов нефти вместо 15–18% при обычных методах вытеснения холодной водой [3]. Зарубежный опыт по применению термических методов в добыче нефти описан в [1, 2, 6].

Наиболее сложная для расчетов проблема при применении пара — это потери тепла из-за его оттока в горную породу, которые в обычных условиях достигают 3–4% на каждые 100 м глубины скважины. При больших глубинах скважин (1000 м и более) потери тепла в нагнетательных скважинах могут достигать 35% и более от поданного на устье скважины, что заметно снижает эффективность нагнетания пара. Влажный пар при нагнетании может и полностью конденсироваться в воду в колонне скважины, отдать теплоту фазового перехода примыкающей к скважине горной породе, а не пласту. Такая закачка пара неэффективна. С другой стороны, существующие на сегодня установки генерации пара позволяют достичь температуры до 300 °С и расхода массы пара до сотен тонн в сутки. При движении сухого пара от устья до забоя и расходах выше некоторого критического значения, конденсации пара

в колонне скважины не происходит, теплота фазового перехода полностью доставляется в пласт. При малых расходах пара и низких его температурах на устье пар в процессе движения по стволу конденсируется в колонне и отдает значимую часть теплоты фазового перехода горной породе, не доставляя ее в пласт.

В этой связи нами была поставлена нерешенная ранее задача нахождения распределения характеристик нагнетаемого влажного пара вдоль колонны при установившемся режиме и оценка на их основе границ эффективности данного метода.

2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Введем, как принято в гидравлике, средние параметры влажного пара по сечению скважины (плотность, давление, сухость, температура). Изменение давления происходит за счет действия силы тяжести и динамических потерь. По стволу скважины давление возрастает вниз, способствуя конденсации пара. Потери тепла в окружающие горные породы частично компенсируются за счет теплоты фазового перехода при конденсации пара, что вызывает снижение его сухости. Термодинамическое равновесие не устанавливается, температура пара от устья до забоя убывает, тогда как давление возрастает. Искомыми являются три величины: давление, температура и сухость пара. Соответственно необходимо решать систему из трех уравнений.

Режим течения по колонне скважины будем предполагать установившимся и турбулентным, массовый расход — постоянным во времени. Учитывая небольшие интервалы изменения температур и давлений, аппроксимируем простыми формулами свойства фаз, а также теплоту фазового перехода. Выберем формулы зависимости от температуры и давления для свойств фаз. Когда возможно, будем использовать табличные данные для свойств фаз.

Близкий подход с использованием табличных данных [7] предложен в работе [8] для случая движения высокотермальных вод вверх по скважине со вскипанием и парообразованием в стволе скважины. Эти исследования были продолжены в [9]. Температурные

потери были малы при больших дебитах термальных скважин. Задача была предельно упрощена, давление и температура принимались как на линии насыщения, а потери тепла не учитывались. Но для случая закачки пара эти подходы оказались непригодными. Температурные потери при нагнетании пара значительны, они вызывают конденсацию паровой фазы. В настоящей работе учитываются потери тепла в горную породу от скважины; уточняются аппроксимации теплофизических свойств фаз на линии насыщения; даются аппроксимации свойств воды и пара в двумерной области изменения температур и давлений с учетом их поведения на линии насыщения. Однако, пренебрегается пристеночной пленкой воды и изменением сухости пара по сечению скважины.

За основу примем одномерные уравнения установившегося течения влажного пара по трубе, с учетом вязкого сопротивления, как это принято в газовой динамике для однородной жидкости [10, 11]:

$$\rho w \frac{dw}{dz} = \rho g - \frac{dp}{dz} - \zeta \frac{\rho w^2}{4R_w} \quad (1)$$

$$Gd(cT) = -rGdx - q \cdot dz - Gpd \left(\frac{1}{\rho} \right). \quad (2)$$

где $G = \pi R_w^2 \cdot \rho w = const$ выражает условие сохранения массы нагнетаемого влажного пара, а $q = \frac{2\pi\lambda(T-T_r)}{\ln(1.56\sqrt{at}/R_w^e)}$ — поток тепла от внешнего радиуса скважины в горную породу на метр длины.

