Записки Ленинградского ордена Ленина, ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени горного института им. Г. В. Плеханова, т. LXVII, вып. 1, 1975 г.

ТЕОРИЯ И СПОСОБЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА СВЕРХГЛУБОКИХ СКВАЖИН

Доктор техн. наук *Б. Б. Кудряшов*
(Ленинградский горный ин-т)

С увеличением глубин бурения в настоящее время до 6—7 тыс. *м*, а в обозримом будущем до 10—15 тыс. *м* все более серьезное значение приобретает температурный фактор.

Промывочные жидкости, выполняющие в процессе бурения важнейшие функции, под влиянием высоких температур и давлений подвергаются существенным изменениям с потерей полезных свойств (необратимое загустевание пресных, разрушение структуры соленых растворов, выпадение утяжелителя и др.). Применение в целях повышения термостойкости химических реагентов-стабилизаторов и структурообразователей, часто дорогих и дефицитных, оказывается эффективным лишь при относительно невысоких температурах.

Быстрый рост глубин бурения вынуждает изыскивать пути и средства нормализации температурного режима бурящихся скважин, т. е. поддержания температуры циркулирующей среды в пределах, необходимых для предупреждения осложнений.

Исследование закономерностей распределения температуры по стволу бурящейся скважины в последние годы привлекает значительное внимание, ему посвящен целый ряд экспериментальных и теоретических работ [1, 2, 4, 8, 9, 14, 15, 18, 19, 22, 23 и др.]. Вопросы регулирования температурного режима скважин с 1963 г. исследовались на кафедре технологии и техники бурения скважин Ленинградского горного института в содружестве с Краснодарским филиалом ВНИИнефть и рядом производственных организаций. Конкретные пути искусственного влияния на температуру в скважине удалось обосновать с помощью полученного в 1964 г. аналитического решения [10, 12], основные конечные выражения которого применительно к условиям глубокого бурения представим в виде:

распределения температуры промывочной среды в канале бурильной колонны (нисходящий поток)

$$t_1 = m_1 e^{r_1 h} + n_1 e^{r_2 h} - a + b + t_0 + \sigma h, \qquad (1)$$

где

$$m_1 = -\frac{(t_{1н} - t_0 + a - b) r_2 e^{r_2 H} + \frac{k\pi}{Gc}(a - \Delta t_3)}{r_1 e^{r_1 H} - r_2 e^{r_2 H}};$$

$$n_1 = \frac{(t_{1н} - t_0 + a - b)\, r_1 e^{r_1 H} + \dfrac{k\pi}{Gc}(a - \Delta t_з)}{r_1 e^{r_1 H} - r_2 e^{r_2 H}};$$

распределения температуры промывочной среды в кольцевом пространстве скважины (восходящий поток)

$$t_2 = m_2 e^{r_1 h} + n_2 e^{r_2 h} + b + t_0 + \sigma h, \qquad (2)$$

где

$$m_2 = \frac{(t_{1н} - t_0 + a - b)\, r_1 e^{r_2 H} + \dfrac{k\pi}{Gc}(a - \Delta t_з)\dfrac{r_1}{r_2}}{r_1 e^{r_1 H} - r_2 e^{r_2 H}}.$$

$$n_2 = -\frac{(t_{1н} - t_0 + a - b)\, r_2 e^{r_1 H} + \dfrac{k\pi}{Gc}(a - \Delta t_з)\dfrac{r_2}{r_1}}{r_1 e^{r_1 H} - r_2 e^{r_2 H}}.$$

В этих выражениях

$$r_1,\ r_2 = \frac{\pi}{Gc}\left(\frac{k_т D}{2} \pm \sqrt{\frac{k_т^2 D^2}{4} + k_т k D}\right);$$

