

УДК 622.241.8

А.В.КОЗЛОВ, А.А.ЯКОВЛЕВ
(Санкт-Петербургский горный ин-т)

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ БУРЯЩЕЙСЯ СКВАЖИНЫ И ОКРУЖАЮЩЕГО МАССИВА МЕРЗЛЫХ ПОРОД

Прогнозирование температурного режима бурящейся скважины является одной из основных задач проектирования технологии бурения в зонах распространения мерзлых пород. Известные аналитические решения задачи нестационарного теплообмена предполагают постоянство физических и теплофизических параметров очистных агентов, определять которые рекомендуется при средних значениях температуры и давления [2, 4]. Это не позволяет учесть всего многообразия факторов, влияющих на температурный режим скважины и массива горных пород, особенно при использовании таких сжимаемых очистных агентов, как воздух и пена. Дополнительные трудности возникают в случае нарушения естественного мерзлого состояния пород (а. регатного перехода влаги, содержащейся в них).

Наиболее полным учетом всех особенностей нестационарного теплообмена отличаются численные методы решения исходных дифференциальных уравнений движения и энергии потока очистного агента. Для нисходящего внутри бурящейся колонны потока они имеют вид [8]

$$\frac{dp_1}{dz} = \rho g - \frac{2\tau_k}{r_b}, \quad (1)$$

$$\frac{1}{v_1} \frac{\partial v_1}{\partial \tau} + \frac{\partial t_1}{\partial z} - \frac{2\tau_k v_1}{r_b Gc} = \frac{2\pi k}{Gc} (t_2 - t_1); \quad (2)$$

для восходящего в кольцевом канале скважины потока

$$\frac{dp_2}{dz} = \rho g + \frac{2\tau_k}{R_c - r_H}, \quad (3)$$

$$\begin{aligned} \frac{1}{v_2} \frac{\partial v_2}{\partial \tau} - \frac{\partial t_2}{\partial z} - \frac{2\tau_k v_2}{(R_c - r_H) Gc} = \\ = - \frac{2\pi R_c}{Gc} \lambda_{\pi} \frac{\partial t_{\pi}}{\partial r} \Big|_{r=R_c} - \frac{2\pi k}{Gc} (t_2 - t_1), \end{aligned} \quad (4)$$

где p - давление, Па; z - осевая координата (направлена сверху вниз), м; g - ускорение свободного падения, м/с²; ρ - плотность очистного

агента, кг/м³; τ_k - касательное напряжение на стенке канала, Па; R_c - радиус скважины, м; τ_n , τ_p - соответственно наружный и внутренний радиус буровой трубы, м; v - скорость течения очистного агента, м/с; t - температура очистного агента, °C; τ - продолжительность циркуляции, с; G - массовый расход очистного агента, кг/с; c - удельная теплоемкость очистного агента, Дж/(кг·°C); k - коэффициент теплопередачи через стенку буровой колонны, отнесенный к I м колонны, Вт/(м·°C); λ_n - коэффициент теплопроводности горной породы, Вт/(м·°C); t_n - температура горной породы, °C, индекс 1 и 2 - параметры пены в нисходящем потоке и восходящем потоке.

При составлении уравнений (1)-(4) были сделаны следующие допущения: среда гомогенна; поле скоростей в скважине, в отличие от теплового, устанавливается практически мгновенно; тепловой поток в окружающем скважину массиве горных пород распространяется только в радиальном направлении; физические свойства горных пород постоянны по глубине скважины; радиальные градиенты температуры в нисходящем и восходящем потоках очистного агента равны нулю; теплоперенос в осевом направлении, связанный с теплопроводностью очистного агента, пренебрежимо мал по сравнению с теплопереносом конвекцией; выделение теплоты при объемном расширении очистного агента пренебрежимо мало.

Спределение теплового потока на стенке скважины связано со значительными трудностями, но может быть существенно упрощено за счет введения коэффициента нестационарного теплообмена k_τ и коэффициента интенсификации теплообмена при агрегатном переходе k_{agr} . Для определения k_τ Б.Б.Кудряшовым [4] предложена приближенная зависимость

$$k_\tau = \frac{\alpha_2}{1 + Bi \sqrt{Fo}}, \quad (5)$$

где Bi - критерий граничных условий Био (отношение термического сопротивления стенки скважины к термическому сопротивлению очистного агента); Fo - критерий Фурье (безразмерное время); α_2 - коэффициент теплоотдачи очистного агента в кольцевом канале скважины, Вт/(м²·°C).

