*Записки Ленинградского орденов Ленина и Трудового Красного Знамени горного института им. Г. В. Плеханова, т. LVII, вып. 2, 1969 г.*

# АНАЛИЗ, РАСЧЕТ И ВОПРОСЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА БУРЯЩЕЙСЯ СКВАЖИНЫ

*Б. Б. Кудряшов*

В связи с увеличением глубин и интенсификацией процессов бурения возникает практическая необходимость учета тепловых явлений в бурящихся скважинах. Температура промывочной среды становится одним из основных факторов, определяющих успешное проведение буровых работ.

Задача расчета температурного режима бурящейся скважины сводится к отысканию распределения температуры по стволу в любой момент времени от начала циркуляции. Первые попытки аналитического решения этой задачи [3, 8] не имели успеха. Новейшие решения изложены в работах [1, 13]. Наиболее общее и детальное решение [1] не принимает во внимание продолжительность циркуляции (фактор времени) и отвергает целесообразность учета тепла, выделяющегося за счет гидравлической работы трения потока. Единственное из решений, учитывающее фактор времени [13], основывает этот учет на коммерческой скорости бурения, что неверно, так как процессы теплообмена при движении промывочной жидкости и в период простоя совершенно различны. Кроме того, указанное решение пренебрегает генерацией тепла за счет работы трения потока и механической работы долота или забойного двигателя.

Кафедрой технологии и техники бурения скважин ЛГИ с 1963 г. ведутся исследования по регулированию и нормализации температурного режима скважин при бурении в различных условиях на основе договоров с рядом производственных и научно-исследовательских организаций (СЗТГУ, Янское РайГРУ Якутского ГУ, ВИТР, ВНИИБТ, Краснодарский филиал ВНИИнефть, НИИ Арктики и Антарктики, „Дальстройпроект" и др.). В основу изучения теплообменных процессов при бурении положено аналитическое решение задачи о распределении температуры в скважине с учетом фактора времени, полученное в 1964 г. Оно использовано, в частности, при разработке технологии бурения мерзлых пород с продувкой охлажденным воздухом [5, 6], при изучении перспектив и обосновании методов искусственного охлаждения глинистых растворов в целях борьбы с осложнениями на больших глубинах [11] и в других практических целях.

Накопленный опыт подтверждает справедливость полученных зависимостей. Есть смысл рассмотреть их несложный вывод и возмож-

ность применения для практических расчетов при решении технологических задач.

Рассмотрим случай глубокого бурения (рис. 1). Промывочная жидкость, двигаясь по внутреннему каналу бурильных труб к забою, непрерывно нагревается за счет теплообмена через стенку бурильных труб с восходящим потоком, имеющим более высокую температуру. У забоя промывочная жидкость претерпевает местный нагрев за счет тепла, воспринимаемого ею при охлаждении долота (или забойного двигателя). Поднимаясь от забоя по кольцевому пространству, промывочная жидкость продолжает нагреваться за счет теплообмена с породами, а затем охлаждается, отдавая накопленное тепло нисходящему потоку в трубах и породам, имеющим в верхних горизонтах меньшую температуру. Теплообмен сопровождается генерацией тепла за счет трения промывочной жидкости при ее движении [7]. Интенсивность теплообменных процессов непрерывно изменяется во времени за счет изменения температурного состояния окружающих скважину пород, нижние горизонты которых постепенно охлаждаются, а верхние нагреваются.

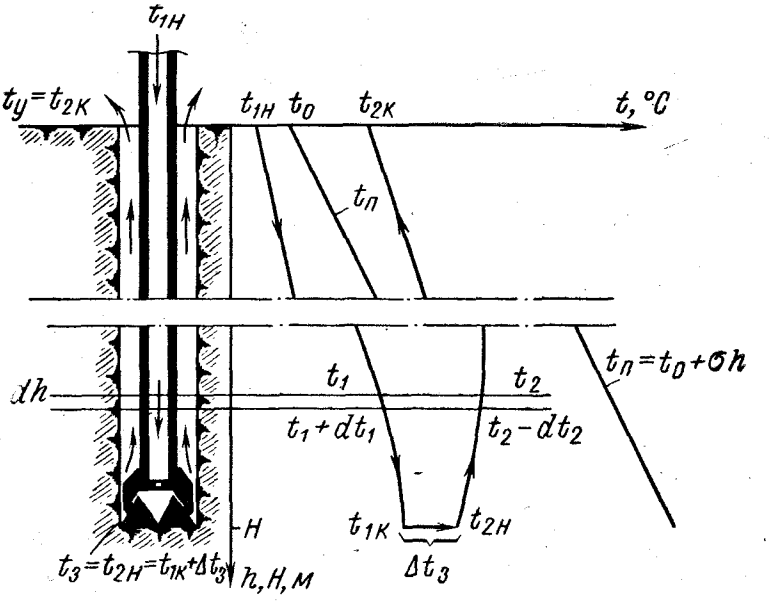



Рис. 1. К расчету температурного режима скважины

Для составления дифференциальных уравнений примем исходные допущения:

1) температура пород возрастает с глубиной прямолинейно;

2) физические и теплофизические свойства промывочной среды постоянны, а характеризующие их величины равны значениям при средней температуре в скважине.