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

G — весовой расход промывочной среды, *кг/ч*; c — удельная весовая теплоемкость среды, *ккал/кг·°С*; t — температура промывочной среды, °С; $t_{1н}$ — начальная температура на входе в бурильную колонну, °С; t_0 — температура пород (нейтрального слоя) у поверхности, °С; $\Delta t_з$ — местный прирост температуры промывочной среды у забоя, °С; h — глубина (текущая координата), *м*; H — конечная глубина скважины, *м*; D — диаметр скважины, *м*; σ — геотермический градиент, °С/*м*; A — тепловой эквивалент работы, $A = 1/427$ *ккал/кгм*; i — безразмерный гидравлический уклон [8]; $k_т$ — коэффициент нестационарного (зависящего от продолжительности циркуляции) теплообмена между промывочной средой и породами, *ккал/м²·ч·°С*; k — коэффициент теплопередачи через стенку бурильной трубы, отнесенный к единице длины, *ккал/м·ч·°С*. Индексы 1 и 2 относятся соответственно к внутреннему каналу бурильных труб и кольцевому каналу скважины.

Местный прирост температуры промывочной среды у забоя за счет тепла, выделяющегося при механической работе долота или забойного двигателя, определяется по формуле

$$\Delta\tau_з = 860\frac{N}{Gc}, \qquad (3)$$

где N — мощность, развиваемая на забое долотом или забойным двигателем, *квт*.

Для приближенного учета влияния механической скорости бурения на температуру в скважине величину H в выражениях (1) и (2) можно представить в виде

$$H = H_0 + S\tau,$$

где H_0 — глубина скважины перед началом долбления после длительного простоя, *м*; S — механическая скорость бурения, *м/ч*; τ — про-

должительность циркуляции, совпадающая с продолжительностью долбления, *ч*.

Простота полученного решения, учитывающего тем не менее все основные технологические факторы, включая продолжительность циркуляции (фактор времени), достигнута за счет применения введенного в горную теплофизику А. Н. Щербанем и О. А. Кремневым [20] коэффициента нестационарного теплообмена k_τ между циркулирующей средой и окружающим горным массивом. Этот коэффициент в критериальной форме выражается зависимостью

$$\mathrm{Ki}_\tau = f(\mathrm{Bi}, \mathrm{Fo}), \tag{4}$$

где $\mathrm{Ki}_\tau = k_\tau R/\lambda$ — безразмерный коэффициент нестационарного теплообмена — критерий Кирпичева; $\mathrm{Bi} = \alpha_2 R/\lambda$ — критерий граничных условий Био; $\mathrm{Fo} = a_\text{п}\tau/R^2$ — безразмерное время — критерий Фурье; $a_\text{п} = \dfrac{\lambda_\text{п}}{c_\text{п}\gamma_\text{п}}$ — коэффициент температуропроводности породы, $м^2/ч$; $\lambda_\text{п}$ — коэффициент теплопроводности породы, $ккал/(м \cdot ч \cdot °C)$; $c_\text{п}$ — удельная весовая теплоемкость породы, $ккал/кг \cdot °C$; $\gamma_\text{п}$ — объемный вес породы, $кг/м^3$; τ — продолжительность циркуляции, *ч*; R — радиус скважины, *м*; α_2 — коэффициент теплоотдачи в кольцевом пространстве скважины, $ккал/(м^2 \cdot ч \cdot °C)$.

Применение для аналитического исследования температурного режима бурящейся скважины понятия коэффициента нестационарного теплообмена k_τ, наряду с многократным упрощением постановки и решения задачи, конечных выражений и расчетов, вносит определенную погрешность по той причине, что точное аналитическое решение для k_τ [20] справедливо при постоянной температуре циркулирующей среды, тогда как в реальных условиях на любом элементарном участке скважины она изменяется со временем. Сравнение с крайне сложными точными решениями [1, 19 и др.] показывает, что возникающая погрешность невелика. Для ее устранения А. Ф. Воропаев [3] рекомендовал при расчетах проветривания горных выработок использовать вместо k_τ его среднеинтегральное по времени значение k'_τ. Исследование этого вопроса показало, однако, что расчет с применением k_τ и k'_τ дает соответственно заниженные и завышенные в равной мере результаты. Расчет же с применением среднеарифметического значения между обычным k_τ и его среднеинтегральным по времени k'_τ практически не отличается от точного.

