

Б. И. ЕСЬМАН
Г. Я. ДЕДУСЕНКО
Е. А. ЯИШНИКОВА

*В*лияние
ТЕМПЕРАТУРЫ
НА ПРОЦЕСС БУРЕНИЯ
ГЛУБОКИХ СКВАЖИН

ГОСГОПТЕХИЗДАТ, 1962

Б. И. ЕСЬМАН, Г. Я. ДЕДУСЕНКО,
Е. А. ЯИШНИКОВА

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ПРОЦЕСС БУРЕНИЯ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН



ГОСУДАРСТВЕННОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
НЕФТЯНОЙ И ГОРНО-ТОПЛИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Москва 1962

А Н Н О Т А Ц И Я

В книге дается обзор существующих методов определения температуры в простаивающих скважинах, а также предлагается методика определения температуры глинистого раствора, циркулирующего в бурящихся скважинах. Кроме того, рассматриваются вопросы влияния температуры на процесс бурения на различных его этапах.

Книга рассчитана на инженерно-технических работников промыслов, научно-исследовательских и проектных организаций, занимающихся вопросами бурения.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Стремительное развитие техники бурения нефтяных и газовых скважин, дальнейшее увеличение их глубины до 7000—10 000 м настоятельно требуют умения учитывать влияние температурного фактора как в процессе бурения, так и в другие периоды жизни скважины. Это связано с тем, что по мере углубления забоя температура окружающих пород непрерывно возрастает и, начиная с некоторой глубины, достигает столь высоких значений, что может существенно повлиять на те или иные процессы, происходящие в скважине.

Так, например, под влиянием высоких температур в процессе бурения могут резко изменяться реологические свойства промывочной жидкости; под воздействием высоких давлений и температур меняются условия разрушения горных пород; при бурении электробурами высокая температура ухудшает условия токопитания; температурный фактор значительно влияет на процесс цементирования скважин как при подборе цемента, так и при расчете колонн с учетом их возможного удлинения или укорочения. Высокая температура, по-видимому, должна существенно влиять на работу отдельных деталей и узлов турбобуров, долот и т. п.

При этом совершенно очевидно, что без изучения изменения температуры в скважине в зависимости от ее глубины и характера проводимых в ней работ невозможно правильное решение всех остальных вопросов. Между тем вопрос определения температуры в бурящихся скважинах с учетом происходящих в них работ до настоящего времени фактически не изучался.

Не лучше обстоит дело и с областью исследований влияния высоких температур на различные факторы при

бурений глубоких скважин. Имеющиеся в специальной литературе сведения по затрагиваемым вопросам в большинстве случаев носят эпизодический характер и никем до сего времени не обобщались. Безусловно, такое положение при перспективе в ближайшие годы освоить бурение скважин глубиной 10 000—15 000 м не может считаться нормальным.

В свете изложенного в настоящей брошюре даны обзор существующих и разработка новых методов определения температуры не только в простаивающих, но и в бурящихся скважинах. После краткого изложения теории методов естественного и искусственного теплового поля дан вывод теоретической зависимости для определения температуры циркулирующего раствора и затем рассмотрены условия, при которых эта зависимость может быть решена.

Поскольку сложно применение теоретической зависимости, в брошюре приведен вывод и полуэмпирической зависимости, которая дает возможность просто и с достаточной точностью определять температуру промывочной жидкости в любой точке бурящейся скважины.

Во второй главе центральное место занимают вопросы о влиянии температуры на свойства промывочных и цементных растворов. Здесь описаны специальные приборы, применяемые для определения водоотдачи и статического напряжения сдвига промывочных растворов при высоких температурах, а также приведены результаты исследования глинистых растворов, обработанных различными химическими реагентами.

Освещен вопрос термостойкости химических реагентов и обработанных ими глинистых растворов, а также приведены некоторые данные о термостойкости растворов на нефтяной основе. Рассмотрены различные цементы, рекомендуемые и применяемые для скважин с высокими забойными температурами.

Здесь же собраны известные по различным литературным источникам данные, характеризующие влияние температуры на другие факторы в процессе бурения. Затронуты такие вопросы, как влияние температуры на гидравлические потери, работа забойных двигателей и долота с учетом влияния температуры на отдельные их конструктивные узлы и на буримость горных пород.

Отдельный параграф посвящен исследованию напряжений, возникающих в трубах обсадных колонн под воздействием температуры.

Основное место в работе занимают материалы исследований, проведенных авторами в Нефтяной экспедиции Академии наук Азерб. ССР и в АзНИИ ДН. Вместе с тем по возможности широко использованы данные других исследований, известных из литературы.

Однако следует отметить, что попытка обобщить имеющийся материал показала, что в рассматриваемой области еще очень много неисследованных вопросов. Так, совсем недостаточно изучены реологические свойства различных промывочных жидкостей, мало данных по исследованию утяжеленных глинистых растворов, которые в условиях высоких температур претерпевают большие изменения, чем растворы неутяжеленные. Недостаточно исследовано влияние температуры на растворы на нефтяной основе, нет данных по изучению высококальциевых силикатных, эмульсионных и других растворов. Не решены многие вопросы, относящиеся к тампонажным цементам.

Отсутствие стандартизированных приборов и методов для изучения свойств промывочных жидкостей и цементных растворов при высоких температурах затрудняет сравнение результатов отдельных исследователей и обобщение имеющихся данных. Поэтому приведенный в настоящей работе материал по мере проведения последующих исследований должен дополняться и уточняться. В процессе обобщения и анализа существующего материала возникли многие вопросы, но за неимением достаточных данных в настоящее время не могли быть решены. Так, например, анализ теоретических зависимостей для определения температуры промывочной жидкости показал, что изучение всех тех величин, которые входят в эти зависимости, представляет собой самостоятельную задачу, весьма трудоемкую, но необходимую для дальнейшего исследования процесса теплопередачи в скважинах.

Глава I и § 3—6 главы II написаны Б. И. Есьманом, § 1 и 2 главы II — Г. Я. Дедусенко совместно с Е. А. Яишиковой.

Учитывая новизну поставленной перед авторами задачи, работу следует рассматривать как первый опыт

в данной области. Исходя из такой предпосылки, авторы допускают наличие в работе недостатков, указания на которые будут с благодарностью ими приняты.

В заключение авторы считают необходимым выразить свою глубокую признательность проф. В. С. Федорову, которому принадлежит идея создания настоящей книги, и поблагодарить проф. Р. И. Шищенко и канд. техн. наук Б. С. Филатова и А. С. Шарутина за ряд ценных замечаний, сделанных ими в процессе подготовки рукописи к изданию.

ГЛАВА I

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ В ПРОСТАИВАЮЩИХ И БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИНАХ

§ 1. Тепловое состояние Земли

Все тела, находящиеся в космическом пространстве, в том числе и наша Земля, пребывают в определенном тепловом состоянии. Предлагая рассматривать Землю как естественную термодинамическую систему, в которой совершаются взаимосвязанные процессы, Б. Н. Достовалов [1] указывает, что при составлении энергетического баланса Земли необходимо иметь в виду следующие источники энергии: солнечную радиацию, корпускулярное излучение Солнца, излучение звезд, энергию метеоритов (группа внешних источников энергии), радиоактивный распад, изменение скорости вращения Земли, гравитационную энергию (группа внутренних источников энергии).

И та и другая группы источников энергии действуют на земную кору (которая рассматривается как нетеплопроводный слой), но в противоположных направлениях. Под воздействием группы внутренних источников энергии происходит нагревание глубинных слоев Земли и механическая работа горообразовательных процессов. Другие — внешние источники энергии — оказывают влияние на земную кору, вызывая нагревание верхнего слоя атмосферы, движение гидросферы и атмосферы и т. д.

При рассмотрении теплового состояния Земли различают естественные и искусственные тепловые поля. К первым относятся региональное тепловое поле Земли и местные тепловые поля, которые могут возникнуть в некоторых горных породах вследствие ряда условий (естественное

подземное горение газа и угля, окисление сульфидных рудных залежей и т. п.).

К искусственным тепловым полям относятся такие, которые создаются в результате заполнения скважин какой-либо жидкостью, имеющей температуру, отличную от температуры пород (различные промывочные жидкости при бурении; вода, закачиваемая в пласт при вторичных методах добычи нефти, и др.), или вследствие местного искусственного подогрева пород на заданной глубине (электроподогрев пластов, термический способ добычи нефти и др.).

Изучением тепловых полей занимается наука, которая получила название геотермии. Начало геотермических исследований с научной целью обычно относят к первой половине XIX столетия.

Основной метод геотермии — изучение термической характеристики земной коры по результатам исследования температур в скважинах и горных выработках. В результате многочисленных наблюдений было установлено, что по мере углубления в недра Земли происходит рост температуры, характер которого зависит от плотности теплового потока и удельного теплового сопротивления горных пород. Однако температура самых верхних слоев земной коры на глубине 10—30 м («нейтральный слой») подвержена периодическим колебаниям, связанным с изменением интенсивности солнечного излучения, и различна для различных районов.

Для суждения о величине прироста температуры с глубиной вводится понятие геотермического градиента, который определяется из следующей зависимости:

$$\Gamma = \frac{dt}{dz} = q \xi, \quad (\text{I. 1})$$

где Γ — геотермический градиент в $^{\circ}\text{C}/\text{м}$; t — температура в $^{\circ}\text{C}$; z — текущая глубина в м ; q — плотность теплового потока в $\text{ккал}/\text{час м}^2$; ξ — удельное тепловое сопротивление в $\text{м час } ^{\circ}\text{C}/\text{ккал}$.

Для практических расчетов обычно пользуются более простым выражением

$$\Gamma_{100} = 100 \frac{t_2 - t_1}{h_2 - h_1} |100^{\circ}\text{C}/\text{м}|, \quad (\text{I. 1a})$$

из которого геотермический градиент представляется как изменение температур t_2 и t_1 , замеренных на глубинах h_2 и h_1 , отнесенных к интервалу 100 м.

Величина, обратная геотермическому градиенту, называется геотермической ступенью и обычно обозначается через G .

Считая, что в скважине существует установившийся теплообмен, и не учитывая тепло, образовавшееся в результате распада радиоактивных элементов, можно показать [2], что распределение температуры в породах будет зависеть только от глубины, т. е. от z .

При таких допущениях интегрирование основного уравнения теплопроводности

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = \frac{\lambda}{c \rho} \Delta^2 t = a \left(\frac{\partial^2 t}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial z^2} \right) \quad (I. 2)$$

в конечном счете приводит к широко известной зависимости для определения пластовой температуры

$$t_z = t_0 + \Gamma z, \quad (I. 3)$$

где t_z — температура в точке, расположенной на глубине z ; t_0 — средняя температура нейтрального слоя; τ — время; λ — удельная теплопроводность среды; c — удельная теплоемкость среды; ρ — плотность; a — коэффициент температуропроводности ($a = \frac{\lambda}{c \rho}$); Δ^2 — оператор Лапласа.

Поскольку определение геотермического градиента и другие некоторые исследования должны производиться в условиях практически установившегося режима, то отсюда возникает задача о времени нагревания или остывания скважины, заполненной жидкостью, с температурой, отличной от температуры пород, окружающих скважину. Поэтому задача о нагревании (или остывании) скважины является одной из главных, интересующих геотермию.

Решение вопросов, связанных с изучением естественных и особенно искусственных тепловых полей, отличается значительными трудностями, возникающими в результате сложного в этом случае протекания процесса теплообмена в скважине.

Кроме того, при решении ряда вопросов, относящихся к термическому режиму земной коры, возникают весьма

серьезные затруднения, связанные с сомнительностью имеющихся сведений о характере распространения радиоактивных элементов, изменения их концентрации с глубиной и во времени, с отсутствием данных об изменении теплопроводности и других физико-тепловых свойств пород с глубиной и др. Все это приводит к тому, что многое решается при наличии серьезных допущений и носит приближенный характер.

Так, при рассмотрении задачи об остывании (или нагревании) скважины, заполненной какой-либо жидкостью, имеющей температуру, отличную от температуры пластов, принимается, что характер остывания скважины аналогичен случаю остывания цилиндра бесконечной длины [2].

В результате такой предпосылки решение дифференциального уравнения теплопроводности в цилиндрической системе координат

$$\frac{\partial \Delta t}{\partial \tau} = a \left(\frac{\partial^2 \Delta t}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \Delta t}{\partial r} \right) \quad (1.4)$$

приводит к выражению

$$\Delta t = \Delta t_0 (1 - e^{-\frac{r^2}{4a\tau}}), \quad (1.5)$$

где Δt_0 и Δt — соответственно начальная и конечная разности температур окружающей среды и жидкости по истечении времени τ при условии, что температуропроводность a жидкости и породы равны; r — радиус скважины.

Аналогичная задача при условии, что температуропроводность глинистого раствора отлична от температуропроводности пород, решена А. И. Заборовским [3], но имеет весьма сложное и громоздкое решение, которое мы здесь не приводим.

Экспериментальные исследования, проведенные Г. А. Череменинским [4, 5] и Н. К. Кухаренко [6], показали, что в общем характер изменения опытных и теоретических кривых совпадает, но при экспериментальных исследованиях процесс изменения температуры горных пород протекает более медленно. Последнее можно объяснить неточным учетом перепада температур при использовании теоретической зависимости. Для иллюстрации сказанного на рис. 1 приведена кривая зависимости $\frac{\Delta t}{\Delta t_0}$.

от времени простоя скважины, построенная Г. А. Черменским [5] для различных значений $\frac{r^2}{4a}$, а именно: 12,5

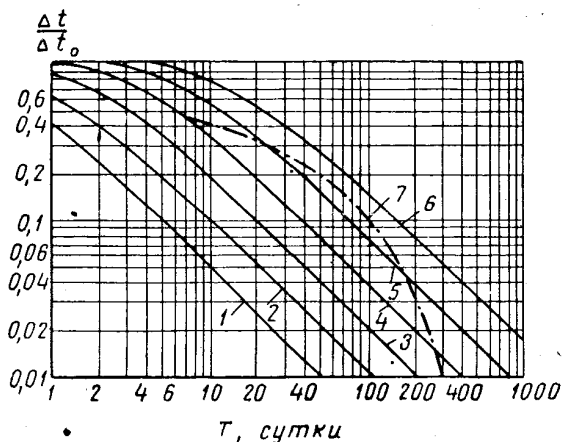


Рис. 1. Зависимость $\frac{\Delta t}{\Delta t_0}$ от времени простоя скважины.

(кривая 1); 25 (2); 50 (3); 100 (4); 200 (5) и 400 (6) по теоретической зависимости и по данным экспериментов (7).