Выделим элементарный участок $dh$ (рис. 1) в той части скважины, где промывочная жидкость по мере своего поступательного движения только нагревается. Тогда с учетом выделения тепла за счет преодоления гидравлических сопротивлений трения для количества тепла, полученного в 1 $ч$ нисходящим потоком на участке $dh$, справедливо выражение

$$dQ_1=k\pi(t_2-t_1)\,dh+AGi_1dh. \qquad (1)$$

Количество тепла, полученное восходящим потоком на том же участке,

$$dQ_2=k_\tau\pi D\,(t_0+\sigma h-t_2)\,dh+AGi_2\,dh-k\pi\,(t_2-t_1)\,dh. \qquad (2)$$

При этом с глубиной температура жидкости в нисходящем потоке возрастет, а в восходящем — понизится, следовательно, $dQ_1=Gcdt_1$ и $dQ_2=-Gcdt_2$. Подставив последние выражения в формулы (1) и (2), получим два уравнения с двумя неизвестными $t_1$ и $t_2$

$$Gcdt_1=k\pi\,(t_2-t_1)\,dh+AGi_1\,dh; \qquad (3)$$

$$-Gcdt_2=k_\tau\pi D\,(t_0+\sigma h-t_2)\,dh+AGi_2dh-k\pi\,(t_2-t_1)\,dh, \qquad (4)$$

где $t$—температура промывочной жидкости, °С; $t_0$—начальная температура пород у поверхности, °С; $h$—глубина (текущая координата), *м*; $G$—весовой расход промывочной жидкости, *кг/ч*; $c$—удельная весовая теплоемкость промывочной жидкости (для газа—при постоянном давлении $c_p$, *ккал/кг·°С*; $D$—диаметр скважины, *м*; $k$—коэффициент теплопередачи через стенку бурильной трубы, отнесенный к 1 *м* длины трубы, *ккал/м·ч·°С*; $k_\tau$—коэффициент нестационарного (зависящего от времени) теплообмена между промывочной жидкостью и массивом горных пород, *ккал/м²·ч·°С*; $i$—гидравлический уклон (безразмерная величина); $\sigma$—геотермический градиент, °С/*м*; $A$—тепловой эквивалент работы, $A=\frac{1}{427}$ *ккал/кг·м*.

Индексы „1" и „2" относятся соответственно к внутреннему каналу бурильных труб и к кольцевому пространству. В дальнейшем применяются также индексы „н" и „к", означающие начальное и конечное состояние в соответствующем канале.

Поделив левые и правые части уравнений (3) и (4) на $Gc$, получим

$$\frac{dt_1}{dh}=\frac{k\pi}{Gc}\,(t_2-t_1)+\frac{A}{c}\,i_1; \qquad (5)$$

$$-\frac{dt_2}{dh}=\frac{k_\tau\pi D}{Gc}\,(t_0+\sigma h-t_2)-\frac{k\pi}{Gc}\,(t_2-t_1)+\frac{A}{c}\,i_2. \qquad (6)$$

С помощью уравнения (5) выразим $t_2$ и $\frac{dt_2}{dh}$ через $t_1$

$$t_2=t_1+\frac{Gc}{k\pi}\cdot\frac{dt_1}{dh}-A\frac{G}{k\pi}\,i_1; \qquad (7)$$

$$\frac{dt_2}{dh}=\frac{dt_1}{dh}+\frac{Gc}{k\pi}\cdot\frac{d^2t_1}{dh^2}. \qquad (8)$$

Для установления связи между переменными $t_1$ и $h$ подставим выражения (7) и (8) в (5) и (6) и после простых преобразований найдем

$$\frac{d^2t_1}{dh}-\frac{k_\tau\pi D}{Gc}\cdot\frac{dt_1}{dh}-\frac{k_\tau k\pi^2D}{G^2c^2}\,t_1=$$

$$=-\frac{k_\tau k\pi^2D}{G^2c^2}\,(t_0+\sigma h)-A\frac{\pi}{G^2c}\,[k_\tau Di_1+k\,(i_1+i_2)]. \qquad (9)$$

Мы получили неоднородное (с правой частью) линейное дифференциальное уравнение второго порядка с постоянными коэффициентами. Общее решение неоднородного уравнения (9) получим в виде

$$t_1=C_1e^{r_1h}+C_2e^{r_2h}+t_0+\sigma h-\frac{Gc}{k\pi}\left(\sigma-\frac{A}{c}\,i_1\right)+\frac{AG}{k_\tau\pi D}\,(i_1+i_2), \qquad (10)$$

где $C_1$ и $C_2$—произвольные постоянные интегрирования; $r_1$ и $r_2$—корни характеристического уравнения,

$$r_1=\frac{\pi}{Gc}\left(\frac{k_z D}{2}+\sqrt{\frac{k_z^2D^2}{4}+k_z kD}\right);\quad r_2=\frac{\pi}{Gc}\left(\frac{k_z D}{2}-\sqrt{\frac{k_z^2D^2}{4}+k_z kD}\right). \tag{11}$$

Постоянные интегрирования можно определить из граничных условий. Первое граничное условие очевидно: при $h=0$ $t_1=t_{1н}$, т. е. на уровне поверхности температура жидкости в бурильных трубах равна ее начальной температуре. Для отыскания второго граничного условия воспользуемся следующими соображениями.

В реальных условиях бурящейся скважины генерируемое у забоя тепло влияет на температуру циркулирующей жидкости, повышая ее на величину $\Delta t_з$. Если рассматривать призабойный источник тепла как точечный, для условий на забое справедливо

$$t_2=t_1+\Delta t_з. \tag{12}$$

Одновременно с этим на забое, как и на любой глубине $h$, должно соблюдаться также условие, выраженное соотношением (7), полученным из исходных дифференциальных уравнений. Подставив выражение (12) в формулу (7), после преобразований получим

$$\frac{dt_1}{dh}=\frac{k\pi}{Gc}\,\Delta t_з+\frac{A}{c}\,i_1. \tag{13}$$

Это и будет вторым граничным условием для нисходящего потока. Оно позволяет простейшим путем получить полное решение поставленной задачи [5]. Справедливость рассмотренного подхода к определению граничных условий подтверждена решением проф. И. А. Чарного [13] для частного случая $\frac{dt_1}{dt}=0$ при $\Delta t_з=0$ и $i_1=0$.