Для определения k_τ, помимо весьма сложного аналитического выражения [20], служит известная номограмма. Но для практических расчетов в любом достаточно большом интервале значений Bi и Fo удобнее пользоваться приближенными формулами вида

$$k_\tau = \alpha\varphi(\tau), \tag{5}$$

где

$$\varphi(\tau) = \frac{1}{1 + a\,\mathrm{Bi}\,\mathrm{Fo}^{1/n}}; \quad a > 0; \quad n \geqslant 1 \text{ (целое)}.$$

Подавляющее большинство случаев бурения скважин с промывкой или продувкой укладывается в интервал значений $\mathrm{Fo} = 0{,}1 \div 500$, которому соответствует приближенная формула

$$k_\tau = \frac{\alpha}{1 + \mathrm{Bi}\sqrt[4]{\mathrm{Fo}}}. \tag{6}$$

При достаточно больших значениях Bi, что имеет место, например, в любом случае бурения с жидкостной промывкой, из выражения (6) можно получить еще более простую расчетную формулу

$$k_\tau = \frac{\lambda_п^{3/4}}{R^{1/2}} \left(\frac{c_п \gamma_п}{\tau} \right)^{1/4}. \qquad (7)$$

Кроме облегчения практических расчетов k_τ достоинство формул типа (5) состоит в возможности дальнейших аналитических построений, в частности, в возможности получения простых выражений для k'_τ. Так, с помощью теоремы о среднем на основе формулы (6) для среднеинтегрального значения коэффициента нестационарного теплообмена способом подстановки легко получить

$$k'_\tau = 4\alpha \left[\frac{1}{3b} - \frac{1}{2b^2} + \frac{1}{b^3} - \frac{1}{b^4} \ln (1 + b) \right], \qquad (8)$$

где

$$b = \mathrm{Bi} \sqrt[4]{\mathrm{Fo}}.$$

В условиях бурения с жидкостной промывкой, а также при продувке, когда $b \geqslant 2$, точности инженерных расчетов вполне удовлетворяет простейшее соотношение

$$k'_\tau = \frac{4}{3} k_\tau. \qquad (9)$$

С его помощью для среднеарифметического между k_τ и k'_τ имеем

$$k_{\tau ср} = \frac{7}{6} k_\tau. \qquad (10)$$

Для определения значений коэффициента теплоотдачи α в круглых и кольцевых каналах при вычислении k и k_τ в случае циркуляции воды и воздуха служат известные критериальные зависимости. Применительно к глинистому раствору в порядке первого приближения можно использовать при расчетах формулу академика Л. С. Лейбензона

$$\alpha = 0{,}12\, \mathrm{Re}^{0{,}75} \frac{\lambda}{d}, \qquad (11)$$

где Re — безразмерный параметр Рейнольдса, исчисляемый по структурной или эффективной вязкости; λ — коэффициент теплопроводности глинистого раствора при средней температуре в скважине, *ккал/(м·ч·°С)*; d — диаметр канала потока (для кольцевого канала эквивалентный диаметр), *м*.

Для учета теплового влияния фазовых переходов влаги при бурении мерзлых пород с протаиванием или талых пород с одновременным их замораживанием с успехом можно использовать введенный Ю. Д. Дядькиным [6] коэффициент интенсификации теплообмена при агрегатном переходе $k_{агр}$ в виде поправочного множителя к коэффициенту нестационарного теплообмена k_τ.

Изложенное решение явилось первым, достаточно полным по учету влияющих факторов, решением нестационарной задачи о температурном режиме скважины, включая учет выделения тепла за счет

гидравлической работы трения потока и механической работы долота или забойного двигателя. Оно применимо при любой продолжительности циркуляции после длительного простоя и использовании любой промывочной среды, жидкой или газообразной, как в случае ее нагрева, так и охлаждения в скважине (например, при бурении по мерзлым породам).