Характер распределения температур в случае местного искусственного подогрева приведен на графике (рис. 2), заимствованном из работы В. А. Сидоровского [7]. На графике показано распределение температуры по высоте столба жидкости в одной из скважин Яблоновского месторождения НПУ Кинельнефть, где в 1959 г. внедрялся электриче-

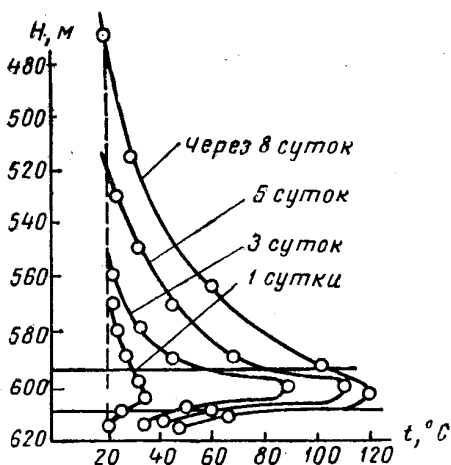


Рис. 2.

ский прогрев призабойной зоны пласта с целью интенсификации добычи нефти. Нагрев производили электрическим погружным забойным нагревателем марки ЭПЗ-2, который опускали в скважину на кабель-канате. Длительность прогрева забоя в отдельных скважинах колебалась от 7 до 20 суток, причем в пласт вводилось от 1 до 3 млн. ккал тепла. Начальная температура пластов при глубине залегания 520—620 м была 18—22° С. Как видно из рис. 2, в результате прогрева температура пласта значительно повысилась, достигнув в максимальной точке ~ 120° С.

В заключение необходимо обратить внимание на то обстоятельство, что все проводившиеся до сего времени термические исследования относятся исключительно к эксплуатационным и простаивающим скважинам. Тепловой режим скважин, находящихся в бурении, фактически не изучался.

§ 2. Исследование температуры верхних слоев Земли, находящихся в естественном состоянии

Согласно имеющимся данным [2] впервые в России глубинные температуры были исследованы в 1828 г. в шахтах на Урале. Однако геотермические исследования, представляющие не только научный, то и практический интерес, были проведены на Апшеронском полуострове выдающимся геологом-нефтяником проф. Д. В. Голубятниковым, который с 1906 г. по 1914 г. исследовал свыше 300 скважин на Биби-Эйбате и 30 скважин в Суруханах.

В дальнейшем многочисленные термические исследования скважин в различных районах России и Советского Союза, имеющие большое научное и практическое значение, были проведены М. В. Абрамовичем, В. Н. Дахновым, Д. И. Дьяконовым, С. А. Красковым, Н. Т. Линдтропом, Ш. Ф. Мехтиевым, Г. М. Сухаревым и многими другими.

Обобщение и анализ большого фактического материала по замерам температур в скважинах дали возможность выявить средние значения геотермических ступеней и градиентов для различных районов мира. В табл. 1 приведены некоторые сведения, относящиеся к территории СССР. В табл. 2 даны средние величины геотермического градиента и тепловых потоков для различных зарубежных

стран. Данные для таблиц заимствованы из работ [2, 8].

Из приводимых в табл. 1 и 2 данных видно, что геотермический градиент изменяется в довольно значительных пределах не только для различных районов, но и для одного и того же района.

Таблица 1

	Наибольшая глубина исследования, м	Геотермическая ступень, м/°С		
		от	до	средняя
Кольский полуостров	450	136,1	170	153,0
Урал	1200	27	146	86,0
Москва	700	45,4	59	52,2
Западная Украина	—	38,5	50,2	44,3
Ленинград	200	37,5	38,5	38,0
Сибирь	118	—	—	36,8
Краснодарский край	—	—	—	32,0
Южная Украина, Донбасс	819,3	26,3	34,7	30,5
Апшерон	2500	21,7	38,6	30,1
Крым, Кавказ, Средняя Азия	795	—	—	30,0
Дагестан	1650	13,9	27,2	21,7
Грозненский район и Осетинская АССР	2010	7,5	50,8	29,1
Ставропольский край	452,2	4,9	22,2	13,5

Таблица 2

	Наибольшая глубина исследования, м	Геотермический градиент, град/км			Средний тепловой поток, мккал/см ² сек
		от	до	средний	
Африка	3048	7,0	22,3	12,0	1,1
Канада	2134	9,1	15,8	13,1	0,96
США	2743	18,6	39,0	25,8	1,47
Иран	914	—	—	—	0,87
Англия	1200	13,3	79,0	34,4	1,33
Тихий океан	1520	40,0	214,0	83,0	1,45
Атлантический океан	1440	23,7	54,8	38,6	0,98

Вместе с тем во многих пособиях приводится средняя величина геотермического градиента, построенная без учета геологического строения земной коры и равная 32°С/км (для геотермической ступени это значение соответствует $30\text{—}33 \text{ м/}^\circ \text{С}$).

Как указано в работе [9], градиент 32°С/км получен в результате измерения температуры в большом числе скважин, и современные точные геотермические измерения в общем не отвергают этой величины. Тем не менее, как показал опыт, использовать эту среднюю величину для некоторых практических задач совершенно невозможно. Именно поэтому за последнее время все чаще и строже стали подвергаться критике результаты прежних измерений глубинной температуры, производившихся на глубине не свыше 2500 м.

Так, подвергнув критическому анализу известную зависимость (I. 3), И. Д. Дергунов [10] предложил новую формулу для определения температуры в земной коре, а именно:

$$t_z = t_0 + \frac{2}{\lg z} \Gamma z, \quad (\text{I. 6})$$

где t_0 — температура нейтрального слоя; Γ — геотермический градиент верхнего слоя Земли; z — текущая глубина.

Другую новую зависимость для определения глубинных температур Земли, основанную на теоретических предположениях, выводит Е. А. Любимова [11]

$$\frac{dt_z}{dz} = \frac{q - P_i z - \sum_{i=z}^n (P_{i-1} - P_i) l_{i-1}}{\lambda_n}. \quad (\text{I. 7})$$

Здесь q — тепловой поток в $\text{кал/см}^2 \text{сек}$; P — генерация тепла в $\text{кал/см}^3 \text{сек}$; λ_n — теплопроводность в $\text{кал/см сек } ^\circ \text{С}$; l_i — расстояние нижней границы i -го слоя от поверхности Земли; n — число слоев, из которых состоит исследуемая среда; z — текущая глубина.

Весьма важно отметить, что выводы, к которым пришли теоретическим путем И. Д. Дергунов и Е. А. Любимова, подтверждаются также и промысловыми наблюдениями, проведенными в последние годы по ряду глубоких скважин.

Так, еще в 1940 г. М. А. Завацкий [12] на основе данных замеров температуры в долго простаивающих скважинах указывал, что средняя геотермическая ступень для условий Апшерона должна быть принята равной $40 \text{ м}/^\circ\text{С}$.

Интересные данные были получены А. Б. Цатурянцем и Т. А. Гаджиевой [13], которые, измеряя температуру в простаивающих скважинах нефтяного месторождения Карадагнефть Азерб. ССР, нашли, что для больших глубин геотермическая ступень равна в среднем $56,08$, а не $33 \text{ м}/^\circ\text{С}$, как это обычно принимается. При этом на графике $t = f(H)$ отрезок, отсекаемый на оси ординат и определяющий некоторую условную температуру поверхности Земли t_0 , оказался равным $23,5^\circ\text{С}$, а не $14,5^\circ\text{С}$, как это принимается обычно.

Примерно такое же значение величины t_0 приводит в своей более поздней работе Е. А. Любимова, рассматривая результаты температурных измерений в скважинах глубиной 2165 м в районе Старой Мацесты [14]. При этом выражение для определения t_z выглядит следующим образом:

$$t_z = 21,77 + 0,82 \cdot 10^{-6} \sum_{i=1}^n \frac{D_i}{\lambda_i}. \quad (\text{I. 8})$$

Величины $\sum_{i=1}^n \frac{D_i}{\lambda_i}$ различны для каждого интервала глубины и определяются по специальной таблице.

Не менее интересные данные получены Р. Р. Везиrowым, Г. И. Кузнецовым, С. Г. Мартиросовым [15] для месторождения Зыря НПУ Азизбековнефть, где, по их исследованиям, геотермическая ступень возрастает с глубиной и в интервале $0-1000 \text{ м}$ равна $41,7 \text{ м}/1^\circ\text{С}$, а в интервале $4000-4500 \text{ м}$ — $125 \text{ м}/1^\circ\text{С}$.

В результате многочисленных замеров по 286 скважинам антиклинальной зоны Сураханы — Карачухур — Зых — Песчаный (Апшеронский полуостров) С. Т. Овнатанов и Г. П. Тамразян [16] нашли, что с глубиной значительно уменьшается геотермический градиент и увеличивается геотермическая ступень. Наименьшие геотермические ступени приурочены к самой верхней части разреза (глубина менее 200 м) и составляют $15-20 \text{ м}/^\circ\text{С}$. На глубине свыше 1000 м величины геотермической ступени

весьма значительны и равны в среднем $40-80 \text{ м/}^{\circ}\text{С}$, а иногда достигают $100 \text{ м/}^{\circ}\text{С}$.

Хотя авторы [16] не дают значений t_0 , тем не менее из приводимых ими графиков зависимости $t_z = f(H)$ видно, что при построении зависимости типа (I. 3) величина t_0 должна быть принята в пределах $20-28^{\circ}\text{С}$.

Увеличение геотермической ступени с возрастанием глубины скважин, пробуренных в районах Северного Предкавказья, наблюдал В. А. Покровский [17].

Все изложенное выше с достаточной очевидностью свидетельствует о слабой изученности вопроса и дает основание сомневаться в принципиальной правильности общепринятых формул. Хотя для большинства практических задач можно принимать прямолинейное распределение температуры при условии более правильного подбора значений t_0 и величины геотермического градиента для каждого отдельного района, тем не менее, как указывают В. Н. Дахнов и Д. И. Дьяконов [2], при точных геотермических исследованиях следует пользоваться более сложной зависимостью

$$t_z = t_0 + \Gamma z - \frac{\lambda \xi z^2}{4}, \quad (\text{I. 9})$$

которая учитывает уменьшение теплового сопротивления горных пород с глубиной вследствие увеличения плотности пород и уменьшения плотности теплового потока, создаваемого распадом радиоактивных элементов.

§ 3. Схема процесса теплопередачи в бурящихся скважинах

Из изложенного очевидно, что при существующей методике проведения геотермических исследований крайне необходимым и обязательным условием является соблюдение практически установившегося теплового режима в скважинах. Поэтому такие исследования проводятся, как правило, в простаивающих скважинах, в которых по истечении достаточно длительного промежутка времени разность между температурой горных пород и температурой жидкости, заполняющей скважину, становится настолько незначительной, что эти температуры считают одинаковыми.

Совершенно иначе обстоит дело в бурящихся скважинах. В процессе самого бурения скважина все время углубляется, в связи с чем температура забоя повышается. С другой стороны, в процессе бурения, как известно, непрерывно циркулирует промывочная жидкость, что также значительно влияет на изменение теплового режима скважины.

Изменение же теплового режима в свою очередь оказывает воздействие почти на все процессы, происходящие при бурении, поэтому влияние этого фактора необходимо изучить специально. Остановившись на этом вопросе более подробно, прежде всего установим элементарную схему изменения теплового состояния скважины от начала и до конца бурения.

Промывочная жидкость, имеющая на поверхности некоторую начальную температуру, закачивается в скважину через бурильные трубы, по которым движется вниз, к долоту. Выйдя из отверстий последнего, она поднимается по затрубному пространству к устью, вступая по пути в соприкосновение со стенками скважины и одновременно омывая бурильные трубы снаружи.

Так как с увеличением глубины скважины температура пластов возрастает, то безусловно будет возрастать и температура промывочной жидкости, движущейся вниз. Выйдя из отверстия долота и поднимаясь в кольцевом пространстве, промывочная жидкость первое время будет продолжать нагреваться за счет температуры пластов. Одновременно определенное количество тепла она будет отдавать жидкости, движущейся вниз внутри колонны бурильных труб.

В некоторой точке скважины температура поднимающейся промывочной жидкости становится равной, а затем и выше температуры пластов, после чего она вынуждена отдавать свое тепло не только жидкости, спускающейся вниз по трубам, но и в грунт.

Схематически теплопередача в бурящейся скважине может быть представлена так, как это изображено на рис. 3.

Совершенно очевидно, что при прекращении (по тем или иным причинам) циркуляции, находящаяся в скважине промывочная жидкость начнет постепенно прогреваться и в конце концов может принять температуру пластов. В этом случае температура в скважине будет изме-

няться с глубиной уже по тем зависимостям, которые были справедливы для простаивающих скважин. С возобновлением процесса циркуляции температура в скважине снова начнет падать.

Несколько иной чем в процессе непосредственного бурения будет температура при цементировании скважины, а также по окончании бурения и сдачи скважины в эксплуатацию.

На рис. 4 приведены кривые температурных изменений в различные периоды жизни калифорнийских скважин, полученные Френчем [18]. Здесь кривая *ГВ* характеризует распределение температуры по стволу скважины

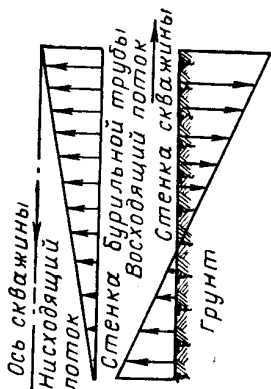


Рис. 3.

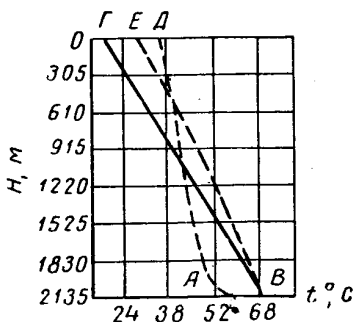


Рис. 4.

в период длительной ее остановки, когда можно считать, что температура жидкости, заполняющей скважину, равна температуре пластов.

Изменение температуры промывочной жидкости в процессе бурения характеризует кривая *ДА*. В период установившейся эксплуатации температура изменяется по кривой *ВЕ* и, как видно из рис. 4, совершенно иначе, чем в процессе бурения.

Таким образом, характер распределения температуры в бурящихся скважинах или в скважинах, находящихся в эксплуатации, во многом отличается от характера распределения температуры в скважинах, находящихся в простое.

§ 4. Вывод аналитической зависимости для определения температуры циркулирующей промывочной жидкости

Рассмотрим прежде всего возможность получения зависимости, которая характеризовала бы распределение температуры по стволу бурящейся скважины на основании теоретических предпосылок.