Коэффициент нестационарного теплообмена в условиях изменения агрегатного состояния горной породы целесообразно определить по зависимости [4], учитывающей влияние естественной температуры породы, параметров Био и Фурье:

$$k_{\tau\alpha} = k_\tau k_{agr} = \frac{\alpha_2}{1 + Bi \ln l_{agr}} \quad (6)$$

где l_{agr} - безразмерный радиус агрегатного перехода, $l_{agr} = R_{agr}/R_c$. Тогда тепловой поток на стенке скважины

$$q_c = \frac{2\pi R_c}{G_c} k_\tau k_{agr} (t_n|_{r \rightarrow \infty} - t_2), \quad (7)$$

где $t_n|_{r \rightarrow \infty}$ - естественная температура пород, окружающих скважину, °C.

При циркуляте в скважине агента с положительной температурой агрегатный переход в мерзлых породах наступает не сразу, а лишь тогда, когда в результате аккумулярования в них теплоты температура стенки скважины станет равной температуре плавления льда. Таким образом, процесс теплообмена разбивается на две стадии: 1) температура стенки скважины еще не достигла температуры плавления льда, и в окружающих скважину породах агрегатные переходы отсутствуют; тепловой поток на стенке скважины определяется при $k_{agr} = 1$; 2) температура стенки скважины равна или больше температуры плавления льда, при этом в окружающем скважину массиве мерзлых пород происходит агрегатный переход, а тепловой поток на стенке скважины рассчитывается через коэффициент нестационарного теплообмена в условиях агрегатного перехода k_{ca} .

Момент времени Fo_{agr} , когда температура стенки скважины достигнет температуры плавления льда, определяется системой уравнений [8]

$$Fo_{agr} = \frac{\alpha_{п.м}}{\alpha_{п.т}}; \quad (8)$$

$$f_1(l_0) = \ln l_0 + \frac{1}{Bi}; \quad (9)$$

$$f_2(l_0) = \frac{l_0^2}{4} \left(\ln l_0 + \frac{1}{Bi} - 1 \right) + \frac{Bi^2 - 2Bi + 2}{4Bi^2}; \quad (10)$$

$$l_0 = \exp \left(- \frac{t_{п|т}}{t_2 Bi} \right), \quad (11)$$

где f_1, f_2 - функции, полученные при решении дифференциального уравнения теплопроводности в массиве горной породы; $\alpha_{п.т}, \alpha_{п.м}$ - коэффициенты температуропроводности горной породы соответственно в талой и мерзлой зонах, m^2/c .

Приближенное решение задачи о скорости продвижения фронта изменения агрегатного состояния породы (фронта плавления льда) [8] определяется выражением

$$Fo^* = \frac{\phi_V}{c_{п\phi} t_2} \left(\frac{l_{agr}^2 \ln l_{agr}}{2} + \frac{l_{agr}^2 - 1}{2Bi} - \frac{l_{agr}^2 - 1}{4} \right) - \frac{Bi}{1 + Bi \ln l_{agr}} \left(\frac{l_{agr}^2 - 1}{4Bi} - \frac{l_{agr} - 1}{4} + \frac{\ln l_{agr}}{4} - \frac{\ln l_{agr}}{2Bi} \right), \quad (12)$$

где ϕ_V - удельная объемная теплота агрегатного перехода с учетом активной массовой влажности породы, Дж/ m^3 ; Fo^* - безразмерная длительность агрегатного перехода, $Fo^* = Fo - Fo_{agr}$.

Ласательное напряжение на стенке канала

$$\tau_x = \frac{\lambda \rho v^2}{8}, \quad (13)$$

где Λ - безразмерный коэффициент гидравлических сопротивлений при движении очистного агента.

Физические, геологические и релогические свойства частиц агентов определяются по известным зависимостям [2, 3, 5].

Таким образом, чтобы исследовать температурный режим скважины и окружающего ее массива мерзлых пород, необходимо решить систему уравнений (I)-(13), предварительно дополнив ее граничными и начальными условиями.