Итак, мы имеем граничные условия

$$\text{при}\quad h=0\quad t_1=t_{1н};$$

$$\text{при}\quad h=H\quad \frac{dt_1}{dh}=\frac{k\pi}{Gc}\,\Delta t_з+\frac{A}{c}\,i_1.$$

На их основании из общего решения (10) получим

$$t_{1н}=C_1+C_2+t_0-\frac{Gc}{k\pi}\,\sigma+A\,\frac{G}{k\pi}\,i_1+A\,\frac{G}{k_z\pi D}\,(i_1+i_2); \tag{14}$$

$$\frac{k\pi}{Gc}\,\Delta t_з+\frac{A}{c}\,i_1=C_1r_1e^{r_1H}+C_2r_2e^{r_2H}+\sigma. \tag{15}$$

Совместное решение уравнений (14) и (15) позволяет найти постоянные интегрирования $C_1$ и $C_2$. Подставив их в общее решение (10), для температуры внутри бурильных труб на любой глубине $h$ при конечной в данный момент глубине бурящейся скважины $H$ получим

$$t_1=m_1e^{r_1h}+n_1e^{r_2h}-a+b+t_0+\sigma h, \tag{16}$$

где

$$m_1=-\frac{(t_{1н}-t_0+a-b)\,r_2e^{r_2H}+\frac{k\pi}{Gc}\,(a-\Delta t_з)}{r_1e^{r_1H}-r_2e^{r_2H}};$$

$$n_1=\frac{(t_{1н}-t_0+a-b)\,r_1e^{r_1H}+\frac{k\pi}{Gc}\,(a-\Delta t_з)}{r_1e^{r_1H}-r_2e^{r_2H}}.$$

Имея теперь зависимость $t_1$ от $h$ и $H$, с помощью выражения (7) можно получить соответствующее выражение для $t_2$. Принимая во внимание, что $1+\frac{Gc}{k\pi}r_2=-\frac{r_2}{r_1}$ и $1+\frac{Gc}{k\pi}r_1=-\frac{r_1}{r_2}$, аналитическая зависимость для температуры в кольцевом пространстве от $h$ и $H$

$$t_2=m_2e^{r_1H}+n_2e^{r_2h}+b+t_0+\sigma h, \tag{17}$$

где

$$m_2=\frac{(t_{1н}-t_0+a-b)\,r_1e^{r_2H}+\frac{k\pi}{Gc}(a-\Delta t_3)\frac{r_1}{r_2}}{r_1e^{r_1H}-r_2e^{r_2H}};$$

$$n_2=-\frac{(t_{1н}-t_0+a-b)\,r_2e^{r_1H}+\frac{k\pi}{Gc}(a-\Delta t_3)\frac{r_2}{r_1}}{r_1e^{r_1H}-r_2e^{r_2H}}.$$

В последних выражениях

$$a=\frac{Gc}{k\pi}\left(\sigma-\frac{A}{c}i_1\right);\quad b=A\frac{G}{k\pi D}(i_1+i_2).$$

Если конечную глубину скважины $H$ в момент $\tau$ от начала циркуляции рассматривать как результат бурения в течение данного рейса, то

$$H=H_0+s\tau, \tag{18}$$

где $H_0$—исходная глубина скважины перед началом очередного рейса, *м*; $s$—механическая скорость бурения, *м/ч*; $\tau$—продолжительность бурения, совпадающая с продолжительностью циркуляции, *ч*.

Подставив выражение (18) в формулы (16) и (17), можно в первом приближении учесть влияние скорости бурения на температуру промывочной жидкости.

Полученные аналитические выражения (16) и (17), тем более с учетом формулы (18), являются вполне удовлетворительной математической моделью температурного режима бурящейся скважины. Они позволяют определить температуру в любой точке системы бурильные трубы—затрубное пространство в любой момент времени от начала циркуляции при известной конечной глубине скважины $H$ или некотором ее относительном изменении в течение одного рейса бурения и применимы при любом виде промывочной среды (глинистый раствор, вода, воздух) как в случае ее нагрева в скважине, так и охлаждения, например, при бурении по многолетнемерзлым породам.

Результаты расчета температурного режима скважины с помощью аналитических выражений (16) и (17) в основном зависят от правильности определения входящих в них величин.

Гидравлический уклон в бурильных трубах $i_1$ и в кольцевом пространстве $i_2$ определяется из выражения

$$i=\frac{10p}{\gamma H}, \tag{19}$$

где $p$—гидравлические потери давления в соответствующем канале при средней температуре, *кГ/м²*; $\gamma$—удельный вес промывочной среды (для газа—при средних значениях температуры и давления в канале потока), *кГ/м³*; $H$—глубина скважины, *м*.

Прирост температуры промывочной среды за счет местного нагрева у забоя скважины можно определить по известной формуле

$$\Delta t_з = 860 \frac{N}{Gc}, \qquad (20)$$

где $N$—мощность, затрачиваемая на забое (в частности, мощность, развиваемая забойным двигателем), *квт*.

Коэффициент теплопередачи через стенку бурильной трубы, отнесенный к 1 *м* длины трубы, определяется по формуле

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1 d_1} + \frac{1}{2\lambda_{ст}} \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{\alpha_2 d_2}}, \qquad (21)$$

где $\alpha_1$, $\alpha_2$—коэффициенты теплоотдачи соответственно во внутреннем канале бурильных труб и кольцевом пространстве скважины, *ккал/м²·ч·°С*; $d_1$, $d_2$—внутренний и наружный диаметры бурильной трубы, *м*; $\lambda_{ст}$—коэффициент теплопроводности стали труб, *ккал/м·ч·°С*.

Значения коэффициентов теплоотдачи $\alpha$ в случае бурения с промывкой водой и с продувкой воздухом могут быть определены с высокой точностью по критериальным формулам [9]. Установленные для ньютоновских жидкостей зависимости между критериями Re, Nu, Pr для глинистого раствора пока не известны. Однако в первом приближении при турбулентном движении глинистого раствора можно пользоваться формулой акад. Л. С. Лейбензона [7]

$$\alpha = 0{,}12\,\mathrm{Re}^{0{,}75} \frac{\lambda}{d}, \qquad (22)$$

где $\lambda$—коэффициент теплопроводности глинистого раствора при средней температуре в скважине, *ккал/м·ч·°С*; $d$—диаметр канала потока (для кольцевого канала эквивалентный диаметр $d_э = D - d_2$), *м*; Re—безразмерный критерий Рейнольдса, определяемый в данном случае по структурной вязкости.