Здесь обозначения общеприняты: R_w — внутренний радиус скважины; ρ — плотность влажного пара на данной глубине z ; w, p, T — средние по сечению скорость, давление и температура потока; g — ускорение силы тяжести; ζ — коэффициент турбулентного сопротивления (около 0.02); c — удельная массовая теплоемкость влажного пара, зависящая от его сухости и температуры; r — удельная теплота парообразования или конденсации, зависящая от температуры; λ и a — теплопроводность горной породы и ее температуропроводность; R_w^e — внешний радиус скважины; T_r — температура горной породы вдали от скважины в градусах по Цельсию.

Уравнение (1) отражает теорему об изменении количества движения (импульсов) установившегося течения, а уравнение (2) является упрощенным уравнением энергии без учета работы силы тяжести и работы сил турбулентного трения, которыми можно пренебречь.

Коэффициент турбулентного сопротивления ζ — зависит от числа Рейнольдса потока, $Re = \rho wd/\mu$ где d — внутренний диаметр скважины, μ — вязкость влажного пара. Параметр ζ определяется по специальным графикам.

Что же касается определения оттока тепла q с погонного метра колонны скважины, то оценка $q = \frac{2\pi\lambda(T-T_r)}{\ln(1.56\sqrt{at}/R_w^e)}$ получена по точному решению нестационарной задачи исследованием для больших времен ее асимптотического поведения. Обычно вместо 1.56 берут 2, как для изотермы распространения фронта тепла, но более скрупулезные вычисления дают значение 1.56 для асимптотики потока тепла от скважины [12]. Время t входит как параметр, и результаты применимы по истечению некоторого времени от начала закачки пара (порядка месяца и более).

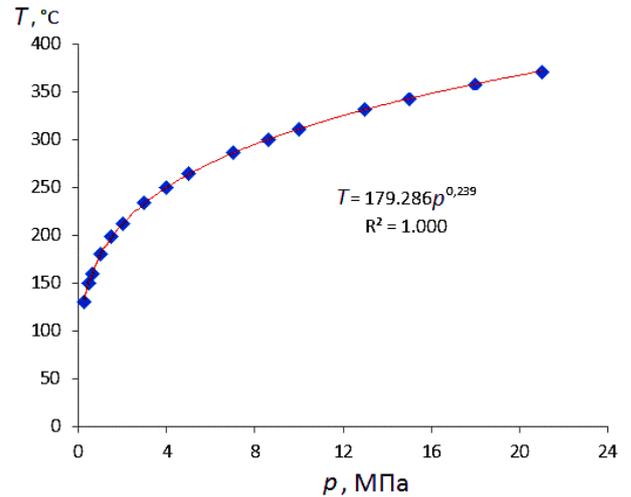


Рисунок 1. Зависимость температуры вскипания воды от давления (МПа). Выше линии насыщения — пар, ниже линии — вода.

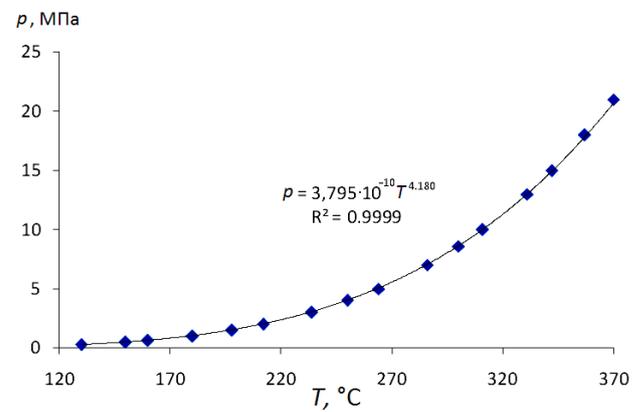


Рисунок 2. Зависимость давления от температуры на линии насыщения: выше кривой — вода; ниже — пар.

Вскипание жидкости (парообразование) для разных температур происходит при разных значениях давлений в жидкости. Линией насыщения называют зависимость между температурой и давлением в жидкости, при котором происходит кипение. Для чистой воды и водяного пара значения температур и давлений на линии насыщения приведены в работе [7]. Там же дается и способ вычисления линии насыщения для широкого интервала температур. Однако, для наших целей достаточно ограничиться более узким температурным интервалом и менее сложными вычислениями.

Как видно из рисунка 1, для давления p на линии насыщения подходит степенная аппроксимация. Такого типа аппроксимации линии насыщения применялись в задаче определения парообразования в стволе скважины для термальных вод с высокой температурой [8, 9, 13], в интервале давлений от 0.2 до 22.4 МПа. По ней можно считать температуру парообразования, зная давление в скважине. Или определять конденсацию при нагнетании влажного пара, если рост давления пересекает линию насыщения с ростом глубины.