Граничные условия на устье скважины ($z = 0$) следующие:

$$t_1(0, \tau) = t_{ax}, \quad (14)$$

$$p_2(0) = p_{атм}; \quad (15)$$

на забое скважины ($z = H$)

$$p_1(H) = p_2(H) + \Delta p, \quad (16)$$

$$t_2(H, \tau) = t_1(H, \tau) + \Delta t_3, \quad (17)$$

где t_{ax} - температура очистного агента, нагреваемого в буровую колонну, $^{\circ}\text{C}$; $p_{атм}$ - атмосферное давление, Па; H - глубина забоя скважины, м; Δp - потери давления в кольцевом наборе или долоте, Па; Δt_3 - увеличение температуры очистного агента на забое скважины за счет выделения теплоты при совершении работы породоразрушающим инструментом, $^{\circ}\text{C}$.

Начальные условия при $\tau = 0$:

$$t_1(z, 0) = t_2(z, 0) = T_0 + \sigma z, \quad (18)$$

где T_0 - температура нейтрального слоя пород, $^{\circ}\text{C}$; σ - геотермический градиент, $^{\circ}\text{C}/\text{м}$.

Система уравнений (I)-(18) представляет собой краевую задачу, решение которой производится конечно-разностным методом [1, 6, 7] с использованием невязки схемы для уравнений энергии.

$$\frac{p_{1,i+1} - p_{1,i}}{x} = p_i g - \frac{2\tau_{ki}}{r_b}; \quad (19)$$

$$\frac{1}{v_{1,i}} \frac{t_{1,i+1}^{n+1} - t_{1,i}^n}{y} = - \frac{t_{1,i+1}^{n+1} - t_{1,i}^{n+1}}{x} + \frac{2\tau_{ki} v_{1,i}}{r_b Gc} +$$

$$+ \frac{2\pi k_i}{Gc} (t_{2,i}^n - t_{1,i}^{n+1}); \quad (20)$$

$$\frac{p_{2,i+1} - p_{2,i}}{x} = p_i g + \frac{2\tau_{ki}}{R_c - r_h}; \quad (21)$$

$$\frac{1}{v_{2,i}} \frac{t_{2,i-1}^{n+1} - t_{2,i}^n}{y} = \frac{t_{2,i-1}^{n+1} - t_{2,i}^n}{x} + \frac{2\pi k_i v_{2,i}}{(R_c - r_H) Gc} +$$

$$+ \frac{2\pi R_c k_{\tau i} k_{\text{арп} i}}{Gc} \left(T_{H,i} - t_{2,i}^{n+1} \right) - \frac{2\pi k_i}{Gc} (t_{2,i}^n - t_{1,i}^{n+1}), \quad (22)$$

где n - номер шага по времени (временного слоя); y - шаг по времени, с; $i = 1, 2, \dots, N$ - номер шага по глубине скважины (шаги пронумерованы по направлению оси Z - от устья забоя скважины); $x = H/(N+1)$ - шаг по глубине, м.

При аппроксимации граничных условий получим

$$p_{2,1} = p_{\text{атм}}; \quad (23)$$

$$p_{1,N} = p_{2,N} + \Delta p; \quad (24)$$

$$t_{1,1} = t_{\text{вх}}; \quad (25)$$

$$t_{2,N} = t_{1,N} + \Delta t_z. \quad (26)$$

Эта схема первого порядка точности с погрешностью аппроксимации $O(x, \tau)$ безусловно устойчива, что делает ее удобной, поскольку исключается ограничение на величину шага.

Методика расчета температурного режима скважины и окружающего ее массива мерзлых пород заключается в следующем. Расчет давления в буровой колонне и кольцевом канале скважины ведется против направления движения потока, расчет температур - по направлению движения потока. На входе в буровую колонну задается температура очистного агента и его массовый расход. Давление на выходе из кольцевого канала скважины равно атмосферному. Физические и теплофизические свойства очистного агента для первого шага по времени определяются по начальному распределению температур.

С учетом граничного условия (23) находим распределение давлений в восходящем потоке, решая последовательно для каждого i уравнение (21), и давление на забое скважины. Из граничного условия (24) определяем давление на забое в нисходящем потоке и, решая уравнение (19), - распределение давлений в нисходящем потоке.

Затем переходим к решению тепловой задачи. По уравнению (7) находим распределение температур в нисходящем потоке с учетом теплообмена с восходящим потоком через стенку буровой колонны. Определив по условию (26) температуру очистного агента на забое в кольцевом канале скважины и решая уравнение (22), получим распределение температур в восходящем потоке с учетом теплообмена с окружающим массивом мерзлых пород и нисходящим потоком.