Схема теплопередачи в бурящейся скважине представлена на рис. 3. Составим теперь уравнение баланса тепла для рассматриваемого случая [19]. Для этого выделим по глубине скважины элементарный объем длиной dz между двумя сечениями 1—1 и 2—2 (рис. 5) и рассмотрим случай, когда тепло передается из грунта в трубы, т. е. когда соблюдается условие $t_{\text{п}} > t_2 > t_1$, где $t_{\text{п}}$, t_2 и t_1 — средние по сечению температуры пласта, потока, движущегося в затрубном пространстве, и потока, движущегося внутри буровых труб, соответственно.

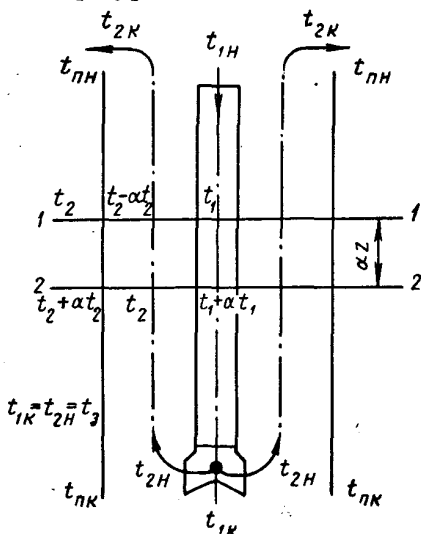


Рис. 5.

Во всех случаях $t = \varphi(z)$, причем $t_{\text{пн}} < t_{\text{пк}}$; $t_{2\text{н}} > t_{2\text{к}}$; $t_{1\text{н}} < t_{1\text{к}}$, это равносильно условию, что между направлением тепловых потоков существует схема сначала прямотока, а затем противотока.

Принимая процесс теплопередачи установившимся, на основании известных положений курса теплопередачи [20] можно написать

$$k_2 \pi D_2 (t_{\Pi} - t_2) dz = Q_2 c_2 \gamma_2 dt_2 - Q_1 c_1 \gamma_1 dt_1 \quad (\text{I. 10})$$

M

$$k_2 \pi D_1 (t_2 - t_1) dz = -Q_1 c_1 \gamma_1 dt_1, \quad (\text{I. 11})$$

или, учитывая тепло, выделяющееся за счет трения, возникающего в процессе движения,

$$k_2 \pi D_2 (t_n - t_2) dz = Q_2 c_2 \gamma_2 dt_2 - Q_1 c_1 \gamma_1 dt_1 + \frac{dz}{E} (Q_2 \gamma_2 i_2 + Q_1 \gamma_1 i_1) \quad (\text{I. 12})$$

и

$$k_1 \pi D_1 (t_2 - t_1) dz = -Q_1 c_1 \gamma_1 dt_1 + \frac{Q_1 \gamma_1 i_1}{E} dz, \quad (\text{I. 13})$$

где k_1 — полный коэффициент теплопередачи от кольцевого потока к потоку в трубах; k_2 — полный коэффициент теплопередачи от окружающей среды к кольцевому потоку; c_1, c_2 — теплоемкость промывочной жидкости; γ_1, γ_2 — удельный вес промывочной жидкости; Q_1, Q_2 — расход промывочной жидкости; D_1, D_2 — диаметры бурильных труб и скважины; E — механический эквивалент тепла; i_1, i_2 — гидравлический уклон. Индекс 1 соответствует потоку, движущемуся внутри труб, индекс 2 — потоку, движущемуся в кольцевом пространстве; n — начальное, k — конечное состояния.

Следуя методике И. А. Чарного, примененной им при решении задачи о внутреннем подогреве горизонтального теплопровода [21], разделим уравнение (12) на dz :

$$k_2 \pi D_2 (t_n - t_2) = Q_2 c_2 \gamma_2 \frac{dt_2}{dz} - Q_1 c_1 \gamma_1 \frac{dt_1}{dz} + \frac{1}{E} (Q_2 \gamma_2 i_2 + Q_1 \gamma_1 i_1). \quad (\text{I. 14})$$

Из равенства (I. 13) определяем

$$t_2 = t_1 - \frac{Q_1 c_1 \gamma_1 dt_1}{k_1 \pi D_1 dz} + \frac{Q_1 \gamma_1 i_1}{E k_2 \pi D_1}, \quad (\text{I. 15})$$

$$\frac{dt_2}{dz} = \frac{dt_1}{dz} - \frac{Q_1 c_1 \gamma_1}{k_1 \pi D_1} \frac{d^2 t_1}{dz^2}. \quad (\text{I. 16})$$

Подставляя найденные значения t_2 и $\frac{dt_2}{dz}$ в (I. 14) и производя соответствующие алгебраические преобразования, можно получить

$$\frac{d^2 t_1}{dz^2} + 2A \frac{dt_1}{dz} - B t_1 + B_0 t_n - F = 0, \quad (\text{I. 17})$$

где

$$2A = \frac{k_2 \pi D_2}{Q_2 c_2 \gamma_2} - \frac{k_1 \pi D_1}{Q_1 c_1 \gamma_1} + \frac{k_1 \pi D_1}{Q_1 c_2 \gamma_2},$$

$$B = \frac{k_2 \pi D_2 k_1 \pi D_1}{Q_2 c_2 \gamma_2 Q_1 c_1 \gamma_1},$$

$$F = \frac{\pi}{c_2 c_1 E} \left(\frac{k_1 D_1 t_2}{\gamma_1 Q_1} + \frac{k_1 D_1 t_1}{\gamma_2 Q_2} + \frac{k_2 D_2 t_1}{\gamma_2 Q_2} \right).$$

Как уже указывалось, для большинства практических задач кривая, характеризующая изменение температуры грунта по мере углубления, может быть без ущерба для точности расчетов заменена прямой. Это дает право пользоваться зависимостью типа (I. 3), т. е.

$$t_{\pi} = t_0 + \Gamma z = t_0 + \frac{z}{G}.$$

Имея в виду это обстоятельство, отступим от методики И. А. Чарного и уравнение (I. 17) перепишем в следующем виде:

$$\frac{d^2 t_1}{dz^2} + 2A \frac{dt_1}{dz} - B t_1 = -\frac{B}{G} z - B t_0 + F. \quad (\text{I. 18})$$

Выражение (I. 18) представляет собой линейное дифференциальное уравнение второго порядка с постоянными коэффициентами, общим решением которого является, как известно [22], сумма

$$y = u + v, \quad (\text{I. 19})$$

где y — общее решение уравнения (I. 18); u — так называемая дополнительная функция, представляющая собой общее решение однородного уравнения (I. 20):

$$\frac{d^2 t_1}{dz^2} + 2A \frac{dt_1}{dz} - B t_1 = 0; \quad (\text{I. 20})$$

v — частное решение полного (неоднородного) уравнения (I. 18).

Решение соответствующего характеристического уравнения

$$r^2 + 2Ar - B = 0$$

дает его корни

$$r_1 = -A + \sqrt{A^2 + B}, \quad r_2 = -A - \sqrt{A^2 + B},$$

которые всегда будут вещественными и различными.

На этом основании дополнительная функция получит вид

$$u = m_1 e^{r_1 z} + m_2 e^{r_2 z}. \quad (\text{I. 21})$$

Частное решение полного дифференциального уравнения (I. 18), зависящее от вида функции z , т. е. от правой части уравнения (I. 18) и от корней характеристического уравнения, найдем, полагая

$$v = p_0 z + p_1,$$

тогда

$$\frac{dv}{dz} = p_0 \quad \text{и} \quad \frac{d^2 v}{dz^2} = 0.$$

Следовательно, в соответствии с выражением (I. 18)

$$2Ap_0 - B(p_0 z + p_1) = -\frac{B}{G}z - Bt_0 + F$$

или

$$-Bp_0 z + 2Ap_0 - Bp_1 = -\frac{B}{G}z - Bt_0 + F.$$

Сравнение коэффициентов подобных членов дает

$$p_0 = \frac{1}{G}; \quad p_1 = t_0 - \frac{F}{B} + \frac{2A}{BG},$$

что позволяет найти частное решение

$$v = \frac{z}{G} + t_0 - \frac{F}{B} + \frac{2A}{GB}. \quad (\text{I. 22})$$

Так как на основании (I. 19) общий интеграл уравнения (I. 18) равен сумме (I. 21) и (I. 22), то, складывая их, получим

$$t_1 = m_1 e^{r_1 z} + m_2 e^{r_2 z} + \frac{z}{G} + t_0 - \frac{F}{B} + \frac{2A}{GB} \quad (\text{I. 23})$$

и

$$\frac{dt_1}{dz} = m_1 r_1 e^{r_1 z} + m_2 r_2 e^{r_2 z} + \frac{1}{G}. \quad (\text{I. 24})$$

Подставляя (I. 23) и (I. 24) в (I. 15), после соответствующих алгебраических преобразований получим выражение для t_2

$$t_2 = m_1 e^{r_{1z}} \left(1 - r_1 \frac{Q_1 c_1 \gamma_1}{k_1 \pi D_1} \right) + m_2 e^{r_{2z}} \left(1 - \frac{Q_1 c_1 \gamma_1}{k_1 \pi D_1} r_2 \right) + \frac{z}{G} + t_0 - \frac{F}{G} + \frac{2A}{GB} - \frac{Q_1 c_1 \gamma_1}{k_1 \pi D_1} \frac{1}{G} + \frac{Q_1 \gamma_1 i_1}{Ek_1 \pi D_1}. \quad (\text{I. 25})$$

Обозначая для краткости

$$\begin{aligned} \frac{Q_1 c_1 \gamma_1}{k_1 \pi D_1} &= \beta; \quad \left(1 - \frac{Q_1 c_1 \gamma_1}{k_1 \pi D_1} r_1 \right) = 1 - \beta r_1 = \varphi_1; \\ \left(1 - \frac{Q_1 c_1 \gamma_1}{k_1 \pi D_1} r_2 \right) &= 1 - \beta r_2 = \varphi_2; \quad t_0 = \frac{F}{\beta} + \frac{2A}{GB} = M_1; \\ M_1 - \frac{Q_1 c_1 \gamma_1}{k_1 \pi D_1} \frac{1}{G} + \frac{Q_1 \gamma_1 i_1}{Ek_1 \pi D_1} &= M_2, \end{aligned}$$

можно записать выражения для t_1 и t_2 в более простой форме, а именно:

$$t_1 = m_1 e^{r_{1z}} + m_2 e^{r_{2z}} + \frac{z}{G} + M_1, \quad (\text{I. 26})$$

$$t_2 = m_2 e^{r_{1z}} \varphi_1 + m_2 e^{r_{2z}} \varphi_2 + \frac{z}{G} + M_2. \quad (\text{I. 27})$$

При решении задачи И. А. Чарного о внутреннем подогреве горизонтального трубопровода [21] для отыскания постоянных интегрирования m_1 и m_2 в основных уравнениях (I. 26) и (I. 27) достаточно условия, что при $z = 0$ $t_1 = t_{1н}$ и $t_2 = t_{2н}$.

Совсем другое получается при рассмотрении задачи о теплопередаче в бурящейся скважине [23]. Для отражения физической сущности происходящих явлений при теплопередаче в процессе циркуляции промывочной жидкости крайне необходимо еще учесть и другое условие. А именно: в момент выхода из отверстий долота струю раствора можно считать принадлежащую как к кольцевому пространству, так и находящуюся еще в бурильных трубах. Это дает право утверждать, что на забое скважины температура спускающегося раствора равна температуре поднимающегося, т. е. при

$$z = H \quad t_1 = t_{1к}; \quad t_2 = t_{2н} \quad \text{и} \quad t_{1к} = t_{2н} = t_3.$$

С учетом сказанного выражения для нахождения постоянных m_1 и m_2 примут вид:

при $z = 0$ $t_1 = t_{1H} = m_1 + m_2 + M_1$;

при $z = H$ $t_1 = t_{1K} = t_{2K} = m_1 e^{r_1 H} + m_2 e^{r_2 H} + \frac{H}{G} + M_1$.

Совместное решение полученных уравнений дает

$$m_1 = t_{1H} - M_1 - \frac{(t_{1H} - M_1) e^{r_1 H} - t_{1K} + \frac{H}{G} + M_1}{e^{r_1 H} - e^{r_2 H}},$$

$$m_2 = \frac{(t_{1H} - M_1) e^{r_1 H} - t_{1K} + \frac{H}{G} + M_1}{e^{r_1 H} - e^{r_2 H}}$$

и

$$t_1 = \left[t_{1H} - M_1 - \frac{(t_{1H} - M_1) e^{r_1 H} - t_{1K} + \frac{H}{G} + M_1}{e^{r_1 H} - e^{r_2 H}} \right] e^{r_1 z} + \left[\frac{(t_{1H} - M_1) e^{r_1 H} - t_{1K} + \frac{H}{G} + M_1}{e^{r_1 H} - e^{r_2 H}} \right] e^{\frac{z}{G}} + M_1. \quad (I. 28)$$

Аналогично для t_2

при $z = 0$ $t_2 = t_{2K} = m_1 \varphi_1 + m_2 \varphi_2 + M_2$;

при

$z = H$ $t_2 = t_{2H} = t_{1K} = m_2 \varphi_2 e^{r_1 H} + m_2 \varphi_2 e^{r_2 H} - \frac{H}{G} + M_2$.

$$m_1 = \frac{t_{2K} - \frac{(t_{2K} - M_2) e^{r_1 H} - t_{2H} + \frac{H}{G} + M_2}{e^{r_1 H} - e^{r_2 H}} - M_2}{\varphi_1},$$

$$m_2 = \frac{(t_{2K} - M_2) e^{r_1 H} - t_{2H} + \frac{H}{G} + M_2}{\varphi_2 (e^{r_1 H} - e^{r_2 H})}$$

и

$$t_2 = \left[t_{2K} - M_2 - \frac{(t_{2K} - M_2) e^{r_1 H} - t_{2H} + \frac{H}{G} + M_2}{e^{r_1 H} - e^{r_2 H}} \right] e^{r_1 z} + \left[\frac{(t_{2K} - M_2) e^{r_1 H} - t_{2H} + \frac{H}{G} + M_2}{e^{r_1 H} - e^{r_2 H}} \right] e^{r_2 z} + \frac{z}{G} + M_2. \quad (I. 29)$$

Зависимость для определения температуры промывочной жидкости, находящейся непосредственно у забоя скважины, найдем, решая на основании второго начального условия выражения для нахождения m_2 в уравнениях (I. 28) и (I. 29),

$$t_3 = \frac{\varphi_2 \left[(t_{1H} + M_1) e^{r_1 H} + \frac{H}{G} + M_1 \right] - \frac{H}{G} - M_2 - (t_{2H} - M_2) e^{r_1 H}}{\varphi_2 - 1}. \quad (\text{I. 30})$$

При решении практических задач, когда вместо ранее принятых обозначений придется подставлять их конкретные значения, выражения (I. 28), (I. 29) и (I. 30) примут слишком громоздкий вид и затруднят получение окончательного ответа.