Особо важным является правильный учет изменения интенсивности теплообмена между циркулирующей по скважине средой и окружающими породами. Используемый для этого коэффициент нестационарного теплообмена $k_\tau$ в критериальной форме выражается зависимостью

$$\mathrm{Ku}_\tau = f(\mathrm{Bi}, \mathrm{Fo}), \qquad (23)$$

где $\mathrm{Ku}_\tau = \frac{k_\tau R}{\lambda}$—безразмерный коэффициент нестационарного теплообмена—критерий Кирпичева; $\mathrm{Bi} = \frac{\alpha_2 R}{\lambda}$—критерий граничных условий Био; $\mathrm{Fo} = \frac{a_п \tau}{R^2}$—безразмерное время—критерий Фурье; $a_п = \frac{\lambda_п}{c_п \gamma_п}$—коэффициент температуропроводности породы, *м²/ч*; $\lambda_п$—коэффициент теплопроводности породы, *ккал/м·ч·°С*; $c_п$—удельная весовая теплоемкость породы, *ккал/кг·°С*; $\gamma_п$—объемный вес породы, *кг/м³*; $\tau$—продолжительность циркуляции, *ч*; $R$—радиус скважины, *м*.

Для зависимости (23) существует точное, но очень сложное аналитическое выражение. На его основе построена широко известная

номограмма для определения $k_\tau$ [14]. При практических расчетах удобнее пользоваться приближенной формулой

$$k_\tau = \frac{\alpha_2}{1 + \mathrm{Bi}\sqrt[4]{\mathrm{Fo}}}, \qquad (24)$$

полученной автором настоящей статьи путем аппроксимации точной зависимости. Для случая жидкостной промывки, когда $\mathrm{Bi} > 15$, на основе формулы (24) можно получить еще более простую расчетную формулу

$$k_\tau = \frac{\lambda_\text{п}^{3/4}}{R^{1/2}} \left(\frac{c_\text{п}\gamma_\text{п}}{\tau}\right)^{1/4}, \qquad (25)$$

которая при $\mathrm{Fo} = 0{,}1 \div 500$, т. е. во всей практически важной при бурении скважин области, дает погрешность в пределах $\pm 10\%$. Необходимые для расчета $k_\tau$ данные о теплофизических свойствах основных горных пород приводятся, например, в справочнике [14].

Учет влияния обсадной колонны на теплообмен можно вести способами, применяемыми для учета влияния крепи при тепловых расчетах горных выработок [14]. В случае зацементированных стальных обсадных колонн, при практических расчетах $k_\tau$ (пренебрегая термическим сопротивлением стали) достаточно использовать внешний радиус трубы, поскольку цементный камень и породы близки по теплофизическим свойствам. Все остальные расчеты ведутся по внутреннему диаметру обсадной трубы.

Основные формулы (16) и (17) применимы к расчету распределения температуры по стволу в любой момент времени $\tau$ от начала непрерывной циркуляции после длительного простоя, когда температурное состояние окружающих скважину пород можно считать восстановившимся. С практической точки зрения этот случай наиболее важен, поскольку длительные простои отнюдь не исключены, и именно после таких простоев температура циркулирующего глинистого раствора и температурные напряжения в окружающих породах [4] достигают максимальных величин.

Разработка практической методики температурных расчетов должна базироваться на разумном упрощении основных аналитических зависимостей. Так, для глубоких скважин ($H \geqslant 3000$ *м*) в разности $r_1 e^{r_1 H} - r_2 e^{r_2 H}$ вторым членом в силу малости можно пренебречь. В результате из выражения (17) для важнейшей расчетной величины—температуры в призабойной зоне кольцевого пространства $t_\text{з}$—получим упрощенную формулу

$$t_\text{з} = (t_\text{1н} - t_0 + a - b)\left(1 - \frac{r_2}{r_1}\right) e^{r_2 H} + \frac{k\pi}{Gc}\,\frac{(a - \Delta t_\text{з})}{r_2} + b + t_0 + \sigma H. \qquad (26)$$

В ряде случаев можно не учитывать влияние тепла, генерируемого за счет работы долота и трения потока ($\Delta t_\text{з} = 0$; $i_1 = 0$; $i_2 = 0$), что дает для приближенных расчетов весьма простую формулу

$$t_\text{з} = \left(t_\text{1н} - t_0 + \frac{Gc}{k\pi}\,\sigma\right)\left(1 - \frac{r_2}{r_1}\right) e^{r_2 H} + \frac{\sigma}{r_2} + t_0 + \sigma H. \qquad (27)$$

Следует, однако, заметить, что упрощение формулы для больших глубин за счет принятия $r_2 e^{r_2 H} = 0$ вносит меньшую погрешность, чем допущение $\Delta t_\text{з} = 0$, $i_1 = 0$, $i_2 = 0$. Это показано ниже расчетом и лишний раз подтверждает необходимость учета работы трения потока, что было обосновано для нефтепроводов еще акад. Л. С. Лейбензоном [7].

Упрощение и повышение достоверности расчетов температурного режима скважины достигается способом [1] определения реальных значений характеристик теплообмена на основе натуральных измерений (при обязательном учете фактора времени).