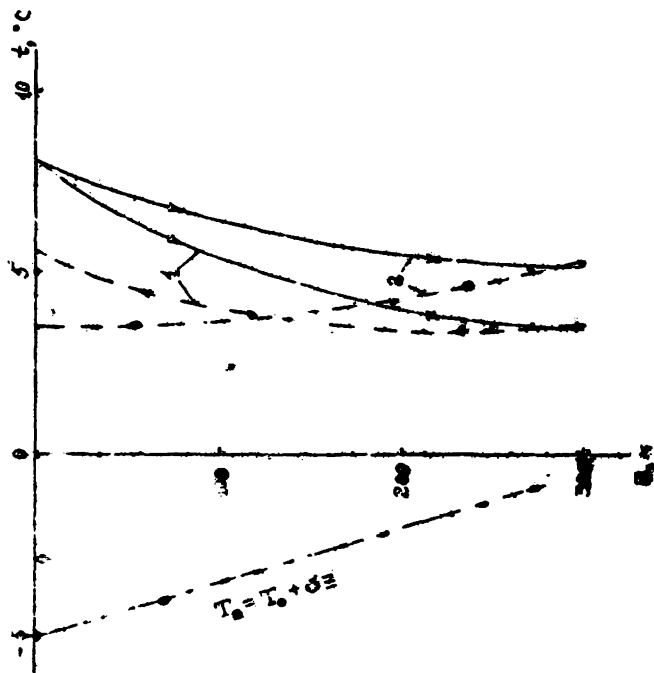


Рис. 1. График распределения температуры атмосферного воздуха в восходящем и нисходящем потоках
1 - воздух; 2 - капельный туман

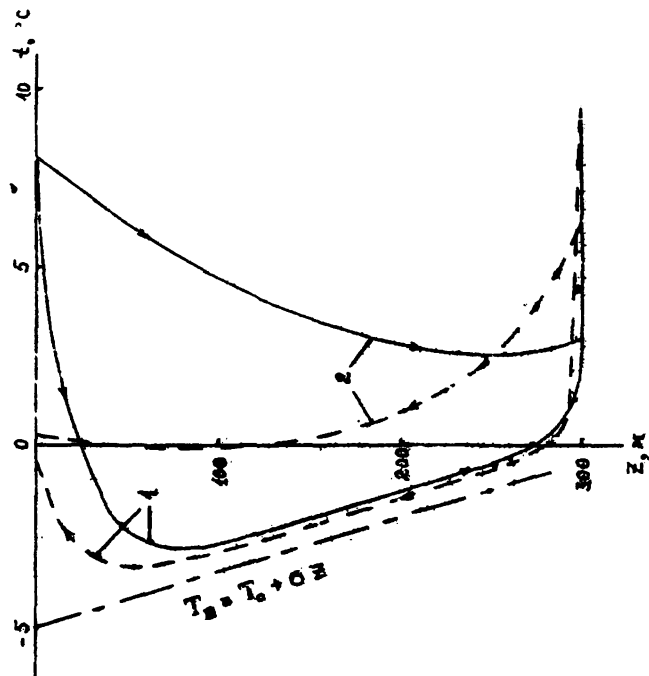


Рис. 2. График распределения температуры атмосферного воздуха в нисходящем и восходящем потоках
1 - воздух; 2 - туман

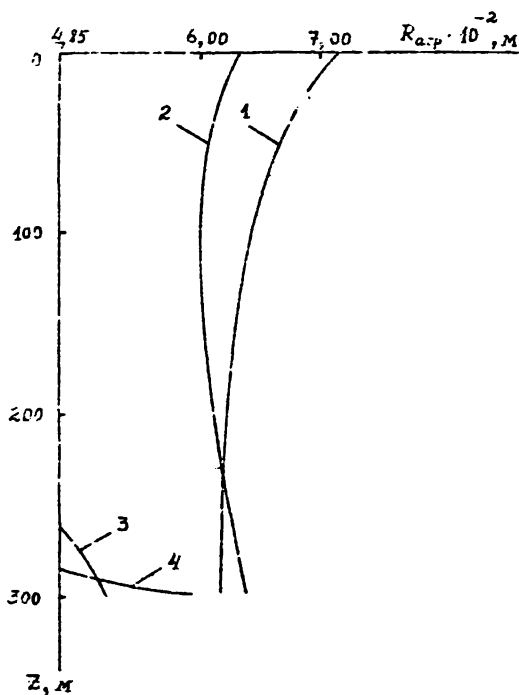


Рис.3. Зависимость радиуса агрегатного перехода в горной породе от глубины скважины для различных очистных агентов: 1 - вода; 2 - глинистый раствор; 3 - пена; 4 - воздух

На каждом временном слое с учетом температуры очистного агента в восходящем потоке по уравнениям (8)-(12) производится расчет времени τ_{agr} , при котором температура стенки скважины достигнет 0°C , безразмерного радиуса агрегатного перехода l_{agr} , а также координаты фронта агрегатного перехода $R_{agr} = R_c l_{agr}$. Затем последовательно решаются уравнения движения и энергии до тех пор, пока текущее время не достигнет заданного.