С помощью основных расчетных зависимостей (1) и (2) и формул для определения входящих в них величин на ЭЦВМ «Проминь» проводились многочисленные расчеты, результаты которых в качественном и количественном отношениях хорошо согласуются с данными исследователей, проводивших натурные измерения [4, 5, 8, 9, 14, 15]. Это дало основание считать полученные зависимости вполне удовлетворительной математической моделью, пригодной как для описания, объяснения, расчета и прогнозирования температурного режима бурящейся скважины, так и для изыскания путей, разработки способов и средств его искусственного регулирования и нормализации.

В работах [10, 11] на основе этого аналитического решения дано однозначное объяснение эмпирически установленным фактам и чисто теоретически намечены конкретные пути нормализации температурного режима скважин. Все положения и выводы теории подтверждаются как имевшимися в то время, так и новейшими измерениями.

Для сопоставления с известными опытными данными рассмотрим примеры расчета перераспределения температуры в глубокой и сверхглубокой скважинах при следующих осредненных исходных данных. Диаметр скважины $D=0{,}25$ *м*; бурильные трубы $5^{9}/_{16}''$—$d_1/d_2=0{,}123/0{,}141$ *м*; замки ЗШ через 12,5 *м*; коэффициент теплопроводности стали труб $\lambda_{ст}=40$ *ккал/(м·ч·°С)*; глинистый раствор: расход 20 и 40 *л/сек*; $\gamma=1200$ *кг/м*^{3}; $\eta=0{,}1$ *пз* $=1{,}02\cdot10^{-3}$ *кг·сек/м*^{2}; $c=0{,}75$ *ккал/(кг·°С)*; $\lambda=0{,}5$ *ккал/(м·ч·°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 пород на поверхности $t_0=14{,}5°С$; мощность, развиваемая на забое при роторном бурении, $N=25$ *квт*. Начальная температура раствора на входе в бурильные трубы в условиях замкнутой циркуляции при отсутствии принудительного искусственного охлаждения на поверхности принята постоянной и равной $t_{1н}=35°С$. Гидравлические расчеты проведены по методике Б. С. Филатова. Графики распределения температур (рис. 1) показывают, что при одном и том же расходе раствора его температура в призабойной зоне быстро возрастает с глубиной, тогда как на выходе из устья мало зависит от глубины. Такая картина характерна для случая развитого теплообмена между нисходящим и восходящим потоками при использовании стальных бурильных труб, обладающих ничтожной тепловой изоляцией.

При одной и той же глубине увеличение расхода раствора вдвое приводит к существенному снижению призабойной температуры, что впервые подтверждено замерами Г. Г. Полякова [10]. В работах [5, 14, 15] по результатам многочисленных измерений в скважинах глубиной от 3400 до 5000 *м* установлено, что в зависимости от интенсивности промывки при бурении призабойная температура среды снижается на 30—40% по сравнению с температурой при простое или естественной температурой пород на данной глубине. Эти данные полностью подтверждают справедливость расчета (см. рис. 1).

Расчетные кривые на рис. 1 показывают, что снижение температуры на забое при промывке сопровождается повышением устьевой температуры (например, при глубине 3000 *м* на 1°С), что находится в полном соответствии с наблюдениями И. А. Карманова [9] и Г. Г. Габузова [4]. Теория показывает, что с увеличением глубины этот эффект

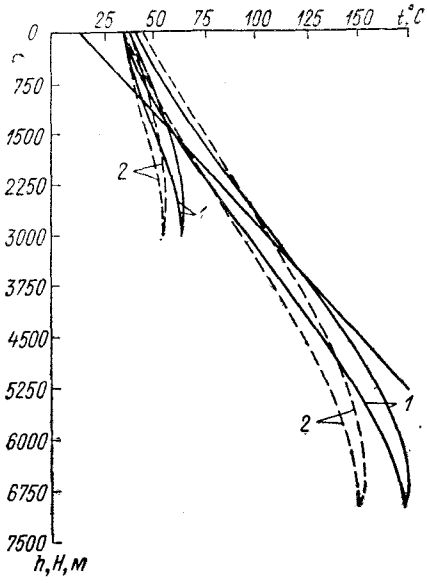


Рис. 1. Расчетное распределение температуры в бурильной колонне и кольцевом пространстве через 2 *ч* после начала циркуляции при глубоких скважинах 3000 и 7000 *м* с расходами глинистого раствора 20 *л/сек* (*1*) и 40 *л/сек* (*2*)

должен возрастать. Однако здесь важную роль играет вязкость раствора. За счет ее изменения в процессе движения раствора в скважине прирост устьевой температуры с увеличением расхода будет наблюдаться не во всех случаях.