Для оценки справедливости полученных аналитических зависимостей приведем пример расчета распределения температуры в скважине при следующих исходных данных: $D=0{,}25$ *м*, $H=3000$ *м*, наличием обсадных труб пренебрегаем; бурильные трубы $5^{9}/_{16}''$—$d_1=0{,}123$ *м*, $d_2=0{,}141$ *м*, $\lambda_{ст}=40$ *ккал/м·ч·°С*, замки ЗШ через 12,5 *м*; глинистый раствор — расход $q_1=20$ *л/сек* и $q_2=40$ *л/сек*, $\gamma=1200$ *кг/м*$^3$, $\eta=0{,}1$ *пуаз* $=1{,}02\cdot10^{-3}$ *кг·сек/м*$^2$, $c=0{,}75$ *ккал/кг·°С*, $\lambda=0{,}5$ *ккал/м·ч·°С* (при условной средней температуре в скважине 40°С); породы типа песчаников — $\gamma_п=2600$ *кг/м*$^3$, $c_п=0{,}35$ *ккал/кг·°С*, $\lambda_п=1{,}6$ *ккал/м·ч·°С*, геотермический градиент $\sigma=0{,}03$°С/*м*; условная температура поверхности $t_0=14{,}5$°С; развиваемая на забое мощность в условиях роторного бурения $N=25$ *квт*. Так как температура нагнетаемого в бурильные трубы раствора при установившемся режиме обычно лишь на 2—3°С ниже устьевой температуры [2, 12], примем ее для простоты постоянной и равной условному среднему значению $t_{1н}=35$°С. Гидравлические расчеты проводятся по известной методике Б. С. Филатова.

Найдем распределение температуры раствора в бурильных трубах и кольцевом пространстве через $\tau=2$ *ч* после начала циркуляции, когда можно ожидать, что устьевая температура достигнет приблизительно постоянного максимального значения [3, 12].

В результате расчетов по приведенным выше формулам получены следующие значения величин, входящих в основные расчетные зависимости (табл. 1).

*Таблица 1*

| $q$, *л/сек* | $\alpha_1$, *ккал/м²·ч·°С* | $\alpha_2$, *ккал/м²·ч·°С* | $k_c$, *ккал/м²·ч·°С* | $k$, *ккал/м·ч·°С* | $r_1$, $10^{-4}$ 1/*м* | $r_2$, $10^{-4}$ 1/*м* | $i_1$ | $i_2$ | $\Delta t_3$, °С | $a$, °С | $b$, °С |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 20 | 970 | 460 | 17,1 | 39,2 | 7,39 | —5,32 | 0,029 | 0,004 | 0,33 | 15,75 | 0,5 |
| 40 | 1630 | 770 | 17,1 | 62,9 | 4,53 | —3,49 | 0,116 | 0,016 | 0,17 | 19,47 | 3,9 |

Вычисленные по основным формулам (16) и (17) значения $t_1$ и $t_2$ в зависимости от глубины при расходах раствора 20 и 40 *л/сек* представлены в табл. 2. Полученное распределение температуры по скважине представлено на рис. 2.

*Таблица 2*

| $q$, *л/сек* | $t$, °С | $h$, *м* | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 0 | 500 | 1000 | 1500 | 2000 | 2500 | 3000 |
| $q_1=20$ | $t_1$ | 35,0 | 39,2 | 44,7 | 50,9 | 56,8 | 61,5 | 63,6 |
| | $t_2$ | 38,3 | 44,4 | 51,0 | 57,4 | 62,5 | 65,3 | 63,9 |
| $q_2=40$ | $t_1$ | 35,0 | 38,7 | 42,8 | 46,9 | 50,6 | 53,2 | 54,4 |
| | $t_2$ | 39,3 | 43,7 | 48,1 | 51,9 | 54,6 | 55,7 | 54,6 |

Для тех же условий по формуле (17) проведены расчеты устьевой и забойной температуры в кольцевом пространстве в зависимости от продолжительности промывки. Эта зависимость определяется главным образом изменением коэффициента нестационарного теплообмена $k_\tau$ во времени, значения которого для данного примера, вычисленные по формуле (25), представлены в табл. 3.

*Таблица 3*

| $\tau$, *ч* | 0,5 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| $k_\tau$, *ккал/м²·ч·°С* | 24,2 | 20,3 | 17,1 | 15,4 | 14,4 | 13,6 |

Результаты расчетов устьевой и забойной температуры сведены в табл. 4 и иллюстрируются рис. 3.

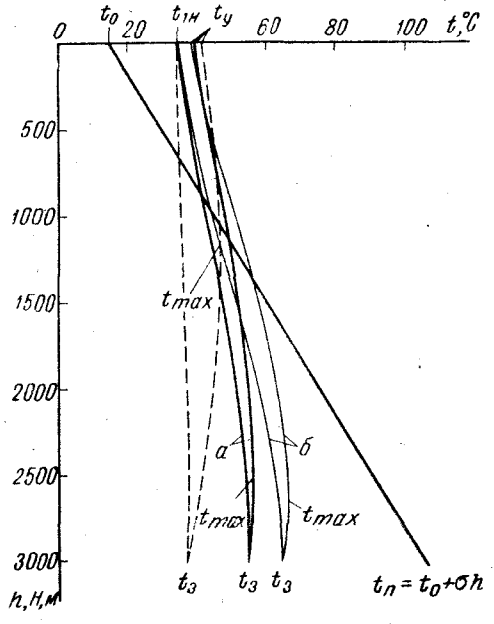



Рис. 2. Расчетное распределение температуры по стволу бурящейся скважины: *а*—при расходе 40 *л/сек*; *б*—при расходе 20 *л/сек*; пунктирные линии—при теплоизолированной бурильной колонне и расходе 20 *л/сек*

Для оценки пригодности приближенных формул (26) и (27) с их помощью проведен расчет $t_з$ при $q=20$ *л/сек*, $\tau=2$ *ч* и $H=3000$ *м*. При точном значении $t_з=63{,}9$°С формула (26) дала $t_з=62{,}4$°С (с погрешностью—2,3%), а формула (27)—$t_з=60{,}7$°С (с погрешностью—5,0%). С увеличением глубины погрешность, вызываемая недоучетом гидравлической работы трения, возрастает.

Анализ полученных зависимостей и результатов проведенных расчетов позволяет сделать ряд важных выводов о характере распределения температуры в бурящейся скважине и динамике ее изменения под действием определяющих факторов.