Для анализа влияния вида очистного агента на температурный режим скважины и окружающего ее массива мерзлых пород были выполнены расчеты по программе, составленной на фортране 77. Исследовались четыре вида очистных агентов: вода, глинистый раствор, воздух и пена.

При расчетах использовались следующие исходные данные:

диаметр скважины $D_c = 0,097$ м; глубина скважины $H = 300$ м; буровые трубы с наружным диаметром $d_H = 0,05$ м муфтово-замкового соединения; мощность, реализуемая на забое, $N_z = 1$ кВт; температура нейтрального слоя пород $T_0 = -5^\circ\text{C}$; геотермический градиент $\sigma = 0,015^\circ\text{C}/\text{м}$; плотность породы $\rho_H = 2100$ кг/м³; коэффициент теплопроводности породы $\lambda_H = 2,5$ Вт/(м $\cdot^\circ\text{C}$); коэффициенты теплопроводности породы в мерзлой и талой зонах соответственно $\alpha_{H.M} = 0,108 \cdot 10^{-5}$ м²/с; $\alpha_{H.T} = 0,650 \cdot 10^{-6}$ м²/с; активная массовая влажность породы $W_H = 0,15$; продолжительность циркуляции очистного агента $\tau = 3600$ с; температура очистного агента на входе в буровую колонну $t_{вх} = 8^\circ\text{C}$.

При промывке водой ее подача составляла $Q_{ж} = 3,33 \cdot 10^{-3}$ м³/с; подача глинистого раствора с плотностью $\rho = 1060$ кг/м³ составляла $Q_{ж} = 1,67 \cdot 10^{-3}$ м³/с; подача воздуха $Q_{в} = 5,83 \cdot 10^{-2}$ м³/с; при промывке пеной подача жидкости $Q_{ж} = 7,38 \cdot 10^{-5}$ м³/с, воздуха $Q_{в} = 7,38 \cdot 10^{-3}$ м³/с.

Результаты расчета (рис.1-3) показали, что применение пены обеспечивает минимальное тепловое воздействие восходящего потока на массив мерзлых пород: зона изменения естественного мерзлого состояния горных пород локализуется в призабойной части скважины и распространяется вглубь мас-

сиза не более чем на 4 °С, т.е. происходит почти полное растекание пород. При этом не происходят столь характерные для условий промывки скважин осложнения, как образование сальников и обвалы пород.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Аляшаев М.Г., Мусаев М.А. Распределение температуры трехфазной пены при движении ее в циркуляционной системе с постоянным массовым расходом // Ресурсы термальных вод Дагестана и оптимальные схемы их комплексного освоения. Махачкала, 1985. Вып. 4.
2. Есьман Б.И. Термогидравлика при бурении скважин. М.: Недра, 1982.
3. Козлов А.В., Слюсарев Н.И., Яковлев А.А. Расчет термодинамических параметров пены в циркуляционной системе скважины // Промывка и крепление скважин / ВИТР. Л., 1980.
4. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в мерзлых породах. М.: Недра, 1983.
5. Маковой Н. Гидравлика бурения. М.: Недра, 1986.
6. Парийский Ю.М., Пискачев Т.Ю. Математические модели термогидродинамических процессов при бурении геотермальных скважин // Совершенствование и внедрение технологий промывки и тампонирования скважин в условиях Восточной Сибири и Крайнего Севера / ВИТР. Л., 1987.
7. Парийский Ю.М., Пискачев Т.Ю. Термогидродинамические процессы при бурении скважин и методика их математического моделирования // Зап. ЛГИ. 1988. Т. 116.
8. Пудовкин М.А., Чугунов В.А., Саламатин А.Н. Задачи теплообмена в приложении к теории бурения скважин. Казань: Изд-во Казанского ун-та. 1977.