На рисунке 2 приведена зависимость давления от температуры для интервала изменения температур от

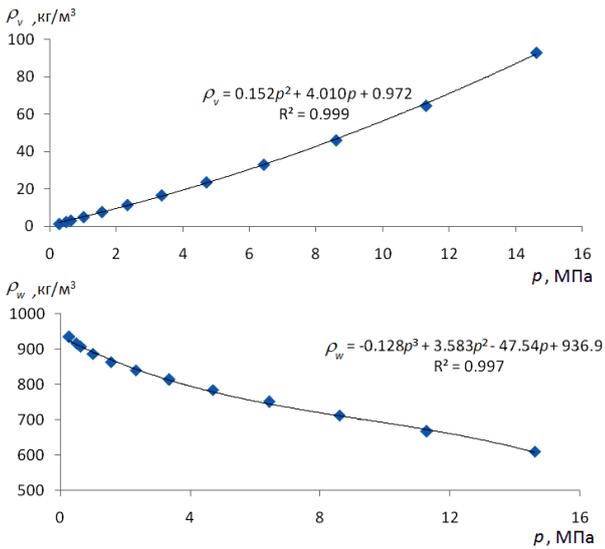


Рисунок 3. Плотности фаз ($\text{кг}/\text{м}^3$) на линии насыщения как функции давления (МПа).

130 до 370 °С. Из представленных рисунков очевидно, что для линии насыщения чистой воды можно принять аппроксимации для температуры и давления (в ту или иную сторону):

$$T = 179.3p^{0.239}; \quad p = 3.795 \cdot 10^{-10}T^{4.18}. \quad (3)$$

Заметим, что формулы (3) пригодны в области давлений $0.2 < p < 21$ в МПа и $130 < T < 350$ в °С. Указание на возможность описать давление насыщения четвертой степенью от температуры в °С имеется в работе [10].

Система уравнений (1)–(3) достаточна для определения распределения температуры, давления и массовой доли пара (сухости влажного пара) по стволу скважины. Должны быть определены их начальные условия на устье скважины и зависимость плотности пара и его теплоемкости на линии насыщения в зависимости от массового содержания фаз, давления и температуры.

3. ЛИНИЯ НАСЫЩЕНИЯ

Будем задаваться значениями температур и давлений в согласии с линией насыщения при разных значениях сухости пара и разных массовых расходах. Для плотности и теплоемкости справедливы формулы [14]:

$$\frac{1}{\rho} = \frac{x}{\rho_v} + \frac{1-x}{\rho_w}, \quad c = xc_v + (1-x)c_w. \quad (4)$$

Здесь x — сухость пара (такое обозначение общепринято [7]), индексы обозначают плотность и теплоемкость паровой (v) и водной (w) фаз. Свойства фаз на линии насыщения могут быть приняты как функции одной переменной — температуры или давления.

На рисунке 3 представлены плотности фаз на линии насыщения как функции давления. Как видно из рисунка, квадратичная аппроксимация зависимости плотностей фаз от давления на линии насыщения является достаточно удовлетворительной для гидравлики потоков, если ограничиваться интервалом давлений от 0.2 до 16 Мпа и температур от 130 до 360 °С. Будем поль-

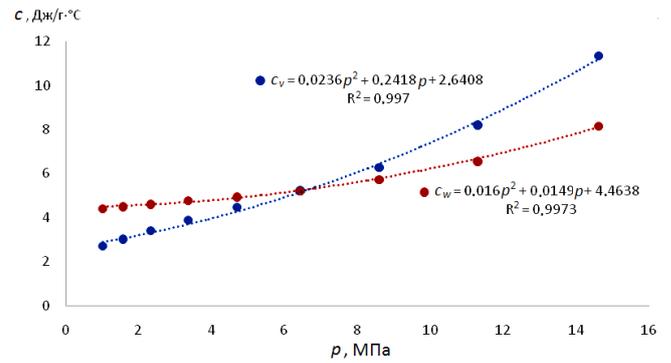


Рисунок 4. Удельные массовые теплоемкости пара и воды на линии насыщения от давления в МПа, $1 < p < 15$.