*Таблица 4*

| $q$, *л/сек* | $t$, °С | $\tau$, *ч* | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 0,5 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| $q_1=20$ | $t_у$ | * | 38,0 | 38,3 | 38,4 | 38,4 | 38,4 |
| | $t_з$ | 67,1 | 65,4 | 63,9 | 62,9 | 61,9 | 61,3 |
| $q_2=40$ | $t_у$ | * | 39,3 | 39,3 | 39,2 | 39,1 | 39,1 |
| | $t_з$ | 58,3 | 56,8 | 54,6 | 54,1 | 53,6 | 53,0 |

* В процессе восстановления и первых оборотах циркуляции $t_у$ зависит от температуры застойной жидкости в скважине и поверхностной циркуляционной системе.

Как показывают табл. 2 и рис. 2, распределение температуры по стволу бурящейся скважины не является прямолинейным. Оно имеет сложную форму, характеризующуюся малыми значениями градиента температуры у забоя и устья, максимальными его значениями и наличием перегиба температурных кривых в средней части. Это положение полностью подтверждается замерами И. А. Карманова [4]. Максимум температуры устанавливается не на забое, а в кольцевом пространстве над ним и тем выше, чем менее интенсивен теплообмен между нисходящим и восходящим потоками. Этот общий характер распределения температуры подтверждается независимо проведенными на основе иных предпосылок (без учета фактора времени) теоретическими исследованиями А. А. Афанасьева [1].

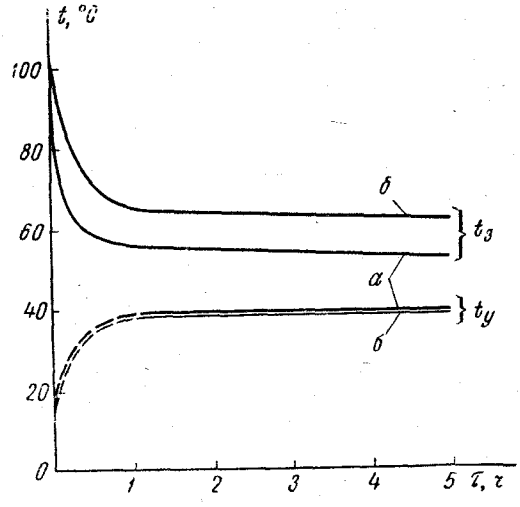



Рис. 3. Расчетное изменение температуры на забое $t_з$ и устье $t_у$ с течением времени циркуляции: *а*—при расходе 40 *л/сек*; *б*—при расходе 20 *л/сек*

Вопрос о максимальной температуре в скважине весьма важен. В частном случае, например, при циркуляции низкотемпературного промывочного агента в процессе бурения с одновременным замораживанием и теплоизолированной колонне максимальное значение температуры может устанавливаться на устье [5]. Однако в обычном случае (см. рис. 2) превышение максимальной температуры над призабойной незначительно и может быть определено лишь точными измерениями.

Определим максимум расчетным путем. Приравняв нулю первую производную температуры в кольцевом пространстве по глубине $\left(\frac{dt_2}{dh}=0\right)$, из выражения (17) получим

$$m_2 r_1 e^{r_1 h}+n_2 r_2 e^{r_2 h}+\sigma=0. \qquad (28)$$

Найдя из соотношения (28) последовательными приближениями координату $h$, соответствующую максимуму температуры $t_{max}$, и подставив ее в выражение (17), найдем значение $t_{max}$.

В современной практике глубокого бурения вполне допустимо в качестве характерной величины считать температуру раствора в призабойной зоне кольцевого пространства $t_з$, мало отличающуюся от $t_{max}$.

Степень проявления рассмотренного характера распределения температуры и формы температурных кривых решающим образом зависит от продолжительности циркуляции. С течением времени распределение температуры по стволу приближается к прямолинейному, что и дает основание для применения эмпирических формул, развиваемых рядом исследователей [12, 3, 4, 2 и др.].

Проделанные расчеты для „средних" условий дают вполне удовлетворительное совпадение количественных значений устьевых и забойных температур с данными проведенных к настоящему времени измерений. Так, если воспользоваться формулой Б. И. Есьмана

$$t_{hH}=\varphi h+\psi H+t_0, \tag{29}$$

предназначенной для обобщения натурных измерений, то применительно к рассмотренному примеру при реальном для 10-дюймовой скважины $q=40$ *л/сек* в условиях установившегося режима получим соответственно $\varphi=0{,}005$ и $\psi=0{,}008$, что весьма близко к их средним значениям [3].

Дополнительные расчеты показали, что для того же примера при $q=20$ *л/сек*, но с повышенной вязкостью раствора, $\eta=0{,}3$ *пз*, получается полное совпадение значений $\varphi$ и $\psi$ в формуле (29) с рекомендованными Б. И. Есьманом для некоторых „средних" условий [3].

Являясь косвенным подтверждением справедливости приближенной формулы (29), эти примеры вместе с тем показывают, что подобные совпадения возможны лишь при определенных сочетаниях значений расхода и вязкости, не говоря о других физических и теплофизических свойствах раствора и окружающих скважину пород. Еще большее влияние на распределение температуры по стволу могут оказывать диаметр скважины и бурильных труб, наличие обсадной колонны, продолжительность циркуляции и другие факторы, не учитываемые приближенными формулами. Таким образом, применимость этих формул ограничивается не только геотермическими условиями того района, для которого натурными измерениями определены постоянные $\varphi$ и $\psi$, но и технологическими условиями, при которых эти измерения производились.

Как показывает проведенный анализ, увеличение вязкости раствора ведет к повышению устьевой температуры, что находится в полном соответствии с наблюдениями И. А. Карманова [4] и Г. Г. Габузова [2]. Однако по теоретическим данным это явление должно сопровождаться снижением призабойной температуры, что еще не было отмечено.