Кроме того, решение усложнится еще и тем обстоятельством, что в общем случае величины γ_1 ; γ_2 ; c_1 ; c_2 ; k_1 ; k_2 будут различными не только в кольцевом сечении и внутри бурильных труб, но будут изменяться также и по глубине скважины. К этому следует еще добавить, что характер изменения всех указанных величин от глубины никто до сего времени не изучал.

Для упрощения решения задачи могут быть приняты следующие допущения:

- 1) величины γ_1 ; γ_2 ; c_1 ; c_2 ; k_1 и k_2 по длине ствола скважины не изменяются;
- 2) величины γ_1 и γ_2 ; c_1 и c_2 отличаются друг от друга незначительно, и поэтому можно считать, что $\gamma_1 = \gamma_2 = \gamma$ и $c_1 = c_2 = c$.

Помимо этого, следует иметь в виду также и то обстоятельство, что в процессе циркуляции обязательно должно соблюдаться условие неразрывности потока, т. е.

$$Q_1 = Q_2 = Q.$$

Принимая во внимание сказанное, выражение (I. 30), представляющее для нас наибольший интерес, а также и входящие в него величины M_1 , M_2 , φ_2 и т. д., можно несколько упростить до вида

$$t_3 = \frac{H}{G} - \frac{M_2 - [\varphi_2 (t_{1H} - M_1) - (t_{2H} - M_2)] e^{r_1 H} - \varphi_2 M_1}{\varphi_2 - 1}, \quad (\text{I. 34})$$

где

$$M_1 = t_0 + \frac{Q\gamma}{\pi} \left(\frac{c}{k_1 D_1 G} - \frac{i_2 + \frac{i_1}{\sigma}}{k_2 D_2 E} \right),$$

$$M_2 = t_0 - \frac{Q\gamma(i_2 + i_1)}{k_2 \pi D_2 E},$$

$$r_1 H = - \frac{H(1 - \sqrt{1 + 4\sigma}) k_2 \pi D_2}{2Q\gamma c},$$

$$\varphi_2 = 1 + \frac{1 + \sqrt{1 + 4\sigma}}{2\sigma}; \quad \sigma = \frac{k_1 D_1}{k_2 D_2}.$$

Полученное выражение (I. 31) представляет собой зависимость, пользуясь которой можно определить температуру циркулирующего раствора на забое скважин.

§ 5. Условия для решения аналитической зависимости

Анализ уравнений (I. 28), (I. 29) и (I. 30) показывает, что для их решения относительно t_1 , t_2 или t_3 необходимо знать конкретные значения k_1 ; k_2 ; D_1 ; D_2 ; Q ; c ; γ ; t_0 ; E ; t_{1H} ; t_{2H} ; G ; H ; i_1 ; i_2 .

Рассмотрим реальные возможности определения каждой из этих величин в отдельности.

1. Диаметр скважины D_2 и бурильных труб D_1 , а также глубину забоя H определяют без каких-либо затруднений из заданной конструкции скважины. В качестве примерной конструкции глубоких скважин на рис. 6 приведена конструкция скважины Зыря 7 с глубиной забоя 4812 м, пробуренной в Азербайджане на месторождении Гоусаны [24].

2. Как показывает практика бурения, удельный вес промывочной жидкости в зависимости от условий бурения может колебаться в значительных пределах от 1,18 до 2,2.

Что касается разницы удельных весов закачиваемого раствора и выходящего из устья скважины, который несет с собой обломки выбуренной породы, то этот вопрос изучен еще не в полной мере. Однако на основании некоторых литературных источников, например А. С. Шарутина и Н. М. Шерстнева [25], можно полагать, что эта разница не будет превышать 5—6%.

3. Расход Q промывочной жидкости должен определяться по показаниям расходомеров или в крайнем случае

подсчитываться по известным формулам для определения производительности насосов.

Однако поскольку расходомеры на буровых отсутствуют, а в расчетные формулы входит коэффициент наполнения насосов, который также является весьма неопределенным, то точно определить расход в условиях реальной буровой невозможно или весьма трудно из-за устройства в этом случае специальных мерных приспособлений.

Зная расход промывочной жидкости, можно определить i_1 и i_2 , исходя из известной формулы гидравлики

$$i = \frac{h}{l} = \frac{10p}{l\gamma}, \quad (\text{I. 32})$$

в которой значение p — давление в трубах в ат — можно заменить зависимостью

$$p = a \gamma Q^2 l.$$

Тогда

$$i = \frac{10a \gamma Q^2 l}{l\gamma} = 10aQ^2,$$

где a — опытный коэффициент; Q — расход жидкости; l — длина трубопровода.

Так, например, для условий бурения скважины глубиной 3000 м при подаче насосов 20 л/сек (бурильные трубы $5\frac{9}{16}$ "

ЭБШ, долото № 11) коэффициент a , подсчитанный по данным Б. И. Мительмана [26], оказывается равным $390 \cdot 10^{-8}$ для бурильных труб и $65 \cdot 10^{-8}$ для кольцевого

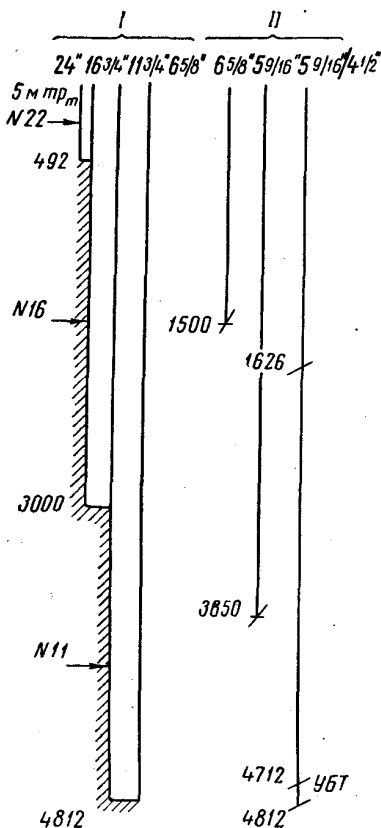


Рис. 6. Конструкция скважины Зыря 7 глубиной 4812 м (Азербайджан).

I — обсадные трубы; II — бурильные трубы.

пространства. Соответственно получается $i_1 \approx 0,0156$ и $i_2 \approx 0,0026$.

4. Что касается t_{2K} и t_{1H} , то они являются исходными и обязательно должны замеряться на каждой буровой. Однако обработка имеющихся данных [27, 28, 29] показывает, что между этими величинами обычно существует определенное соотношение, и для ориентировочных расчетов можно воспользоваться зависимостью

$$\frac{t_{2K}}{t_{1H}} = 1,10 \div 1,15, \quad (I. 33)$$

непосредственно замеряя на буровой только одну (любую) из этих двух величин.

5. Величина геотермической ступени должна определяться по данным специальных исследований. Следует иметь в виду, однако, что значения G пока еще известны далеко не для всех нефтяных месторождений и, в частности, для месторождений Апшерона. Недостаточно пока изучено и изменение геотермической ступени в зависимости от глубины. Поэтому в значительном большинстве случаев, пользуясь значениями G , взятыми из соответствующих источников, следует помнить, что они имеют далеко не точное значение.

То же самое можно сказать о t_0 , характеризующей среднегодовую температуру нейтрального слоя, так как для разных районов она будет различной. В частности, по последним данным для Апшерона эта величина должна приниматься равной $22-23^\circ\text{C}$ вместо общепринятой $14,5^\circ\text{C}$.

6. Теплоемкость глинистых растворов пока исследована далеко недостаточно. Известны лишь исследования Н. И. Шацова, проведенные для натуральных растворов из 11 различных глин. Результаты этих исследований представлены в виде кривых (рис. 7), из рассмотрения которых вытекает, что величина c для растворов из различных глин изменяется примерно одинаково, причем с увеличением удельного веса значение c несколько понижается. В табл. 3 показана динамика этого изменения.

Сведений об изменении теплоемкости химически обработанных и утяжеленных растворов не имеется вообще. Примерные их значения можно получить путем экстраполяции данных табл. 3.

	Вода	Натуральные глинистые растворы							Глина
γ	0,998	1,05	1,10	1,15	1,20	1,25	1,30	1,40	1,51—2,81
c	0,998	0,870	0,838	0,773	0,750	0,728	0,690	0,62	0,180

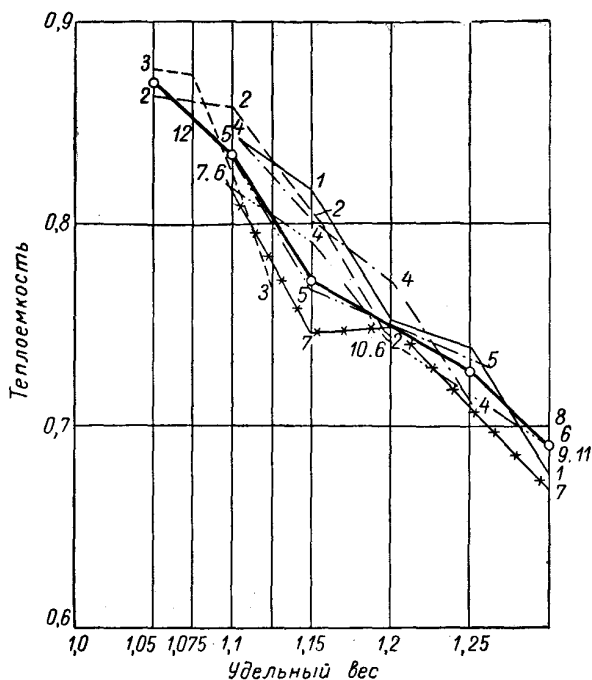


Рис. 7. Диаграмма значений теплоемкости для различных глинистых растворов.

Глинистые растворы из глин: 1 — небитдагской розовой; 2 — карачухурской бурой; 3 — то же черной; 4 — ишимбайской белой; 5 — то же красной; 6 — боярской; 7 — белореченской; 8 — небитдагской серой; 9 — среднеазиатской малиновой; 10 — ишимбайской желтой; 11 — южного Искине; 12 — средняя по всем глинам.

7. Наибольшие трудности связаны с определением коэффициентов теплопередачи k_1 и k_2 . Рассмотрим методику определения каждого коэффициента в отдельности.

Как известно, в общем случае полный коэффициент теплопередачи k определяется из зависимости

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha} + \sum \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\beta}},$$

где α — внутренний коэффициент теплопередачи; δ — толщина стенки; λ — теплопроводность стенки; β — внешний коэффициент теплопередачи.

Так как для бурильных труб толщина стенки δ колеблется в пределах 8—11 мм, а для обсадных труб $\delta = 8 \div 16$ мм и, учитывая, что $\lambda_{\text{стали}} = 50$ ккал/м·час °С, то в среднем можно принять, что $\sum \frac{\delta}{\lambda} \approx 0,0002$ м²·час °С/ккал и этой величиной при расчете можно пренебречь.

Поэтому в нашем случае можно принять

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha} + \frac{1}{\beta}}. \quad (\text{I. 34})$$

Многочисленными работами доказано, что для ньютоновских жидкостей величины α и β в сильной мере зависят от обстоятельств течения. Так, например, установлено [20], что при турбулентном движении нефти в круглой трубе α с достаточной точностью можно определить из зависимости

$$\alpha = 0,12 \operatorname{Re}^{3/4} \frac{\lambda_n}{D}. \quad (\text{I. 35})$$

Для того же нефтепровода, но в условиях ламинарного режима α оказывается величиной постоянной и не зависящей от параметра Рейнольдса [20]. Для этого случая справедлива зависимость

$$\alpha = \operatorname{Nu} \frac{\lambda_n}{D}. \quad (\text{I. 36})$$

В формулах (I. 35) и (I. 36) обозначено: Nu — параметр Нуссельта, в данном случае равный 3,65; λ_n — коэффициент теплопроводности нефти; D — внутренний диаметр трубы.

Вопросами теплопередачи при движении таких коллоидных систем, как глинистые растворы, по сути дела до сего времени никто не занимался. В этом направлении

сделаны пока лишь первые шаги, заключающиеся в теоретическом исследовании процесса теплопередачи при структурном режиме в плоской и круглой трубах [30].

Теплопередача при движении глинистых растворов в зоне турбулентного режима не изучалась вовсе.

Все изложенное в равной степени относится и к определению коэффициента β .

Обычно при циркуляции промывочной жидкости в условиях бурения глубоких скважин могут наблюдаться оба режима — турбулентный и структурный.

Поскольку процесс теплопередачи для случая движения глинистого раствора в какой-то мере определен лишь для структурного режима и совершенно не исследован для турбулентного режима, то рассмотрим определение коэффициента теплопередачи k_2 , как соответствующего теплопередаче в кольцевом пространстве, для которого в большинстве случаев присущ структурный режим.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИМЕРНОЙ ВЕЛИЧИНЫ КОЭФФИЦИЕНТА k_2

Полный коэффициент теплопередачи k_2 характеризует собой передачу тепла от промывочной жидкости, движущейся в кольцевом пространстве к стенкам обсадной колонны и далее в грунт.

По аналогии с уравнением (I. 34) зависимость для определения коэффициента k_2 может быть записана в виде

$$k_2 = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_2} + \frac{1}{\beta_2}}, \quad (\text{I. 37})$$

где α_2 — коэффициент теплоотдачи от промывочной жидкости, движущейся в кольцевом пространстве к стенкам обсадной колонны; β_2 — коэффициент теплоотдачи от стенок обсадной колонны в грунт.

Рассмотрим входящие в выражение (I. 37) величины, исходя из предположения, что наиболее характерным диаметром колонны для глубоких скважин является $D_2 = 11''$ (269 мм) и $5\frac{9}{16}''$ бурильных труб. Сначала определим примерную величину коэффициента α_2 .

По аналогии с выражением (I. 36) для определения α при ламинарном режиме примем [31], что при структурном

режиме движения коэффициент α_2 не будет зависеть от обстоятельств движения и может быть найден через параметр Нуссельта из выражения

$$\alpha_2 = \text{Nu} \frac{\lambda_p}{D}, \quad (\text{I. 38})$$

где Nu — параметр Нуссельта для структурного режима; λ_p — теплопроводность глинистого раствора; D — диаметр трубы.

Каких-либо сведений о коэффициенте α_2 непосредственно для рассматриваемого случая в литературе не имеется. Поэтому будем определять α_2 ориентировочно, исходя из следующих соображений.

В работе [30] рекомендуется при проведении тепловых расчетов в бурящихся скважинах пользоваться в первом приближении следующими значениями параметра Нуссельта: в круглой трубе $\text{Nu}_{\text{к.т}} = 4,47$ и в плоской трубе $\text{Nu}_{\text{п.т}} = 4,29$.