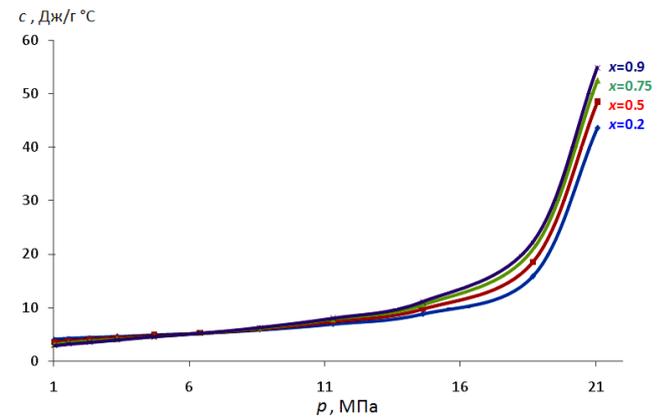


Рисунок 5. Массовая теплоемкость влажного пара (в $\text{МДж}/\text{т}\cdot^\circ\text{С}$ или $\text{Дж}/\text{г}\cdot^\circ\text{С}$) на линии насыщения от давления (в МПа) для некоторых значений его сухости.

зоваться формулами (4) для определения плотностей фаз в указанной области изменения температуры и давления.

$$\begin{aligned} \rho_v &= 0.1529p^2 + 4.0191p + 0.9728, \\ \rho_w &= -0.1280p^3 + 3.5839p^2 - 47.543p + 936.93. \end{aligned} \quad (5)$$

Удельные теплоемкости каждой из фаз в $\text{МДж}/\text{т}\cdot^\circ\text{С}$ на линии насыщения выражаются как функции давления (в МПа) в виде квадратичных аппроксимаций (рисунки 4)

$$\begin{aligned} \rho_v &= 0.1529p^2 + 4.0191p + 0.9728, \\ \rho_w &= -0.1280p^3 + 3.5839p^2 - 47.543p + 936.93. \end{aligned} \quad (6)$$

Формулы (5) и (6) при необходимости можно выразить через температуру насыщения, или же подобрать более высокой степени схождения многочлены. Этот же результат более выпукло виден и на рисунке 5, где изображены графики массовых теплоемкостей для влажного пара при различных значениях его сухости.

Согласно этому рисунку, в рабочем интервале давлений до 16 МПа массовая теплоемкость влажного пара не сильно меняется с изменением его сухости. Можно ожидать, что если принять в уравнении энергии значения сухости пара постоянной по скважине, это не сильно повлияет на профили температуры и давления.

4. ОЦЕНКИ АДИАБАТИЧЕСКОГО ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПАРА ПО СТВОЛУ СКВАЖИНЫ

Оценим теперь адиабатическое изменение температуры по стволу скважины влажного пара вверх при учете лишь уменьшения давления, благодаря которому происходит расширение пара и, таким образом, тратится работа. Такая работа должна приводить к охлаждению пара. Фазовый переход пока не учитываем. Оцениваем только влияние работы расширения или сжатия.

Рассматриваем баланс количества теплоты по скважине в отсутствие теплообмена с горной породой, действия сил тяжести, сопротивления трения и фазовых переходов. Работа dA сил давления за время dt на пути $w dt$ составит

$$dA = \pi R_w^2 [p(z) - p(z + dz)] \cdot w dt = -\frac{dp}{dz} \cdot \pi R_w^2 w \cdot dz dt = -\frac{1}{\rho} \frac{dp}{dz} \cdot G dz dt. \quad (7)$$

Изменение количества теплоты dQ за то же время dt есть:

$$dQ = \pi R_w^2 \cdot \rho w dt \cdot [cT|_{z+dz} - cT|_z] = \frac{d(cT)}{dz} \cdot G dz dt. \quad (8)$$

Изменение количества теплоты равно работе. Приравнявая, имеем:

$$\frac{d(cT_{ad})}{dz} = \frac{1}{\rho} \frac{dp}{dz}, \quad \frac{d(cT_{ad})}{dp} = \frac{1}{\rho}. \quad (9)$$

Здесь c — удельная массовая теплоемкость, ρ — плотность влажного пара. Они выражаются через свои фазовые величины как функции давления. Уравнение (9) учитывает сухость пара:

$$\frac{d}{dp}((xc_v + (1-x)c_w)T_{ad}) = \frac{x}{\rho_v(p)} + \frac{1-x}{\rho_w(p)}. \quad (10)$$

Теперь замечаем, что наибольшее изменение температуры должно быть при $x = 1$, т.е. когда пар полностью сухой. Решение представится в виде.

$$T_{ad}(p) = \frac{1}{c_v(p)} \int_{p_f}^p \frac{dp}{\rho_v(p)}. \quad (11)$$

Здесь p_f обозначает давление на забое скважины, а p обозначает давление на данной высоте, их разность есть перепад давления. Численное решение интеграла (11) показало, что перепад давления на 5 и 10 МПа дает снижение температуры в пределах 1°C .