Механизм указанного процесса ясен. Увеличение вязкости раствора ведет к снижению турбулентности и интенсивности конвективного теплообмена. При этом от восходящего потока к нисходящему отдача тепла уменьшается, а отношение количества тепла, полученного восходящим потоком в кольцевом пространстве от нижних горизонтов пород и переданного более холодным верхним, остается прежним, устьевая температура возрастает, а призабойная снижается.

С подобных позиций можно объяснить и неоднократно отмечавшееся при натурных измерениях снижение устьевой температуры $t_у$ на 1—2° С за счет вращения бурильной колонны [4, 2]. Вращение ко-

лонны по действию аналогично снижению вязкости раствора, ибо повышает турбулизацию, степень перемешивания, а значит, и интенсивность теплообмена между нисходящим и восходящим потоками. Теория подсказывает, что за счет влияния вращения призабойная температура должна несколько возрастать.

В соответствии с данными табл. 2 и рис. 2 увеличение расхода раствора вдвое в условиях рассмотренного примера сопровождается повышением устьевой температуры на 1° С, что подтверждается измерениями в реальных условиях [4, 2]. Однако, как следует из табл. 2 и рис. 2, незначительное увеличение устьевой температуры при увеличении расхода сопровождается существенным снижением призабойной температуры, что авторами работ [4, 2] отмечено не было. Вместе с тем сам факт снижения призабойной температуры при увеличении расхода установлен Н. Г. Поляковым [10].

Теория позволяет внести ясность и в этот вопрос. Теплопередача через стенку бурильной колонны между восходящим и нисходящим потоками возрастает не прямо пропорционально увеличению расхода, а в степени меньше единицы. В нашем примере увеличение расхода с 20 до 40 *л/сек* сопровождается увеличением коэффициента теплопередачи через стенку $k$ лишь в 1,6 раза (см. табл. 1).

Теплообмен восходящего потока с окружающими породами при высоких значениях критерия граничных условий Био ($Bi \gg 1$), с которыми мы имеем дело при циркуляции жидкости в скважине, практически не зависит от расхода. В результате относительного уменьшения передачи тепла от восходящего потока к нисходящему температура на забое обязательно снижается, но так как при этом перепад между естественной температурой пород на глубине забоя (за пределами зоны теплового влияния скважины) и температурой восходящего потока увеличивается, количество тепла, воспринимаемого последним, возрастает. Поэтому, несмотря на вдвое больший весовой расход жидкости, ее температура на выходе из устья может незначительно возрастать, но, как очевидно, не всегда. Последнее обстоятельство четко подтверждается наблюдениями Г. Г. Габузова [2].

Анализ указывает, кроме того, на важную роль вязкости в этом явлении. Возрастание $t_y$ за счет увеличения расхода для более вязких растворов меньше, и наоборот. Так, в условиях рассмотренного примера, но при $\eta = 0{,}3$ *пз*, при том же увеличении расхода температура на устье остается практически неизменной. Увеличение расхода в любом случае ведет к значительному снижению абсолютного максимума температуры в скважине.

В условиях нашего примера местный прирост температуры раствора на забое за счет механической работы долота составляет десятые доли градуса (табл. 1 и 2, рис. 2), что находится в полном соответствии с данными исследователей [1, 13], рассматривавших этот вопрос применительно к жидкостной промывке. Вообще же прирост температуры у забоя тем больше, чем выше прилагаемая к забою мощность и ниже весовой расход и теплоемкость промывочного агента. При продувке воздухом или газом прирост температуры может достигать десятков градусов. При бурении с продувкой по многолетнемерзлым породам это обстоятельство играет важную роль [5].

Данные табл. 4 и рис. 3 показывают, что выравнивание температуры на забое и устье наступает в течение первых 1—2 *ч* после начала циркуляции, что находится в полном соответствии с многочисленными наблюдениями [12, 3, 4, 2, 10]. С увеличением расхода выравнивание

температур ускоряется, что подтверждается замерами Г. Г. Полякова [10]. В рассмотренном примере устьевая и забойная температуры с течением времени после выравнивания весьма незначительно понижаются, поскольку при расчетах для простоты не принималась во внимание скорость бурения, а температура нагнетаемого в скважину раствора считалась постоянной. Анализ показал, что если учесть при расчете скорость бурения в соответствии с соотношением (18), а также постепенный прогрев всей массы раствора, находящегося на поверхности, $t_з$ и $t_у$ после достижения установившегося режима будут медленно возрастать. Это явление в качественном и количественном отношениях совпадает с результатами измерений Ф. Н. Фоменко [12].

Дополнительные расчеты и анализ зависимостей (16) и (17) показали, что уменьшение начальной температуры нагнетаемой в скважину жидкости влечет за собой снижение призабойной температуры, подтверждаемое замерами в реальных условиях [10]. Падение призабойной температуры всегда меньше, чем потребное для этого снижение начальной температуры раствора, что согласуется с данными А. А. Афанасьева [1], сделавшего вывод о нецелесообразности искусственного охлаждения раствора на поверхности при бурении на большие глубины. Однако из анализа следует, что эффективность искусственного охлаждения раствора быстро возрастает с увеличением его расхода. Так, в условиях рассмотренного примера за счет снижения начальной температуры $t_{1_н}$ с 35 до 15° С, т. е. на 20° С, призабойная температура при расходе 20 *л/сек* снижается на 6,9° С, а при расходе 40 *л/сек* — на 11,7° С.

Большое влияние на величину $t_з$ оказывает вязкость раствора. Для тех же условий, но при повышенной вязкости $\eta = 0{,}3$ *пз*, даже при малом расходе — 20 *л/сек* — снижение призабойной температуры составляет 11,3° С. Если учесть к тому же решающее влияние фактора времени, то ясно, что своевременно начатое и постоянно поддерживаемое охлаждение раствора на поверхности при минимальной длительности простоев может служить полезным средством предотвращения осложнений из-за перегрева раствора [11].