Примем в качестве характеристического параметра для кольцевого сечения соотношение радиусов внутренней и наружной труб, т. е. положим, что

$$\frac{r_{\text{в}}}{r_{\text{н}}} = \varepsilon.$$

Тогда при $r_{\text{в}} = 0$ имеем $\varepsilon = 0$, т. е. случай круглой трубы, и при $r_{\text{в}} = r_{\text{н}}$ $\varepsilon = 1$ — случай плоской трубы.

Очевидно, что значение ε в промежутке $0 < \varepsilon < 1$ будет соответствовать случаю кольцевого пространства. Следовательно, имеются все основания величину параметра Нуссельта для кольцевого сечения $\text{Nu}_{\text{к.с}}$ брать как среднее между значениями $\text{Nu}_{\text{к.т}}$ и $\text{Nu}_{\text{п.т.}}$, т. е. $\text{Nu}_{\text{к.с}} \approx 4,38$.

При этом в формулу (I. 38) для нахождения α_2 должна входить разница диаметров $d_{\text{н}} - d_{\text{в}}$ или в нашем случае разница между диаметром обсадной колонны и бурильных труб.

Полагая, что в скважине находятся $5^9/16''$ бурильные трубы ЭБШ с наружным диаметром 130 мм, и имея в виду, что ранее диаметр скважины был принят равным 269 мм, получим $D_2 - D_1 = 0,27 - 0,13 = 0,14$ мм.

На основании данных В. Н. Дахнова и Д. И. Дьяконова [2] коэффициент удельного теплового сопротивления глинистого раствора $\xi = \frac{1}{\lambda_p} = 2,0$. Поэтому λ_p примем

равной 0,5 ккал/мчас °С. Тогда, используя выражение (I. 38), найдем

$$\alpha_2 = 4,38 \frac{0,5}{0,14} = 15,6 \text{ ккал/м}^3\text{час } ^\circ\text{С.}$$

Перейдем к определению коэффициента β_2 .

Следуя изложенному в книге Г. М. Григоряна и В. И. Черникина [21], считаем, что скважина проходит в грунте, обладающем свойствами изотропной среды бесконечной протяженности по всем направлениям. При таком допущении температура в каждой точке грунта должна зависеть от направления, т. е. температурное поле должно быть радиальным. В соответствии с этим интегрирование уравнения теплопроводности Лапласа

$$\frac{\partial^2 t}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial y^2} = 0 \quad (\text{I. 39})$$

дает следующее простое выражение для нахождения коэффициента теплопередачи от стенок в грунт:

$$\beta_2 = \frac{2\lambda_{\text{гр}}}{D \ln \frac{2r_0}{D}}, \quad (\text{I. 40})$$

где D — диаметр трубопровода; $\lambda_{\text{гр}}$ — теплопроводность грунта; r_0 — радиус влияния трубопровода, т. е. расстояние от трубопровода до точек, где сохраняется естественная температура грунта.

Теоретически $r_0 = \infty$. Для практических целей r_0 принимается по различным данным [21] от 2 до 13 м.

Для $\lambda_{\text{гр}}$ имеются самые различные данные. Так, по Форхгеймеру в среднем $\lambda_{\text{гр}} = 2,0$ [20]; по Петри [21] $\lambda_{\text{гр}}$ сильно изменяется от температуры, а именно:

$t^\circ, ^\circ\text{С}$	10	40	80
$\lambda_{\text{гр}}, \text{ ккал/мчас } ^\circ\text{С}$	2,0	1,9	0,5

Так как в глубоких скважинах в процессе циркуляции раствора температура по стволу скважины может изменяться от 15 до 100°С, примем за среднюю температуру 40°С. Соответственно этому $\lambda_{\text{гр}} = 1,0$.

Как и в случае нахождения коэффициента α_2 , значение $D_2 - D_1$ принимаем равным 0,14 м.

Располагая теперь всеми необходимыми данными, найдем согласно зависимости (I. 40) β_2 для всех значений

r_0 в пределах от 2 до 13 м при выбранном $\lambda_{гр}=1,0$. Найденные таким образом значения β_2 помещены в первой строчке табл. 4; там же даны значения искомого коэффициента k_2 , вычисленного согласно выражению (I. 37) на основании только что полученных значений α_2 и β_2 .

Для выяснения степени зависимости теплопередачи трубы от температуры, а значит и от коэффициента теплопроводности грунта найдем значения β_2 и соответственно k_2 также и при температуре 80°C , т. е. при $\lambda_{гр} = 0,5 \text{ ккал/мчас } ^\circ\text{C}$. Полученные данные с индексом «80» также помещены в табл. 4.

Таблица 4

r_0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
$\beta_{2(40)}$	5,37	4,28	3,82	3,55	3,28	3,23	3,11	3,02	2,94	2,89	2,84	2,78	2,74
$k_{2(40)}$	4,00	3,36	3,07	2,89	2,71	2,68	2,59	2,53	2,48	2,44	2,39	2,36	2,32
$\beta_{2(80)}$	2,48	2,14	1,91	1,77	1,64	1,61	1,55	1,51	1,47	1,44	1,42	1,39	1,37
$k_{2(80)}$	2,28	1,88	1,70	1,59	1,48	1,46	1,42	1,38	1,34	1,32	1,30	1,28	1,25

Для большей наглядности на основании табличных данных построены графики зависимости $k_2 = f(r_0)$, из которых видно, что теплопередача трубы в большей степени

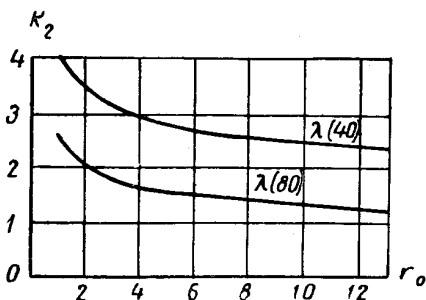


Рис. 8.

зависит от коэффициента теплопроводности грунта (а значит и от температуры окружающих пород), чем от радиуса влияния трубопровода r_0 (рис. 8). С другой стороны, начиная от значений $r_0 = 5 \text{ м}$ и выше, для каждого значения $\lambda_{гр}$ величину k_2 можно считать изменяющейся

по закону прямой, слегка наклоненной к оси абсцисс.

Поэтому при приближенных расчетах можно принять, что для $r_0 \geq 5 \text{ м}$ $k_2 = 1,34 \text{ ккал/мчас } ^\circ\text{C}$ при $\lambda_{гр} = 0,5 \text{ ккал/мчас } ^\circ\text{C}$ и $k_2 = 2,48 \text{ ккал/мчас } ^\circ\text{C}$ при $\lambda_{гр} = 1,0 \text{ ккал/мчас } ^\circ\text{C}$.

В общем случае следует считать, что при практических расчетах k_2 в зависимости от теплопроводности грунта (или его температуры) и радиуса влияния трубопровода может изменяться в довольно широких пределах от 1,0 до 4,0 ккал/мчас °С.

Для сравнения интересно отметить, что для нефтепроводов, горизонтально уложенных в грунт, значения полного коэффициента теплопередачи, рекомендуемые различными авторами (Шухов, Сюмен, Форхгеймер) [21], колеблются от 1,0 до 3,0.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИМЕРНОЙ ВЕЛИЧИНЫ КОЭФФИЦИЕНТА k_1

Коэффициент теплопередачи k_1 характеризует собой теплопередачу от промывочной жидкости, движущейся в бурильных трубах, через их стенки в кольцевое пространство. По условию задачи это пространство заполнено той же промывочной жидкостью, но имеющей другую температуру.

Зависимость для определения k_1 по аналогии с выражением (I. 34) имеет вид

$$k_1 = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\beta_1}}, \quad (\text{I. 41})$$

где α_1 — коэффициент теплоотдачи от промывочной жидкости, движущейся в бурильных трубах, к их стенкам; β_1 — коэффициент теплоотдачи от стенок бурильных труб в кольцевое пространство.

Однако воспользоваться этим выражением невозможно, так как процесс теплопередачи при движении глинистых растворов в зоне турбулентного режима совершенно не изучен и зависимостей для нахождения соответствующих коэффициентов нет. В этой области должны быть проведены специальные исследования как теоретического, так и экспериментального характера.

Уже беглый обзор величин, входящих в аналитические зависимости для определения распределения температуры по стволу бурящейся скважины, показывает, что многие из них изучены совершенно недостаточно, что может в конечном счете привести к серьезным отклонениям от

действительного решения. Что же касается изучения этих величин, то оно представляет собой самостоятельную весьма сложную задачу, связанную с проведением многочисленных и трудоемких экспериментов.

Таким образом, громоздкость аналитических зависимостей и необходимость знания большого количества различных данных, входящих в них и мало изученных к настоящему времени, делает эти зависимости неудобными для практического использования. Тем не менее уже сейчас знание аналитических зависимостей помогает дать правильную оценку физической сущности явлений, происходящих в процессе теплопередачи в бурящихся скважинах, и сделать соответствующие выводы.

§ 6. Вывод полуэмпирической зависимости для определения температуры циркулирующей промывочной жидкости

Как сказано выше, аналитическая формула весьма сложна для практического использования, и поэтому

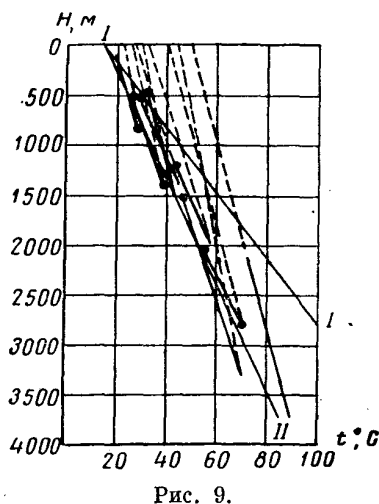


Рис. 9.

необходимо найти более простые зависимости. Сделаем это, основываясь на анализе промысловых наблюдений за температурным режимом бурящихся скважин [32].

На рис. 9 приведены кривые изменения температуры глинистого раствора по стволу скважины, построенные для восьми глубоких скважин НПУ Орджоникидзенефть [33].

Несмотря на то, что замеры производились спустя один-два дня после цементирования с целью

определения высоты поднятия цемента, в общем кривые дают правильное представление о качественной стороне вопроса.

Рассмотрим рис. 9 подробнее. Здесь линией I—II соединены средние точки, соответствующие максимальной

температуре раствора на забое. Прямая температуры пластов, отмеченная линией $I-I$, построена из расчета, что средняя величина геотермической ступени для данного района равна $31,7 \text{ м/}^{\circ}\text{C}$.

На верхней горизонтальной оси, по данным Г. М. Шахмалиева [34], отложена температура глинистого раствора, поступающего из скважин при различных забоях. Соединение этих точек с соответствующими точками на линии $I-II$, дает предполагаемые кривые распределения температуры циркулирующего глинистого раствора в процессе бурения скважин с различной глубиной забоя. На рис. 9 эти кривые помечены пунктирными линиями. Данные анализа этих кривых могут быть взяты за основу решения задачи о нахождении зависимости для определения температуры циркулирующего раствора на любой глубине.

Без особой погрешности можно принять, что в процессе бурения температура циркулирующего глинистого раствора распределяется по закону прямой. При этом образующаяся прямая всегда расположена круче линии температуры пластов и пересекает ее таким образом, что до точки пересечения (считая от забоя скважины) температура раствора всегда ниже температуры пластов, а после этой точки — выше.

Отсюда следует, что определять забойную температуру циркулирующего раствора, исходя только из значений геотермического градиента, недопустимо.

С возрастанием глубины скважины прямая температуры циркулирующего глинистого раствора как бы скользит вниз параллельно самой себе. Это означает, что при всех прочих равных условиях в двух или в нескольких скважинах, имеющих различную глубину забоя, температура циркулирующего раствора на какой-либо глубине h , одинаковой для всех этих скважин, будет различной и тем большей, чем больше глубина забоя скважины H .

В скважинах, имеющих одинаковую глубину забоя, температура циркулирующего раствора во всех точках, расположенных на одинаковой глубине, будет одинаковой.

С увеличением глубины скважины температура циркулирующего раствора на забое и на устье увеличивается на одинаковую величину. При этом чем глубже скважина, тем больше должна быть разница между забойной температурой раствора и температурой пластов.

С некоторым допущением закон изменения забойной температуры циркулирующего раствора (т. е. температура циркулирующего раствора на забое) в зависимости от глубины может быть выражен для любой скважины прямой, имеющей вначале (на устье) одну общую точку

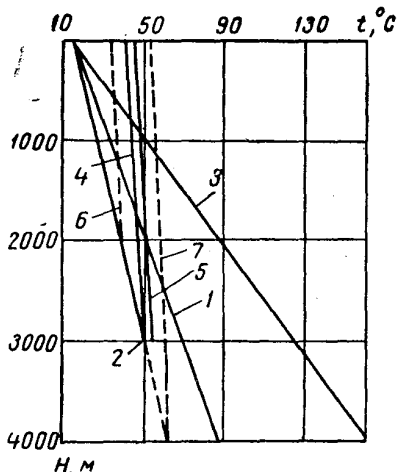


Рис. 10.

1 — изменение температуры жидкости до начала циркуляции по мере углубления скважины, измеренной непосредственно после спуска бурового инструмента; 2 — изменение температуры циркулирующей жидкости (после снижения ее до минимальной величины) по мере углубления скважины; 3 — изменение естественной температуры пород данного района; 4 — изменение минимальных значений температуры промывочной жидкости вдоль ствола скважины, достигшей глубины 2970 м; 5 — то же к концу долбления; 6 — то же для скважины, достигшей глубины 2000 м; 7 — то же предположительно для скважины, достигшей 4000 м.

коэффициентов прямых будет различной.

Приводимые положения полностью подтверждаются исследованиями Ф. Н. Фоменко [29], который в 1958 г. произвел натурные замеры температуры циркулирующего глинистого раствора в скв. 216 площади Карадаг. В скважину на глубину 2004 м была спущена 11" техническая колонна, и бурение до глубины 3000 м проводили 10³/₄" долотом при помощи электробур. Промывку

с линией температуры пластов, а на забое — достаточно далеко от нее отстающей.

С прекращением бурения, а значит и циркуляции, раствор, находящийся в нижней части скважины (до точки пересечения), начинает прогреваться, а в верхней охлаждаться, стремясь к тому, чтобы температура по всему стволу соответствовала температуре пластов.

Следует признать, что такое поведение кривых вполне отвечает сущности физического процесса, происходящего при прогреве глинистого раствора как в покоящемся состоянии, так и в период циркуляции.