5. ОЦЕНКИ РОСТА ТЕМПЕРАТУРЫ ИЗ-ЗА РАБОТЫ СИЛЫ ТЯЖЕСТИ

Сила тяжести при движении пара вниз производит работу, которая превращается в тепло. Сила тяжести направлена вниз, работа положительна, она идет на согревание влажного пара (при движении пара вверх тяжесть способствует остыванию). Масса пара m , при ее движении от устья до забоя на глубину H совершается работа mgH , благодаря чему пар и прогревается на величину ΔT . По всей глубине скважины от устья до забоя изменение количества теплоты определится очевидным конечным соотношением:

$$mgH = m \cdot c(T_u + \Delta T) \cdot (T_u + \Delta T) - m \cdot c(T_u) \cdot T_u. \quad (12)$$

Видно, что масса сокращается и не влияет на ΔT , и, если пренебречь изменением массовой теплоемкости влажного пара, получим для оценок температурного приращения

$$\Delta T \approx \frac{mgH}{mc(T_u)} \approx \frac{gH}{c(T_u + \Delta T)}. \quad (13)$$

При температуре 200°C на устье теплоемкость пара около $3 \text{ кДж/кг}\cdot^\circ\text{C}$. При глубине 1000 м для 1 кг пара в числителе получим 9800 Дж . Разделив на 3000 , будем иметь оценку прогрева пара на 3.3°C . Если же глубина мала, то прогрев соответственно меньше. Но в случае более высоких температур, скажем 300°C , теплоемкость пара возрастает до $6.3 \text{ кДж/кг}\cdot^\circ\text{C}$, и прирост температуры пара составит около 1.5°C на 1 км глубины. Для практических глубин менее 1 км , пренебрежение силой тяжести в уравнении сохранения энергии вполне допустимо.

6. ОЦЕНКИ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ИЗ-ЗА ДЕЙСТВИЯ СИЛ ВЯЗКОГО ТРЕНИЯ

Работа сил трения о стенки в турбулентном режиме также способствует повышению температуры. Однако вклад ее в уравнение сохранения энергии также мал. Сравним силу сопротивления и силу тяжести как объемные силы согласно уравнению (1). Их отношение зависит от скорости течения w и составляет $\zeta w^2 / (4gR_w)$. Если потребовать, чтобы это отношение было не более единицы, то получим для средней скорости пара по стволу ограничение

$$w \leq \sqrt{\frac{4gR_w}{\zeta}}. \quad (14)$$

В правой части неравенства (14) можно считать, что $R_w = 0.1 \text{ м}$, $\zeta \approx 0.02$. Для средней скорости пара можно принять ограничение $w \leq 15 \text{ м/с}$. Это наложит условие на величину расхода пара. Для температур на устье 200 и 300°C ограничения на расход пара составляет соответственно 320 и 1900 тонн в сутки, что приемлемо.

Итак, мы оценками установили, что в уравнении энергии (2) можно пренебречь не только силами тяжести и трения, но и силами давления при расширении-сжатии.

7. НАХОЖДЕНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ДЛЯ СЛУЧАЯ ДВИЖЕНИЯ ОДНОЙ ФАЗЫ ПО СТВОЛУ СКВАЖИНЫ

В уравнении для переноса тепла существенными оказались только два члена: обмен тепла с горной породой, что объясняется существенным перепадом температур между паром и горной породой, и удельная теплота конденсации пара. Вместо уравнения (2) принимаем упрощенное уравнение для задачи нагнетания пара:

$$\frac{d(cT)}{dz} = -r(T) \frac{dx}{dz} - \frac{2\pi\lambda}{G} \cdot \frac{(T - T_r)}{\ln(1.56\sqrt{at}/R_w^e)}, \quad (15)$$

где удельная массовая теплоемкость определяется из экспериментальных табличных данных аппроксимацией, как функция температуры и сухости влажного пара.