Максимум температуры устанавливается в кольцевом пространстве над забоем и тем ближе к нему, чем интенсивнее теплообмен между восходящим и нисходящим потоками, который возрастает с увеличением расхода. В нашем случае увеличение расхода с 20 до 40 *л/сек* сопровождается увеличением коэффициента теплопередачи k лишь в 1,6 раза. Поэтому с увеличением расхода количество тепла, передаваемого от восходящего потока к нисходящему на единицу весового расхода раствора, снижается. При этом (в условиях неизменной вязкости) температура на устье возрастает, а у забоя снижается, максимум температуры перемещается вверх по кольцевому пространству, а абсолютное его значение уменьшается.

С этих позиций можно легко объяснить отмеченное в работах [4, 9] повышение устьевой температуры при увеличении вязкости раствора, а также ее снижение за счет вращения бурильной колонны. Чем выше вязкость, тем меньше степень перемешивания, турбулентность потоков, а значит, и интенсивность теплообмена между ними. Вращение труб, наоборот, способствует интенсификации теплообмена.

Теоретически предсказанное в работе [10] снижение призабойной температуры при увеличении вязкости промывочной среды за счет неизбежного при этом снижения интенсивности теплового взаимодействия между встречными потоками, как и ряд других положений, четко подтверждается промысловыми исследованиями Ю. М. Проселкова [15 и др.] в Ставропольском крае. Снижение забойной температуры в скважине глубиной 3300 *м* при промывке глинистым раствором оказалось втрое больше, чем при промывке водой.

При изыскании путей нормализации температурного режима прежде всего возникает вопрос о том, как зависит температура в зоне забоя от начальной температуры. Из рис. 2 видно, что эта зависимость прямолинейна, но весьма слаба. При расходе 20 *л/сек* падение начальной температуры раствора с 50 до 5° С снижает призабойную примерно на 5° С. Большее снижение устьевой температуры объясняется значительным охлаждающим влиянием нисходящего потока в верхней части скважины.

На этом основании можно прийти к поспешному выводу о нецелесообразности искусственного охлаждения раствора при глубоком бурении, что утверждается, например, А. А. Афанасьевым [2] на основании теоретических положений, не учитывающих фактора времени. На самом деле длительная циркуляция охлажденного раствора в течение ряда последовательных долблений в результате теплового дренажа должна приводить к охлаждению окружающего скважину массива

и снижению температуры в стволе. В принятых нами условиях при $H=7000$ *м*, расходе раствора 20 *л/сек* и $t_{1н}=15°$ С максимальная температура в кольцевом пространстве через 2 *ч* циркуляции составляет $t_{max}=172{,}7°$ С, а через 100 *ч* 148,4° С. Поскольку процесс восстановления естественной температуры окружающего массива протекает во много раз медленнее, чем процесс его охлаждения циркулирующим потоком, своевременно начатое и постоянно поддерживаемое при бурении охлаждение раствора может служить средством борьбы с осложнениями из-за его перегрева.

Теория указывает, кроме того, на наличие реальных возможностей повышения эффективности применения охлаждения растворов при бурении глубоких скважин.