При этом, однако, необходимо иметь в виду, что в каждом отдельном случае для каждой скважины величина угловых

осуществляли глинистым раствором удельного веса $1,35\text{--}1,45 \text{ г/см}^3$, вязкость по СПВ-5 $100\text{--}130 \text{ сек}$; $59/16''$ бурильные трубы ЭБШ с кабельными секциями; расход промывочной жидкости примерно $18\text{--}19 \text{ л/сек}$.

Для измерения температуры циркулирующего раствора на забое скважины Ф. И. Фоменко использовал аппаратуру, позволяющую включать термометр по мере надобности.

В результате измерения была получена серия кривых, основные из которых нанесены на график, представленный на рис. 10. Здесь прямая 1 характеризует изменение температуры раствора до начала циркуляции по мере углубления скважины, измеренной непосредственно после спуска бурового инструмента. Кривая 2 соответствует изменению температуры циркулирующей жидкости (после снижения ее до минимальной величины) по мере углубления скважины. Изменение минимальных значений температуры раствора вдоль ствола скважины по достижении различной глубины показывают кривые 4—7, проведенные пунктиром. Прямая 3 характеризует естественное распределение температуры в проходимых породах, при этом среднее значение геотермической ступени принято равным $27,5 \text{ м/}^\circ\text{С}$.

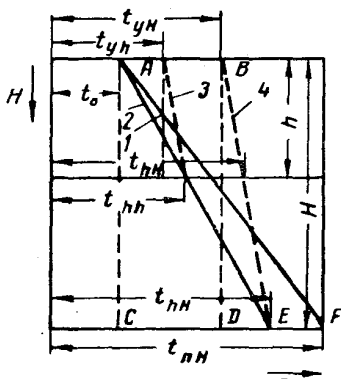


Рис. 11.

Обобщая и схематизируя изложенное выше, построим в прямоугольных координатах $H - t$ (рис. 11) все ранее упоминавшиеся кривые температур, а именно: температуры пластов 1, забойных температур циркулирующего раствора 2, распределения температур циркулирующего раствора по стволу скважин, имеющих забои на глубине h и H (3 и 4).

Отрезок, отсекаемый линиями 1 и 2 на оси температур, будет представлять собой некоторую постоянную температуру, которую обозначим через t_0 . Отрезок на той же оси температур, отсекаемый линией 4, будет соответствовать температуре раствора, выходящего из устья

скважины, имеющей забой H . Эту температуру обозначим t_{yH} ; максимальную температуру циркулирующего раствора на забое той же скважины $t_{зH}$, а температуру пластов на той же глубине H — $t_{нH}$.

Опуская из точки A перпендикуляр, получим два прямоугольных треугольника ACE и ACF , из которых следуют следующие зависимости:

$$\frac{H}{t_{нH} - t_0} = \operatorname{tg} \alpha = G, \quad t_{нH} = \frac{H}{G} + t_0, \quad (\text{I. 42})$$

$$\frac{H}{t_{зH} - t_0} = \operatorname{tg} \beta = G', \quad t_{зH} = \frac{H}{G'} + t_0. \quad (\text{I. 43})$$

Первая из этих зависимостей (I. 42) представляет собой общеизвестное выражение для получения температуры пластов на основании геотермического градиента (геотермической ступени). Вторая позволяет определить максимальную температуру циркулирующего раствора на забое, равном H (но только на забое). Определить же температуру раствора на какой-либо другой глубине скважины по этой формуле нельзя.

Иными словами, формула (I. 43) не дает возможности определить распределение температуры циркулирующего раствора по стволу бурящейся скважины и поэтому имеет некоторое ограниченное значение. Между тем зависимость, пригодная для более общего случая, может быть выведена так же просто, как и первые две. Для этого достаточно рассмотреть прямоугольный треугольник DBE , из которого следует, что

$$\frac{H}{t_{зH} - t_{yH}} = \operatorname{tg} \gamma = C, \quad t_{зH} = \frac{H}{C} + t_{yH}. \quad (\text{I. 44})$$

Отсюда следует, что в более общем случае температура раствора в точке M , расположенной на некоторой глубине h в скважине с забоем H , будет

$$\frac{h}{t_{hH} - t_{yH}} = \operatorname{tg} \gamma = C, \quad t_{hH} = \frac{h}{C} + t_{yH}. \quad (\text{I. 45})$$

Обозначая $a = \frac{1}{C}$, получим окончательно

$$t_{hH} = ah + t_{yH}. \quad (\text{I. 46})$$

Нетрудно убедиться, что по найденной зависимости действительно можно определить температуру циркулирующего раствора в любой точке по стволу скважины. Для этого необходимо знать коэффициент C и температуру раствора на устье t_{yH} , соответствующую заданной глубине забоя H .

Как нам удалось установить [33], устьевую температуру раствора можно увязать с глубиной забоя скважины через зависимость

$$t_{yH} = bH + t_0, \quad (I. 47)$$

где b — опытный коэффициент.

Знание найденной зависимости во многом упрощает основную задачу. В самом деле, если в формулу (I. 46) вместо величины t_{yH} подставить ее значение из выражения (I. 47), то получим простую зависимость для определения температуры циркулирующего раствора в любой точке бурящейся скважины, а именно:

$$t_{hH} = ah + bH + t_0. \quad (I. 48)$$

Чтобы пользоваться этим уравнением, достаточно знать глубину забоя скважины и коэффициенты a и b . Следует, однако, оговориться, что как вторая, так и третья величины могут быть найдены только путем непосредственных наблюдений.

§ 7. Промысловые исследования по определению температуры в бурящихся скважинах

Перейдем теперь к выяснению конкретных значений величин, входящих в полуэмпирическое выражение (I. 48), и прежде всего остановимся на определении коэффициента a .

Из обработки данных непосредственных замеров (кстати сказать, пока что весьма малочисленных) температуры циркулирующего раствора вытекает, то величина a может изменяться в довольно широких пределах. Так, Ф. Н. Фоменко [29] нашел, что для месторождения Карадаг $a = 0,00267$. По данным американских исследований, коэффициент a для калифорнийских скважин [18] следует брать равным примерно 0,00555, а для скважин мексиканского побережья [27] от 0,00665 до 0,00250.

С некоторыми оговорками для определения коэффициента a можно использовать данные, приводимые М. А. Завацким [12], согласно которым величина геотермической ступени, замеренной спустя 7—8 ч после промывки перед спуском колонны (коэффициент C), колеблется для различных районов Апшерона от 106 до 130. Учитывая, что за 7—8 ч покоя раствор успел достаточно нагреться, следует считать¹, что в процессе циркуляции полученная величина будет больше в 2—2,5 раза, таким образом, истинное значение коэффициента C должно быть 250—350. Так как C — величина, обратная a , то $a = 0,0047 \div 0,0030$.

Здесь же следует упомянуть эмпирическую формулу Д. Ф. Голубятникова, предложенную им для определения температуры пластовой воды, залегающей на некоторой глубине H , по температуре той же пластовой воды, замеренной на поверхности после ее подъема.

Указанная эмпирическая формула выведена для условий Биби-Эйбата и приведена в монографии М. Ф. Мирчинка [35] в следующем виде:

$$t_H = t_0 + \frac{H}{250}, \quad (\text{I. 49})$$

где t_H — температура пластовой воды, залегающей на глубине H ; t_0 — температура воды, замеренная на поверхности.

Эту формулу можно рассматривать как аналогичную разобранным выше, откуда следует, что среднее значение коэффициента a может быть принято равным 0,004.

Также заслуживает внимания и формула В. В. Робинзона, которая предложена для приближенного определения возможной температуры нагрева цементного раствора в скважине при цементировании:

$$t_{\text{ц}} = t_p + \frac{H}{C}, \quad (\text{I. 50})$$

где $t_{\text{ц}}$ — максимальная температура цементного раствора; t_p — средняя температура циркулирующего раствора; H — глубина скважины.

¹ Подробнее этот вопрос рассмотрен ниже.

Коэффициент C В. В. Робинзон называет «величиной геотермического градиента в период нормальной циркуляции» и считает его равным 300 ($\alpha = 0,00335$).

Для большей наглядности все полученные сведения о коэффициентах α и C сведены в табл. 5.

Таблица 5

Месторождение, трест	C	α	По данным
Азизбековнефть . . .	260—325	0,00385—0,00308	Завацкого М. А. [12] (с поправкой)
Орджоникидзенефть	230—290	0,00435—0,00345	То же
Карачухур	210—265	0,00475—0,00375	»
Локбатан	230—290	0,00435—0,00345	»
Карадаг	375	—0,00270	Фоменко Ф. Н. [29]
Биби-Эйбат	250	0,0040	Голубятникова Д. В. [33]
Калифорния	180	0,00550	Френча Р. В. [18]
Мексиканское побережье	150—400	0,00665—0,00250	Бергмана В. И., Энгеля С. Дж. [27]
—	300	0,00335	Робинзона В. В.

Из всего сказанного выше можно считать, что в среднем коэффициент α можно принять равным $0,004 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{м}$ или в пересчете на C — $250 \text{ м}/^\circ\text{C}$.

Перейдем теперь к рассмотрению другой величины, входящей в выражение (I. 46) — t_{yH} — характеризующей температуру циркулирующего раствора на устье.

Первые исследования по определению устьевой температуры циркулирующего глинистого раствора для скважин Апшерона принадлежат Г. М. Шахмалиеву [34].

Замеры производили обычным ртутным термометром в скважинах глубиной до 2000 м, расположенных на территории НПУ Орджоникидзенефть и «Им. 26 бакинских комиссаров». Результаты замеров были представлены в виде табличных данных, основные из которых, относящиеся к НПУ «Им. 26 бакинских комиссаров» приведены в табл. 6. Какой-либо математической обработки своих данных Г. М. Шахмалиев не произвел. Значительно позже нам удалось установить [33], что для скважин,

которые исследовал Г. М. Шахмалиев в районе НПУ «Им. 26 бакинских комиссаров», этот коэффициент можно принять равным 0,0092.

Таблица 6

Глубина забоя скважины, м	Максимальная температура на устье, °С	Диаметр бурильных труб, дюймы	Диаметр скважины, дюймы	Расход, л/сек
1256	27	8	11 ³ / ₄	30,0
1323	28	8	11 ³ / ₄	23,8
1360	21	8	11 ³ / ₄	18,7
1362	27	8	11 ³ / ₄	15,5
1391	23	7	11 ³ / ₄	24,8
1402	25	7	11 ³ / ₄	24,7
1404	25	5	11 ³ / ₄	18,7
1408	38	7	11 ³ / ₄	19,2
1433	38	7	11 ³ / ₄	24,7
1455	30	8	11 ³ / ₄	20,5
1457	32	7	11 ³ / ₄	15,3
1477	36	5	9 ³ / ₄	18,6
1485	35	8	11 ³ / ₄	23,9
1506	36	6	11 ³ / ₄	24,7

В дальнейшем были приведены замеры температуры глинистого раствора, выходящего из устья глубоких скважин на участке Гоусаны НПУ Орджоникидзенефть [28].

Замеры производили самопишущими термометрами типа ТГ-410, измерительную часть которых погружали в желоб на расстоянии 1,5—2,0 м от устья. Кроме того, на приеме насосов устанавливали показывающие термометры марки ТГ-270.

Систематически температура была исследована по двум скважинам (скв. 1822 и 1834), имевшим одинаковый геологический разрез и конструкцию: 16'' кондуктор (200 м); 11'' техническая колонна (2200 м); 6'' эксплуатационная колонна (4500 м).

На скв. 1822 температуру замеряли в октябре — ноябре 1955 г. К началу замеров глубина забоя на этой скважине равнялась 2416 м.

В апреле 1956 г. начали производить замеры на скв. 1834 и продолжали их в течение двух месяцев. К началу замеров глубина забоя достигала 2982 м, и ей соответствовала максимальная температура 38° С. Такая температура

раствора с незначительными колебаниями, не превышающими 40° С, оставалась до глубины 3350 м. На глубине 3400 м произошел резкий скачок, и температура повысилась до 48° С. С этого момента наблюдается медленное, но неуклонное повышение температуры с углублением забоя, хотя в некоторых интервалах имеют место резкие пики в сторону уменьшения температуры.

Наибольшая температура выходящего раствора — 58° С — соответствовала глубине забоя 4103 м.

Так как при всех прочих равных условиях параметры прокачиваемых глинистых растворов были одинаковыми, то полученные данные по двум скважинам рассматривались как некоторые средние. При этом показания термометров осреднялись по интервалам в 100 м.

Полученные таким образом данные приведены в табл. 7 и графически изображены на рис. 12.

Таблица 7

Интервал глубины, м	Максимальная температура на устье, °С			
	по замеру			по формуле (1. 47)
	скв. 1822	скв. 1834	средняя	
1500—1600	—	—	25	27
2000—2100	—	—	30	31
2400—2500	38,0	—	38	34
2500—2600	39,0	—	39	34
2600—2700	38,0	—	38	36
2700—2800	38,0	—	38	37
2800—2900	37,0	—	37	38
3000—3100	—	39,0	39	39
3100—3200	—	40,0	40	40
3200—3300	—	41,0	40	41
3300—3400	35	44,0	40	42
3400—3500	33,5	45,5	42	43
3500—3600	41,5	46,5	44	43
3600—3700	41,0	51,0	46	44
3700—3800	42,5	48,0	45	45
3800—3900	42,0	49,5	46	46
3900—4000	—	51,0	51	47
4000—4100	—	51,5	51	48

Как показали произведенные расчеты, зависимость $f_y = f(H)$ для этих скважин также можно выразить формулой типа (1. 47), в которой коэффициент b равен 0,00814.

При таком коэффициенте b и при $t_0 = 14,5^\circ\text{C}$ зависимость (I. 47) со средней погрешностью 4% в интервале 1550—4050 м дает при максимальной ошибке 11% расхождение всего на 4°C в сторону уменьшения.

В 1959—1960 гг. аналогичные замеры устьевой температуры циркулирующего глинистого раствора были произведены [36] в глубоких скважинах (скв. 31 и 45) на площади Зыря, расположенных сравнительно недалеко друг от друга (2—3 км) и имевших примерно одинаковый геологический разрез.

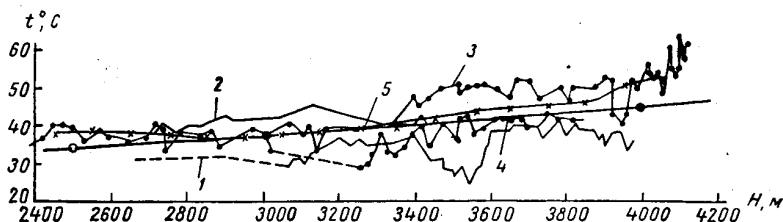


Рис. 12.