Для решения (15) с данной температурой на устье (при $z = 0$) будем обращаться к процедуре

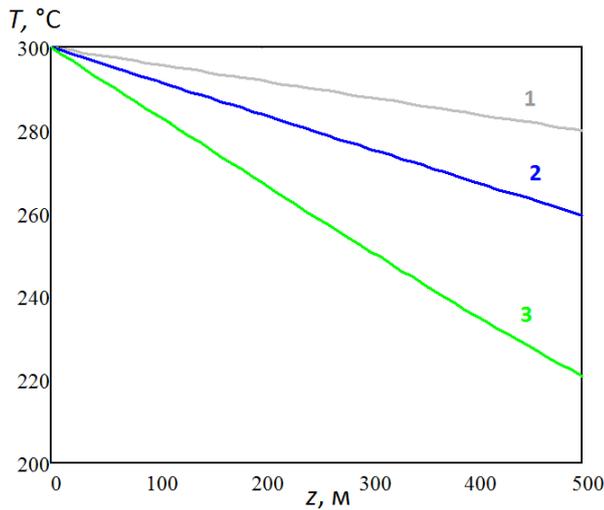


Рисунок 6. Кривые температурного распределения по глубине скважины для трех массовых расходов влажного пара: 400 (1), 200 (2) и 100 (3) тонн в сутки.

Given/Odesolve пакета Mathcad. В пакете запись уравнения (15) надо иметь в виде, разрешенном относительно dT/dz . После вывода в (15) $c(T)$ из-под дифференциала имеем:

$$\frac{dT}{dz} = -\frac{2\pi\lambda}{G \ln(1.56\sqrt{at}/R_w^e)} \cdot \frac{(T - T_r)}{c(T) + c'(T) \cdot T},$$

$$T_r = T_n + \Gamma z, \quad T(0) = T_f, \quad (16)$$

где T_n — температура пласта при нулевой глубине вдали от области нагрева, Γ — геотермальный градиент, T_f — температура на устье скважины.

Температурные зависимости удельной массовой теплоемкости [7] в температурном интервале от 100 до 300 °C для сухого пара, воды и смеси представимы в виде следующих аппроксимаций, использованных нами в дальнейших расчетах:

$$c_v(T) = 1.18 \cdot 10^{-4}(T - 200)^2 + 1.7493 \cdot 10^{-2}(T - 200) + 2.7235,$$

$$c_w(T) = 4.9 \cdot 10^{-5}(T - 200)^2 + 6.589 \cdot 10^{-3}(T - 200) + 4.489,$$

$$c_c(T) = c_v(T) \cdot x + c_w(T) \cdot (1 - x). \quad (17)$$

Уравнение (16) подразумевает использование $c(T) = c_c(T, x)$ (17), причем значение сухости пара меняется с глубиной. Есть простой выход для получения решения: подправленное значение теплоемкости брать для той же сухости, что и на устье. При температуре, примерно равной 283 °C, сухость пара не влияет на теплоемкость, ибо для сухого пара и воды это значение оказывается одинаковым и равным 5.25 кДж/(кг·°C).

Расчеты температуры по (16) проводились для однофазных случаев при помощи пакета Mathcad. Теплопроводность горных пород принималась 2.2 Вт/(м·°C) (в практических расчетах величина эффективной теплопроводности может быть уточнена, включая ее температурно-барическую зависимость [15]), температуропроводность брали равной 20 м²/год. Режим считали установившимся по истечению одного квартала года, термический градиент принимали равным 0.03 °C/м

при $T_n = 15$ °C. Как видно из рисунка 6, при малых расходах температура резко снижается. Доставить пар на глубину даже до 500 м не удастся при расходах менее 100 тонн в сутки. Эффект может быть достигнут при нагнетаниях порядка 300 и более тонн в сутки.

8. ИЗМЕНЕНИЕ УДЕЛЬНОГО ОБЪЕМА, ПЛОТНОСТИ И СУХОСТИ ВЛАЖНОГО ПАРА

Используем уравнение (2) и введем массовую скорость на единицу площади $\rho w = G/\pi R_w^2$, измеряемую в кг/(м²·с) и обозначим ее через \bar{G} . Введем также удельный объем влажного пара $V = 1/\rho$. Тогда уравнение импульсов можно преобразовать к виду

$$\frac{dV}{dz} = \frac{g}{\bar{G}^2 V} - \frac{\zeta V}{4R_w} - \frac{1}{\bar{G}^2} \frac{dp}{dz}, \quad V(0) = V_f, \quad (18)$$

где V_f — значение удельного объема влажного пара на устье.