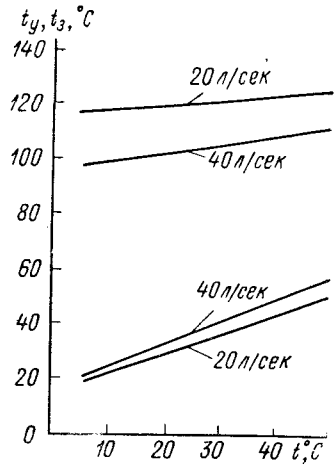


Рис. 2. Расчетные зависимости забойной $t_з$ и устьевой t_y температур от начальной температуры $t_{1н}$ раствора, нагнетаемого в бурильные трубы при глубине скважины 5000 *м* и продолжительности циркуляции 2 *ч*

Из графиков на рис. 2 видно, что одно лишь увеличение расхода вдвое при $H=5000$ *м* снижает призабойную температуру на 15—20° С. С увеличением глубины этот эффект возрастает (см. рис. 1). Сама степень зависимости призабойной температуры от начальной растет с увеличением расхода (см. рис. 2). Сочетание искусственного охлаждения раствора с увеличением его расхода в допустимых пределах может при благоприятных условиях обеспечить необходимую нормализацию температуры.

В целях регулирования температурного фактора при бурении в принципе можно использовать сознательное изменение свойств раствора, но это едва ли может касаться увеличения вязкости, ибо во многих случаях ее чрезмерное возрастание является следствием перегрева раствора в скважине. Данный вопрос требует своего изучения с учетом возможностей создания растворов со специальными свойствами, например, путем добавления полимеров, резко снижающих турбулентность потока (эффект Томса). Добавление к воде гуаровой смолы или полиоксиэтилена в количестве 0,01—0,03% по весу позволяет снизить коэффициент теплоотдачи в три раза [7].

Анализ и расчеты, проделанные в работах [10, 11], позволили предложить весьма эффективный способ регулирования и нормализации температурного режима скважин, основанный на снижении теплового взаимодействия между нисходящим и восходящим потоками за счет теплоизоляции бурильной колонны, который вполне применим также при сверхглубоком бурении.

Подтверждением практической целесообразности этого способа регулирования температуры может служить новый технологический прием цементирования скважин — через насосно-компрессорную колонну, спущенную соосно с обсадной, что позволяет использовать в качестве теплоизолятора застойный глинистый раствор между колоннами [17]. Помимо трехкратного снижения призабойной и почти двукратного снижения максимальной температуры, применение теплоизолированной колонны в корне меняет сам характер распределения температуры в скважине (рис. 3), что наилучшим образом способствует эффективности искусственного охлаждения раствора на поверхности.

Высокие устьевые температуры позволяют отнимать от раствора большое количество тепла без применения машинного холода. Благо-

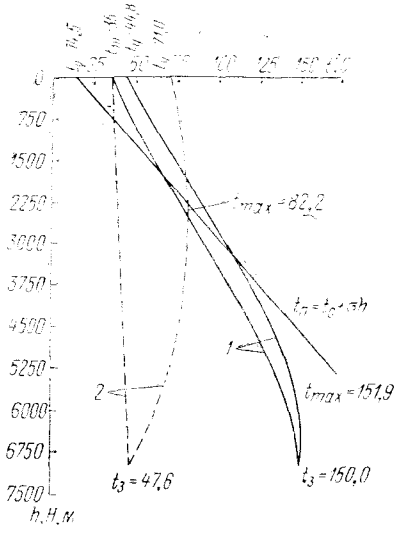


Рис. 3. Расчетное распределение температуры в скважине глубиной 7000 *м* при расходе раствора 40 *л/сек* и продолжительности циркуляции 2 *ч*:

1 — при использовании обычных бурильных труб $5^{9}/_{16}$″; *2* — при использовании тех же труб, теплоизолированных по внутренней поверхности слоем пенополиуретана толщиной 3 *мм*