Проблема борьбы с отрицательным влиянием высоких призабойных температур при глубоком бурении весьма актуальна. Возможности химической обработки в целях придания раствору термостойкости не безграничны. В дополнение к искусственному охлаждению раствора на поверхности, регулированию в допустимых пределах расхода и вязкости раствора для решения указанной проблемы теория позволяет предложить такое радикальное средство, как теплоизоляция бурильной колонны.

Это средство коренным образом меняет характер распределения температуры в скважине (рис. 2). Призабойная температура резко снижается, приближаясь к значениям начальной на входе в бурильные трубы; температура на выходе из устья возрастает; максимум температуры перемещается вверх по кольцевому пространству и резко снижается по абсолютной величине.

Теплоизоляция бурильной колонны возможна с помощью такого эффективного современного метода, как напыление, например, на внутреннюю поверхность труб пенополиуретана, надежно сцепляющегося с металлом и обладающего высокой механической прочностью и износостойкостью. Среднее значение коэффициента теплопроводности пенополиуретана $\lambda = 0{,}0475$ *ккал/кг · ч · °С*.

В условиях рассмотренного примера при расходе раствора 20 *л/сек* и слое пенополиуретана толщиной 3 *мм* на внутренней поверхности труб коэффициент теплопередачи через стенку $k=1{,}81$ *ккал/м·ч·°С*, тогда как без теплоизоляции $k=39{,}2$ *ккал/м·ч·°С* (см. табл. 1), т. е. в 21,6 раза ниже.

Результаты расчета, проведенного для этого случая, представлены графически на рис. 2. За счет теплоизоляции бурильной колонны призабойная температура $t_з=36{,}6°$ С, температура на выходе из устья $t_у=41{,}3°$ С. Максимум температуры, найденный с помощью выражения (28), устанавливается на глубине $h=1330$ *м* и составляет $t_{max}=46{,}2°$ С, т. е. на 17,7° С ниже, чем призабойная температура в тех же условиях, но без тепловой изоляции труб.

Многократное снижение интенсивности теплопередачи между нисходящим и восходящим потоками, при котором нисходящий поток практически не участвует в теплообмене, является причиной указанных выше изменений характера распределения температуры.

Нормализации температурного режима скважины способствует не только резкое снижение температуры раствора на забое, создающее благоприятные условия для работы долота и забойного двигателя, но и возрастание температуры на выходе из устья, поскольку оно позволяет существенно повысить эффективность «теплового дренажа» глубоких горизонтов пород за счет естественного охлаждения раствора в желобах и отстойниках, а также экономичного искусственного его охлаждения в простейших градирнях.

Весьма ценно также не только достигаемое за счет теплоизоляции бурильной колонны уменьшение абсолютного максимума температуры, но и его перемещение в верхний участок кольцевого пространства. Используя рассмотренные мероприятия, всегда можно добиться такого положения, чтобы максимум температуры раствора приходился на верхний, обсаженный участок, где нарушения реологических свойств раствора, если они обратимы, уже не играют существенной роли.

Быстрое наращивание глубин скважин, задачи сверхглубокого бурения требуют сознательного и целенаправленного использования всех возможных путей нормализации температуры в стволе скважины на всех этапах ее сооружения.

Сформулированные здесь теоретические положения однозначно объясняют все установленные к настоящему времени факты и могут служить основой расчета и регулирования температурного режима скважины.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Афанасьев А. А. Исследование температурного режима глубоких и сверхглубоких бурящихся скважин. Автореф. канд. дисс., МИНХ и ГП, 1965.

2. Габузов Г. Г. Распределение температуры по стволу бурящейся скважины. Автореф. канд. дисс., АзИНХ, 1965.

3. Есьман Б. И., Дедусенко Г. Я., Яишникова Е. А. Влияние температуры на процесс бурения глубоких скважин. М., Гостоптехиздат, 1962.

4. Карманов И. А. Исследования температурных условий при циркуляции промывочной жидкости и их приложения в технологии бурения глубоких скважин. Автореф. канд. дисс., Краснодарск. фил. ВНИИНефть, 1964.

5. Кудряшов Б. Б., Яковлев А. М., Михайлова Н. Д. Разработка технологии бурения разведочных скважин с продувкой охлажденным воздухом на россыпных месторождениях в условиях многолетней мерзлоты. Гос. комитет по делам изобретений и открытий при СМ СССР, Удостоверение о регистрации № 513664 с приоритетом от 16.02.65.

6. Кудряшов Б. Б., Кирсанов А. Н., Степанов П. М. Тепловой режим скважины при бурении с очисткой забоя воздухом по многолетнемерзлым породам. В сб. «Теория и практика бурения с очисткой забоя воздухом». ВНИИОЭНГ, М., 1967.
7. Лейбензон Л. С. Собрание трудов, т. III. М., Изд-во АН СССР, 1955.
8. Марамзин А. В. и др. К вопросу о температурном режиме ствола скважины при бурении с продувкой воздухом в условиях многолетней мерзлоты. Тр. ВИТР, сб. 3. М., Госгеолтехиздат, 1961.
9. Михеев М. А. Основы теплопередачи. М.—Л., Госэнергоиздат, 1956.
10. Поляков Г. Г. Температурный режим в бурящихся скважинах. Нефт. хозяйство, № 7, 1965.
11. Серпенский В. А., Рябченко В. И., Сухарев С. С. Об использовании холода при бурении глубоких скважин. Нефт. хозяйство, № 4, 1966.
12. Фоменко Ф. Н. Электробуры для бурения нефтяных и газовых скважин. М., Гостоптехиздат, 1961.
13. Чарный И. А. О термическом режиме буровых скважин. Газов. промышленность, № 10 и 12, 1966.
14. Щербань А. Н., Кремнев С. А., Журавленко В. Я. Справочное руководство по тепловым расчетам шахт и проектированию установок для охлаждения рудничного воздуха. М., Госгортехиздат, 1960.