Решение осуществлялось нами посредством Mathcad. Что касается удельных объемов каждой из фаз (V_v и V_w для пара и воды соответственно), то они могут быть найдены по аппроксимациям (6) и уже известному распределению давления. Пластовые давления на глубине до 1 км имеют порядок гидростатического давления воды, около 10 МПа. Даже перегретый пар с температурой 230 °C не выдерживает таких давлений, он начнет свою конденсацию уже при давлении 3 МПа. Фазовый переход пара (выпадение конденсата) начнется с устья скважины как только влажный пар начнет свое течение вниз по колонне. Конденсация пара будет сопровождаться образованием новых капель воды внутри несущей фазы — пара, выделением теплоты парообразования, снижением массовой доли пара из-за его конденсации в водную фазу и катастрофическим уменьшением занимаемого паром объема. В технической литературе имеются обширные сведения о режимах совместного течения смеси жидкости и газа [16, 17]. Мы предлагаем придерживаться следующей концепции проведения расчетов с влажным паром: на линии насыщения свойства фаз поддаются успешному описанию степенной функцией или полиномами от одной переменной — давления или температуры.

9. ВЫВОДЫ

Таким образом, нами представлено решение задачи по определению распределения характеристик нагнетаемого влажного пара вдоль колонны при установившемся режиме. Результаты представленных в статье расчетов показывают, что нагнетание пара и доставка теплоты фазового перехода в пласт является достаточно сложным процессом, требующим многовариантных прогнозных расчетов. Потери тепла по скважине определяются суточным расходом пара. При нагнетаниях менее 100 тонн в сутки потери тепла в горную породу значительны. При глубине более 500 метров пар конденсируется полностью в воду. При неглубоком залегании битуминозных пластов до 200–300 м желательнее нагнетание влажного пара. В этом случае теплота фазового перехода доставляется в пласт.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Mokheimer E M A, Hamdy M, Abubakar Z, Habib M A and Mahmoud M 2019 *J. Energy Resour. Technol.* **141** 030801
2. Kokal S and Al-Kaabi A 2010 *World Petroleum Council: Official Publication* **64** 64–69
3. Байбаков Н К и Гарушев А Р 1981 *Тепловые методы разработки нефтяных месторождений* (Москва: Недра)
4. Купцов С М, Абдурахманов Н Б, Пангереева Ш С и Кильянов М Ю 2019 *Территория Нефтегаз* **12** 12–16
5. Мустафаев М К 2018 *Разработка нефтяных и газовых месторождений* **16** 14–22
6. Бурже Ж, Сурио П и Комбарну М 1989 *Термические методы повышения нефтеотдачи пластов (пер. с франц.)* (Москва: Недра)
7. Александров А А и Григорьев Б А 1999 *Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: Справочник* (Москва: МЭИ)
8. Алишаев М Г и Азизов Г А 2010 *Вестник ДНЦ РАН* **36** 15–24
9. Алхасов А Б, Алишаев М Г и Алхасова Д А 2016 Парообразование и движение смеси по скважине при добыче глубинных термальных вод *GEOENERGY, Материалы II Международной научно-практической конференции* ред. Таймасханов Х Э и др (Грозный: АЛЕФ) с. 101–115
10. Алишаев М Г 2010 *Известия РАН* **1** 36–47
11. Alishaev M G, Beybalaev V D, Aliev R M and Aliverdiev A A 2021 *Thermal Science* **25** S315–S320
12. Шулюпин А Н и Чермошенцева А А 2013 *Журнал технической физики* **83** 14–19
13. Христианович С А, Гальперин В Г, Миллионщиков М Д и Симонов Л А 1948 *Прикладная газовая динамика* (Москва: ЦАГИ)
14. Rajadurai J S 2003 *Thermodynamics and Thermal Engineering* (New Delhi: New Age International (P) Limited)
15. Emirov S N, Aliverdiev A A, Zarichnyak Y P and Emirov R M 2021 *Rock Mech. Rock Eng.* **54** 3165–3174
16. Барилевич В А 2009 *Основы термогазодинамики двухфазных потоков и их численное решение* (Санкт-Петербург: Издательство Политехн. университета)
17. Васильев А П и Трошина Т В 2000 *Вестник ОГУ* **2** 110–113