дарят более интенсивному тепловому дренажу, сильнее сказывается фактор времени. Экономичное транспортирование холода способствует эффективному охлаждению призабойной зоны, долота, забойного двигателя. Положение максимума температуры в верхней части скважины снижает отрицательное влияние давления на свойства раствора при высоких температурах, а также опасность осложнений, если максимум приходится на обсаженный участок скважины, в особенности, когда ухудшение свойств раствора под влиянием высоких температур обратимо. Во многих случаях нормализация температурного режима скважины может достигаться за счет одной только теплоизоляции колонны. Более выгодное (с точки зрения эффективности теплоизоляции, расхода изоляционного материала и стойкости против абразивного износа) внутреннее покрытие бурильных труб технически вполне осуществимо и уже применяется в трубной промышленности и на промыслах для борьбы с коррозией, отложениями парафина, для снижения гидравлических потерь давления и в других целях. В качестве изоляционных материалов применяются или могут быть использованы стеклоэмаль, органо-силикаты, эпоксидные смолы, полиэтилен, винипласт, пенополиуретан и многие другие синтетические материалы. В США, наряду с другими покрытиями, применяют тефлон и тефлон-гласс. Задача состоит в том, чтобы изыскать наиболее дешевый и прочный, надежно сцепляющийся с материалом и не требующий сложной технологии нанесения теплоизоляционный материал, который одновременно обладал бы антикоррозийными свойствами и имел глазированную поверхность для компенсации сужения канала за счет снижения гидравлических сопротивлений. Для уменьшения турбулентности потока полезно сглаживание шероховатости канала, обеспечение плавности или полное устранение местных сужений канала.

Для принудительного охлаждения раствора на поверхности рационально применять простейшие открытые градирни, решетниковые или форсуночные охладители с принудительным продуванием воздуха по типу шахтных. В последнем случае при холодопроизводительности до 3 млн. *ккал/ч* потребная мощность для привода вентилятора и насосов для раствора и подпитки водой не превысит 300 *квт*.

В особо ответственных случаях не исключено применение холодильных машин, из числа которых условиям охлаждения растворов на водяной основе до низких положительных температур лучше других соответствуют бромисто-литиевые абсорбционные и пароэжекторные машины, наиболее экономичные при охлаждении до 3—5° С, не имеющие сложных механических систем и потребляющие лишь тепловую энергию. С учетом предварительного охлаждения раствора при расходе до 40 *л/сек* в градирне потребная холодопроизводительность не превысит 1 млн. *ккал/ч*, чему удовлетворяет бромисто-литиевая

абсорбционная машина ХАБ-1,0 весом 13,3 *т* или пароэжекторная машина 11Э весом 5,4 *т*.

В расчете на далекую перспективу сверхглубокого бурения более сложные способы регулирования температурного режима скважин разрабатываются в Институте технической теплофизики АН УССР [21]. Предполагается применение специальных незамерзающих промывочных жидкостей при глубоком их охлаждении в абсорбционных или парокомпрессионных машинах на поверхности или непосредственно в скважине с помощью питаемых электроэнергией с поверхности термоэлектрических батарей или теплообменников в виде коаксиально расположенных бурильных колонн с циркулирующим в кольцевом канале холодоносителем.

Представляют интерес для сверхглубокого бурения разрабатываемые в Куйбышевском авиационном институте [13] способы применения в качестве промывочной среды сжатого воздуха, охлаждаемого до очень низких отрицательных температур с помощью вихревых труб и турбодетандеров и, в частности, с использованием турбодетандера в качестве забойного двигателя.

На современном этапе и в ближайшем будущем сверхглубокого бурения для нормализации температурного режима скважин глубиной 10—15 тыс. *м* необходимо и достаточно сочетание теплоизоляции бурильной колонны, охлаждения промывочных растворов на поверхности в пределах положительных температур, регулирования расхода и свойства растворов, в частности, на основе полимерных добавок.