1 — скв. 38; 2 — скв. 45; 3 — скв. 1834; 4 — скв. 122; 5 — средняя по двум скважинам.

Конструкция скважин практически была одинаковой: 16'' кондуктор (70—89 м); 11'' техническая колонна (2393—2433 м) и комбинированная $5 \times 6''$ эксплуатационная колонна (4836—4734 м). Одинаковыми были параметры и количество прокачиваемой жидкости.

На скв. 31 замеры проводили с ноября 1959 г. по март 1960 г., к этому времени забой скважины достиг глубины 3953 м.

Замеры температуры на скв. 45 начали при глубине забоя 2520 м и продолжали до глубины 3554 м.

По данным наблюдений были построены графики зависимости $t_y = f(H)$, которые также представлены на рис. 12.

Из графиков следует, что за время бурения обеих скважин с увеличением глубины температура раствора на устье хотя и незначительно, но возрастает, превышая 40°C . При этом характерно, что для скв. 45, которая бурилась в летнее время, температура несколько выше, чем для скв. 31, бурившейся зимой.

Трудно объяснить интервал 3400—3600 м, где для скв. 31 наблюдается резкое снижение температуры до 25° С. Поскольку это представляет собой явно аномальное явление, связанное, возможно, с неправильным показанием термометра, было решено этот участок не принимать во внимание.

Так как обе скважины бурились в одинаковых условиях, то так же, как и в предыдущем случае, полученные данные по ним можно рассматривать как некоторые средние.

Математически осредненную линию устьевых температур для этих скважин можно выразить зависимостью, аналогичной (I. 47), с коэффициентом $b = 0,0076$.

Средние температуры, полученные согласно этой зависимости, приведены в табл. 8, где также указана и фактическая температура, замеренная в процессе наблюдений. Здесь же для сравнения приведены аналогичные данные для скважин, расположенных на площади Гоусаны.

Для района Карадага коэффициент b можно принять равным 0,01. Такое значение для b мы получили, обработав соответствующим образом данные наблюдений Ф. Н. Фоменко [29].

Таблица 8

Глубина, м	Устьевая температура по данным замера, °С					
	площадь Зыря			площадь Гоусаны		
	скв. 31	скв. 45	средняя	скв. 1822	скв. 1834	средняя
2500	—	—	34	39	—	39
2750	31	39	35	38	—	38
3000	33	42	38	—	39	39
3250	37	—	40	—	41	40
3500	29	41	41	41,5	46,5	44
3750	39	—	43	42,5	48,0	45
4000	—	—	45	—	51,5	51

Все полученные значения коэффициентов b для различных нефтяных районов или площадей собраны в табл. 9, из которой видно, что среднее значение этого коэффициента можно принять равным 0,0085.

Таблица 9

Нефтяной район или площадь	<i>b</i>
Площадь Зыря НПУ Азизбековнефть	0,0074
Площадь Гоусаны НПУ. Орджоникидзе-нефть	0,0081
НПУ «Им. 26 бакинских комиссаров»	0,0092
Площадь Карадаг	0,0100
Среднее	0,0085

Использование приведенных средних значений коэффициентов *a* и *b* дает возможность употреблять уравнение (I. 48) для практических целей, причем при сугубо ориентировочных расчетах можно принять зависимость

$$t_{hH} = 0,004 h + 0,0085 H + 14,5. \quad (\text{I. 51})$$

Следует, однако, помнить, что предлагаемая зависимость (I. 51) носит приближенный характер и нуждается в уточнении. Поэтому необходимы дальнейшие наблюдения за температурой циркулирующего глинистого раствора в процессе бурения, которые позволят получить новые, более точные значения коэффициентов *a* и *b* для различных районов.

Таблица 10

Глубина скважины, м	Температура на забое, °C			Температура на устье по формуле (I. 47), °C
	по общепринятой формуле (I. 3)	по предлагаемой формуле (I. 51)	по данным фактических замеров [29]	
1 500	64,0	33,0	32	27
2 000	80,5	39,5	40	31,5
2 500	99,0	46	43	36
3 000	113,5	52	50	40
4 000	146,5	64,5	—	48,5
5 000	179,5	77	—	57
6 000	212,5	89,5	—	65,5
7 000	245,5	102,0	—	74
10 000	344,5	139,5	—	99,5

Для иллюстрации разницы, которая получается при определении забойной температуры циркулирующего раствора по общепринятой (I. 3) и по предлагаемой (I. 51) формулам, приводится табл. 10. Там же для разной глубины даны величины забойной температуры, найденные в результате фактических замеров [29].

§ 8. Сопоставление аналитической и эмпирической зависимостей для определения забойной температуры

Как показано ранее, практически использовать аналитические зависимости для определения температуры циркулирующей жидкости в настоящее время очень трудно из-за громоздкости самих уравнений и ввиду отсутствия конкретных значений величин, входящих в них.

Тем не менее знание аналитических зависимостей весьма желательно и даже необходимо. Дело в том, что эти зависимости, будучи построенными в строгом соответствии с общими законами теории теплопередачи, охватывают все параметры, от которых так или иначе зависит процесс, и тем самым дают возможность правильно судить о физической стороне происходящих при этом явлений. В частности, они позволяют выявить условия для моделирования, что весьма важно при проведении соответствующих экспериментов.

Из уравнений (I. 28) и (I. 29) следует, что в общем случае процесс теплопередачи в бурящейся скважине зависит от таких факторов, как коэффициенты теплопередачи от потока в кольцевом пространстве к потоку в трубах k_1 и от окружающей среды к потоку в кольцевом сечении k_2 ; диаметры скважины D_2 и бурильных труб D_1 ; расход Q , теплоемкость C_1 ; C_2 и удельный вес γ_1 ; γ_2 промывочной жидкости; геотермическая ступень G ; входящая $t_{1н}$ и выходящая $t_{2к}$ температуры раствора; температура воздуха t_0 ; потеря работы на трение жидкости с соответствующим выделением тепла (i_1 ; i_2 ; E); текущая глубина h и забой H скважины. Иначе говоря, температуру циркулирующего раствора в любой точке скважины по глубине можно выразить следующей функциональной зависимостью:

$$t_3 = f(k_1; k_2; D_1; D_2; Q; c_1; c_2; \gamma_1; \gamma_2; t_0; t_{1н}; t_{2к}; G; i_1; i_2; E; H; h). \quad (I. 52)$$

Сравнивая теперь уравнения (I. 52) и (I. 48), легко обнаружить, что коэффициенты a и b должны учитывать влияние таких факторов, как условия теплопередачи, конструкция скважины, теплоемкость, удельный вес и расход промывочной жидкости, геотермический градиент.

Последнее обстоятельство говорит о том, что практически использовать зависимость (I. 48) можно только в пределах того геологического района, для которого определялись коэффициенты a и b , и для скважин одинаковой конструкции, при промывке которых прокачиваются растворы одинакового качества и количества.

Поскольку с точки зрения технологии и конструкции бурение глубоких скважин в большинстве случаев ведется в одинаковых условиях, то для применения зависимости (I. 48) достаточно путем наблюдений в нескольких скважинах определить коэффициенты a и b для каждого отдельного геологического района.

К сожалению, в настоящее время такие исследования проводятся еще только от случая к случаю, и на основании имеющихся данных можно делать только ориентировочные заключения.

Коэффициенты a и b имеют размерность $^{\circ}\text{C}/\text{м}$. В том случае, когда определяется температура циркулирующего раствора непосредственно на забое, в формуле (I. 48) следует положить $h = H$, и тогда все выражение примет вид

$$t_a = (a + b)H + t_0 = \Gamma_{\text{ц}}H + t_0. \quad (\text{I. 53})$$

Если сравнить полученное уравнение с (I. 3) для определения температуры пород в долго простаивающих скважинах, то легко заметить, что коэффициент $\Gamma_{\text{ц}}$, равный сумме коэффициентов a и b , по физической сущности представляет собой величину геотермического градиента, замеренного в процессе циркуляции раствора. Для краткости его можно назвать циркуляционным геотермическим градиентом.

Деление этого коэффициента на обычный геотермический градиент дает некоторую количественную оценку влияния циркуляции (а точнее всего процесса бурения в целом) на тепловое состояние скважины.

Полуэмпирическая зависимость (I. 48) имеет еще и то большое преимущество, что если заранее по наблюдениям в нескольких скважинах были определены конкретные

значения коэффициентов a и b , то в дальнейшем для ее использования нет необходимости делать какие-либо дополнительные исследования или замеры. На скважине могут отсутствовать даже термометры.

Другое дело, когда расчет температуры предполагается вести по аналитическим зависимостям. Здесь обязательно надо знать температуру выходящего и входящего раствора, а следовательно, устанавливать на скважине термометры; надо очень точно знать и величины теплоемкости, коэффициентов теплопередачи и геотермического градиента. Даже не говоря о специальных и трудоемких исследованиях по выяснению величин c и k , одно определение точного значения геотермического градиента равносильно замерам, связанным с определением коэффициентов a и b , если не сложнее по выполнению.

Погрешности же, возникающие в процессе громоздких вычислений по аналитическим формулам, могут привести к тому, что в конечном результате ответ, полученный по этим формулам, может оказаться менее точным, чем по формуле (I. 48), выведенной полуэмпирическим путем.

§ 9. Изменение температуры по стволу скважины на различных этапах ее бурения

В процессе бурения скважины с точки зрения ее термического состояния можно наметить несколько характерных периодов. Это прежде всего *процесс нормального бурения*, когда долото совершает свою работу разрушения забоя без каких-либо нарушений технологического порядка при нормальной циркуляции промывочной жидкости. В этот период температура промывочной жидкости достигает минимума, причем процесс теплопередачи можно считать установившимся. В этом случае будут справедливы все зависимости, рассмотренные ранее.

Период спуско-подъемных операций, связанных со сменой долота, турбобура или какими-либо другими причинами, соответствует работе при остановленных насосах, т. е. без циркуляции. Это незамедлительно сказывается на характере процесса теплопередачи в скважине, так как прекращение циркуляции означает прежде всего прекращение охлаждающего эффекта, в результате чего температура промывочной жидкости постепенно начнет повышаться. Чем больше времени будут продолжаться

спуско-подъемные операции, тем выше будет температура промывочной жидкости, стремящаяся вплотную приблизиться к температуре пластов.

При этом следует иметь в виду, что спуско-подъемные операции, как правило, сопровождаются сильным перемешиванием жидкости, что может в некоторой степени нарушить установившееся распределение температуры и по вертикали.

По завершении спуско-подъемных операций и с началом бурения, т. е. с возобновлением циркуляции промывочной жидкости, температура последней начнет постепенно уменьшаться, пока снова не достигнет минимального значения. Здесь следует оговориться, что, строго говоря, забойная температура раствора по мере углубления скважины будет все время изменяться в сторону увеличения, что, однако, можно не принимать во внимание, если рассматривать процесс бурения на небольших интервалах. В этой связи интересно отметить, что на большой глубине такие интервалы можно увязывать с проходкой на одно долото.

Так, по имеющимся данным, средняя проходка на одно долото в различных интервалах по глубине составляет от 166,7 м для глубины 0—2500 м и 6,5 м для глубины 4500—4850 м (табл. 11). Прирост же температуры

Таблица 11

Интервал, м	0— 2500	2500— 3000	3000— 4000	4000— 4500	4500— 4855
Средняя проходка на долото, м	166,7	41,6	24,4	17,9	6,5
Прирост температуры за время работы одного долота, °С . .	3,1	1,8	1,3	1,2	1,1

на каждый метр при таких глубинах будет составлять не более 0,2° С (см. рис. 10). Таким образом, даже в интервале 0—2500 м, где наибольшая проходка на долото (166,7 м), изменение температуры за одно долбление составит ~3,1° С. Поэтому, если не принимать во внимание период времени, необходимый для того, чтобы забойная температура раствора приняла минимальное значение после окончания спуско-подъемных операций и начала

процесса непосредственного бурения, то можно считать, что весь процесс собственно бурения протекает в условиях установившегося теплового режима, причем за время одного долбления забойная температура практически не меняется.

Отсюда вытекает одна весьма важная задача — уметь находить время, необходимое для того, чтобы неустановившийся процесс теплопередачи перешел в процесс установившийся. Непосредственным показателем окончания такого перехода может служить наступление стабильности температуры промывочной жидкости. При этом в принципе совершенно безразлично, в какой точке скважины будет замерена температура. Однако с точки зрения удобства такие наблюдения выгоднее вести за температурой раствора, выходящего из устья.

Впервые подобные наблюдения были произведены Г. М. Шахмалиевым [34] в 1938 г. на промыслах НПУ «Им. 26 бакинских комиссаров» и Орджоникидзенефть

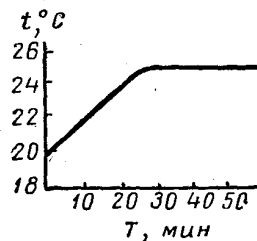


Рис. 13.

в Баку. На рис. 13 показана одна из кривых, построенная упомянутым автором для скв. 980 промысла Орджоникидзенефть. Много позже, а именно в 1958 г., Ф. Н. Фоменко [29], поставив перед собой задачу определить время, необходимое для перехода к установившемуся тепловому режиму, замерил глубинную температуру раствора на скв. 216 площади Карадаг (причем наблюдения проводились на различной глубине). Результаты наблюдений даны в виде графика на рис. 14.

На том же графике пунктирными линиями нами нанесены кривые изменения температуры выходящего раствора при соответствующих забоях скважины. Как и следовало ожидать, для тех и других кривых точки спрямления соответствуют одному и тому же времени.

Время после начала циркуляции, в течение которого происходит спад температуры раствора от точки, соответствующей моменту окончания спуска инструмента до минимальной температуры в процессе бурения, Ф. Н. Фоменко предлагает определять из соотношения

$$\tau = \varphi_1 H, \quad (\text{I. 54})$$

где τ — время, в течение которого происходит спад температуры, в мин; H — глубина скважины в м; φ_1 — опытный коэффициент.

Для условий Карадага коэффициент φ_1 оказался равным 0,0125 [29]. Сама же величина спада температуры $\Delta\tau$ определяется из аналогичной зависимости

$$\Delta\tau = \varphi_2 H, \quad (\text{I. 55})$$

причем в условиях, для которых получена эта зависимость, $\varphi_2 = 0,0064$.

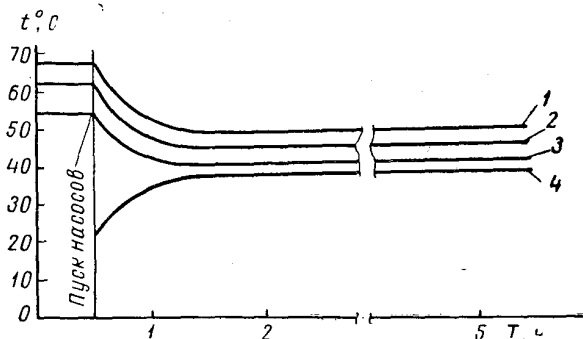


Рис. 14. Изменение температуры в зависимости от времени промывки на забое и на устье скважины.