Во избежание чрезмерных температурных напряжений в слагающих стенки скважин горных породах при восстановлении циркуляции после длительного простоя всегда можно на основе предварительных расчетов с помощью рассмотренных здесь зависимостей за счет регулирования расхода и степени охлаждения раствора постепенно снизить и в дальнейшем поддерживать температуру в скважине в допустимых пределах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Астрахан И. М., Марон В. И. Нестационарный теплообмен при промывке скважин. ПМТФ. 1969. № 1.
2. Афанасьев А. А. Исследование температурного режима глубоких и сверхглубоких бурящихся скважин. Автореф. канд. дисс. МИНХ и ГП. 1965.
3. Воропаев А. Ф. Теория теплообмена рудничного воздуха и горных пород в глубоких шахтах. Недра, 1966.
4. Габузов Г. Г. Распределение температуры по стволу бурящейся скважины. Автореф. канд. дисс. Азерб. ин-т нефтяного хоз-ва, 1965.
5. Гаджиев Ш. Ф., Дадашев Н. Г. Изменение забойных температур с глубиной в бурящихся скважинах (после подъема бурильных труб) на площадях Прикуринской низменности. Азерб. нефт. хозяйство, 1970, № 5, 21—22.
6. Дядькин Ю. Д. Основы горной теплофизики. Недра, 1968.
7. Евгеньев А. Е., Калашников В. Н., Райский Ю. Д., Темчин А. З. Способ уменьшения тепловых потерь при закачке горячей воды в нефтяной пласт. Авт. свид. № 256692.
8. Есьман Б. И., Дедусенко Г. Я., Яишникова Е. А. Влияние температуры на процесс бурения глубоких скважин. Гостоптехиздат, 1962.
9. Карманов И. А. Исследования температурных условий при циркуляции промывочной жидкости и их приложения в технологии бурения глубоких скважин. Автореф. канд. дисс. Краснодарский фил. ВНИИнефть, 1964.
10. Кудряшов Б. Б. Анализ, расчет и вопросы регулирования температурного режима бурящейся скважины. Зап. ЛГИ. т. 57, вып. 2, 1969.
11. Кудряшов Б. Б., Серпенский В. А., Сухарев С. С., Михайлова Н. Д. Об использовании холода при бурении глубоких скважин. Тр. Краснодарск. фил. ВНИИнефть. вып. 20, 1970.
12. Кудряшов Б. Б., Яковлев А. М., Михайлова Н. Д. Разработка технологии бурения разведочных скважин с продувкой охлажденным воздухом. Госкомитет по делам изобретений и открытий при СМ СССР. Удостоверение о регистрации № 513664 с приоритетом от 16.II.1965.

13. Метенин В. И. Исследование рабочих процессов и циклов воздушных холодильных машин (применительно к проводке скважин). Автореф. докт. дисс. Институт тепло- и массообмена АН БССР, 1970.
14. Поляков Г. Г. Температурные исследования в бурящихся скважинах Восточного Предкавказья. В сб. «Тепловой режим при сверхглубоком бурении». Наукова думка, 1971.
15. Проселков Ю. М., Хусид Л. Б. Регулирование температуры в стволе скважины как эффективный метод сохранения термической стабильности растворов. В сб. «Буровые растворы для проводки скважин в осложненных условиях». Краснодар, 1970.
16. Рустамбеков Т. Ф., Мовсумов А. А. О результатах внедрения полимерных добавок на бурящихся скважинах Азербайджана. Азерб. нефт. хозяйство, 1971, № 2.
17. Хусид Л. Б., Проселков Ю. М. Способ цементирования обсадных колонн с регулированием температуры в стволе скважины. В сб. «Буровые растворы и крепление скважин». Краснодар, 1971.
18. Черняк В. П. Методика расчета температуры промывочной жидкости в бурящейся скважине. Нефтяное хозяйство, 1970, № 3.
19. Чугунов В. А., Пудовкин М. А. Об одном варианте теории продувки бурящихся скважин. В сб. «Термозаводнение нефтяных месторождений». Изд. Каз. ун-та, 1971, 72—100.
20. Щербань А. Н., Кремнев О. А. Научные основы расчета и регулирования теплового режима глубоких шахт. Т. 1. Изд. АН УССР, 1959.
21. Щербань А. Н., Черняк В. П. Проблема прогноза и регулирования теплового режима при сверхглубоком бурении. В сб. «Тепловой режим при сверхглубоком бурении». Наукова думка, 1971.
22. Holms C. S., Swiit S. C. J. of Petrol. Techn. 1970, June, 670—674.
23. Raymond L. R. J. of Petrol. Techn. 1969, March, 333—341.