1 — на забое при глубине скважины 2900 м; 2 — то же 2630 м; 3 — то же 2220 м; 4 — на устье при глубине забоя 2220 м.

После окончания спуска инструмента, т. е. непосредственно перед началом бурения, обычно следует *период промывки скважины*. В процессе промывки насосами прокачивают промывочную жидкость через циркуляционную систему скважины так же, как и при бурении, однако в этом случае долото не совершает никакой работы. С точки зрения теплового состояния скважины процесс промывки отличается от процесса бурения тем, что в этом случае не будет выделяться тепло, которое образуется от трения долота в процессе разрушения породы. Следовательно, температура циркулирующей жидкости должна быть несколько ниже температуры, характерной для процесса бурения.

Процесс цементирования скважины. Этот процесс заслуживает особого внимания, так как представляет собой по сути дела совершенно обособленный процесс во всем цикле строительства скважины, успешное завершение которого в сильной мере зависит от правильного учета температурного фактора.

Имея в виду разобшение пластов, в скважину спускают колонну обсадных труб, которую затем закрепляют за счет твердения цементного раствора, закачиваемого в пространство между наружной поверхностью обсадной колонны и обсаженным стволом пробуренной скважины.

Так как при цементировании весьма важно правильно подобрать цемент соответствующего качества, а последнее в сильной мере зависит от температуры, то очевидно, что точно знать последнюю крайне необходимо. Поэтому рассмотрим отдельные операции процесса разобшения пластов с точки зрения влияния их на изменение температуры в скважине.

Расчленив весь процесс разобшения пластов на более мелкие операции (начиная от завершения бурения до заданной глубины и кончая спуском инструмента для продолжения бурения нового ствола меньшего диаметра и учитывая время, потребное на выполнение каждого этапа), можно его представить происходящим по следующей примерной схеме (табл. 12).

По табл. 12 легко проследить, что только в четырех случаях (операции № 2, 6, 9, 10) должна понижаться температура, в остальных же раствор должен нагреваться. Опираясь на предельными значениями времени, можно подсчитать, что если на весь процесс разобшения пластов уходит от 135,0 до 167,5 ч, то из них 21—29,5 ч (15,6—17,6%) уходит на охлаждение промывочной жидкости, а в течение остальных 114—138 ч (84,4—82,4%) происходит ее нагревание. Это, однако, отнюдь не значит, что температура раствора будет увеличиваться пропорционально времени нагревания.

На основании ранее изложенного следует считать, что во время прекращения промывки температура будет изменяться согласно зависимостям (I. 54) и (I. 55). При более длительных остановках насоса изменение температуры будет следовать экспоненциальному закону, выражением которого являются зависимость (I. 5) и графики, построенные на рис. 1.

Таблица 12

№ по пор.	Наименование операций	Необходимое время, ч *		Характер изменения температуры
		пределы	среднее	
1	Окончание бурения до заданной глубины H	—	—	Условно исходная температура
2	Промывка скважины под каротаж	6—10	8,0	Понижение
3	Подъем инструмента	5—6	5,5	Повышение
4	Каротаж	4—6	5,0	»
5	Спуск инструмента	4—5	4,5	»
6	Промывка под спуск колонны	10—12	11,0	Понижение
7	Подъем инструмента	5—6	5,5	Повышение
8	Спуск обсадной колонны и заполнение ее раствором	50—60	55,0	»
9	Промывка скважины (через цементировочную головку)	4—6	5,5	Понижение
10	Закачка цементного раствора с последующей продавкой его	1,0—1,5	1,25	»
11	Период твердения цемента	20—24	22,0	Повышение
12	Определение высоты подъема цемента	2—3	2,5	»
13	Замена инструмента на меньший диаметр, спуск его	24—48	36,0	»
14	Разбуривание цементного стакана и продолжение бурения ствола меньшего диаметра	—	—	Понижение

* Из расчета, что $H = 2500 \div 3000$ м.

При этом могут быть использованы также данные некоторых конкретных измерений температуры на различных скважинах. Так, представляет определенный интерес ознакомление с данными температурных замеров, относящихся к моменту проведения каротажа перед цементированием. Данные эти, помещенные в табл. 13, заимствованы из работ Г. Картера, Д. Смита, Л. Леона, В. Эмери [37, 38, 39] и относятся к скважинам, расположенным на Мексиканском побережье и в Калифорнии.

Не имея достаточно точных данных о характере изменения температуры по отдельным этапам, можно тем не

Месторождение	Мексиканское побережье					Калифорния				
Глубина, м	3000	3600	4200	4800	5400	5100	5405	5805	6097	
Температура пласта $T_{\text{п}}$, °С	110	127	143	160	177	—	—	—	—	
Температура при каротаже $T_{\text{к}}$, °С	62	78	97	120	149	144	151	162	168	
$\Delta T = T_{\text{п}} - T_{\text{к}}$	48	49	46	40	28	—	—	—	—	

менее представить себе характер кривой, по которой будет изменяться температура в скважине в течение всего процесса цементирования. Примерный вид такой кривой изображен на рис. 15. Кривая построена в предположении, что для рассматриваемого процесса справедливы зависимости (I. 54), (I. 55) и (I. 5).

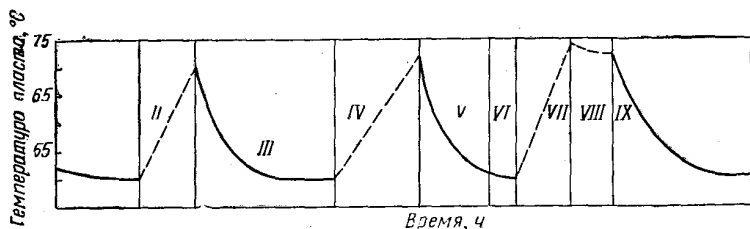


Рис. 15.

I — промывка под каротаж; II — подъем инструмента, каротаж, спуск инструмента; III — промывка под спуск обсадной колонны; IV — подъем инструмента, спуск обсадной колонны; V — промывка перед заливкой; VI — закачка цемента; VII — затверждение цемента; VIII — замер высоты подъема цемента и спуск буровых труб; IX — промывка и бурение цементного столба.

Рассматривая эту кривую, можно заключить, что к моменту закачки цемента в колонну температура в скважине будет ориентировочно равна температуре, замеренной в процессе проведения каротажных работ. Такому понижению температуры после достаточного нагревания скважины за время спуска колонны будет способствовать промывка, производящаяся непосредственно перед закачкой цементного раствора с последующей его продавкой.

Таким образом, температуру, при которой начинается собственно процесс цементирования, можно считать равной температуре, замеренной в процессе каротажа, и,

руководствуясь последней, подбирать свойства цемента для приготовления тампонирующего раствора, имеющего определенное время начала и конца схватывания.

Процесс твердения цементного раствора с последующим превращением его в цементный камень, прочность и пористость последнего, а также степень сцепления его с породой также в сильной мере зависят от температуры.

Поэтому точное определение температуры, при которой образуется, а затем и работает цементное кольцо, представляет собой весьма важную задачу.

При этом следует иметь в виду, что за время твердения цемента будет повышаться температура не только за счет непосредственного влияния пластового тепла, но также и за счет экзотермической реакции, которая присуща для процесса схватывания цементного раствора. Образующееся при этом тепло будет идти на повышение температуры того интервала, где находится цемент.

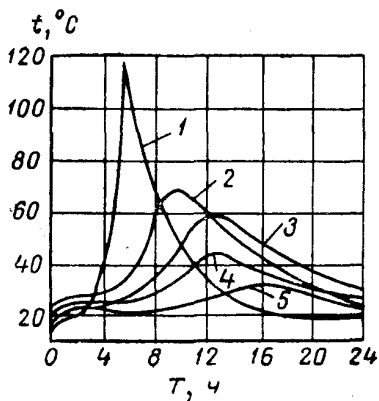


Рис. 16. Подъем температур при твердении различных цементах (по Доршу).

1 — глиноземистый цемент; 2 — быстротвердеющий цемент; 3 — обыкновенный портланд-цемент; 4 — железопортланд-цемент; 5 — доменный цемент.

Как показывают исследования, количество тепла, выделяемое при твердении различных цементах, неодинаковое и зависит как от их химического состава, так и от водо-цементного отношения W .

Обычные тампонажные цементы со значением $W = 0,4 \div 0,5$ выделяют максимум тепла через 10—13 ч после приготовления раствора. При этом в зависимости от типа цемента может выделяться от 1,5 до 5 ккал тепла при схватывании 1 кг цемента.

О происходящих при этом температурных изменениях можно судить по приводимой на рис. 16 диаграмме, на которой представлены кривые температур, развивающихся при адиабатическом твердении различных цементах. Ука-

занные кривые получены на основании опытов Дорша, проведенных им в одинаковых для всех цементов условиях.

Зная общее количество тепла q_{cx} , выделяемое 1 кг цемента за время реакции схватывания, и предполагая процесс протекающим мгновенно, можно найти прирост температуры цемента Δt_{cx} по формуле

$$\Delta t_{cx} = \frac{q_{cx}}{c_{ц}}, \quad (I. 56)$$

где $c_{ц}$ — теплоемкость цементного раствора.

Вывод уравнения нагревания и остывания цементного кольца в затрубном пространстве и цементного раствора в колонне сопряжен с большими трудностями. На процесс оказывают влияние многие факторы, причем столь сложное, что точно решить поставленную задачу становится практически невозможным и приходится идти на ряд допущений. Один из вариантов такого приближенного решения задачи приводится в книге В. Н. Дахнова и Д. И. Дьяконова [2].

Опуская подробности решения, укажем лишь окончательные результаты его. Так, для определения температуры цементного раствора в процессе прокачки получается зависимость

$$t_{ц.п} = t_0 + \Gamma \left[z - \frac{r_K \rho_{ц} c_{ц} W_{ц}}{2\alpha_K} (1 - e^{-\frac{2\alpha_K z}{r_K \rho_{ц} c_{ц} W_{ц}}}) \right], \quad (I. 57)$$

где $t_{ц.п}$ — температура цементного раствора в процессе прокачки; t_0 — средняя температура поверхности Земли; Γ — среднее значение геотермического градиента до глубины z ; z — текущая глубина; r_K — внутренний радиус колонны; $\rho_{ц}$ — плотность цементного раствора; $c_{ц}$ — теплоемкость цементного раствора; $W_{ц}$ — скорость движения цементного раствора; α_K — коэффициент теплоотдачи колонны.

Если сравнить уравнение (I. 57) с выражением для определения температуры пород (I. 3)

$$t_z = t_0 + \Gamma z,$$

то можно заключить, что температура цементного раствора, движущегося внутри колонны, будет тем ближе к температуре пород, окружающих скважину, чем меньше будут все величины, входящие в круглые скобки уравнения

(I. 57), т. е. радиус и глубина скважины, плотность, теплоемкость и скорость движения раствора.

Вывод зависимости для определения температуры цементного кольца за колонной ($t_{ц.к}$) приводит к более сложному выражению, а именно:

$$t_{ц.к} = t_0 + \Gamma z - \Gamma \left\{ \frac{1}{A'} [1 - e^{-A'(z-H)}] + \frac{e^{-A'(z-H)}}{A} (1 - e^{-AH}) \right\}, \quad (I. 58)$$

где H — глубина забоя скважины;

$$A = \frac{2\alpha_k}{r_k \varrho_{ц} c_{ц} W_{ц}};$$

$$A' = \frac{2\alpha_c \theta}{r \varrho_{ц'} c_{ц'} W_{ц'}};$$

α_c — коэффициент теплоотдачи стенок скважины, радиусом r ;

$$\theta = \frac{r + r_k}{r};$$

r — радиус скважины;

$\varrho_{ц'}$ — плотность цементного раствора за колонной;

$c_{ц'}$ — теплоемкость цементного раствора за колонной;

$W' = \frac{W}{\left(\frac{r}{r_k}\right)^2 - 1}$ — средняя скорость подъема цементного раствора за колонной.

Остальные обозначения прежние.

Вычитая (I. 58) из (I. 3), получим выражение для определения разницы Δt между температурой цементного кольца и пород

$$\Delta t = \Gamma \left[\frac{1}{A'} + e^{-A'(z-H)} \left(\frac{1 - e^{-AH}}{A} - \frac{1}{A'} \right) \right]. \quad (I. 59)$$

Анализ этого выражения показывает, что в зависимости от величины и соотношения параметров A и A' температура цементного кольца за колонной может быть больше или меньше температуры пород, окружающих скважину. Но так как параметры A и A' содержат в себе W и W' ,

то можно считать, что Δt в сильной мере зависит от средних скоростей потока цементного раствора в колонне и за ней.

Следовательно, в момент окончания процесса схватывания температура цементного камня будет

$$t_{ц.о} = t_0 + \Gamma z + \Delta t_{сх} \pm \Delta t. \quad (I. 60)$$

При этом в зависимости от знака при Δt величина может оказаться выше или ниже температуры пород.

В работе [2] приведена формула, по которой приближенно можно определить температуру на уровне цементного кольца, относящуюся ко времени определения высоты поднятия цемента:

$$t'_{ц.к} = t_0 + \Gamma z + [\Delta t_{сх} \pm \Delta t (1 - e^{-\frac{d^2}{16a_{ц}\tau'}})] \times \\ \times (1 - e^{-\frac{d^2}{16a_{ц}\tau}}), \quad (I. 61)$$

где $a_{ц}$ — температуропроводность цементного раствора; τ' — время, прошедшее с момента окончания циркуляции цементного раствора до окончания схватывания цемента; τ — время, прошедшее с момента окончания схватывания до измерения температуры в скважине.

С окончанием срока твердения цемента процесс цементирования заканчивается и начинаются работы по продолжению бурения или, если производилась заливка не промежуточных колонн, а эксплуатационной, то опробование и сдача скважины в эксплуатацию.

С точки зрения изменения теплового состояния скважины последнее обстоятельство имеет существенное значение. В первом случае, т. е. когда имеется в виду промежуточная колонна, цементный камень в процессе всего остального времени бурения вплоть до сдачи скважины в эксплуатацию находится в менее напряженном тепловом состоянии, так как внутренние стенки колонны все время будут омываться циркулирующим глинистым раствором. При спуске эксплуатационной колонны охлаждающего действия промывочной жидкости не будет, и, наоборот, с момента ввода скважины в эксплуатацию внутренние стенки колонны начнут омываться поступающей из пласта нефтью, температура которой будет равна температуре забоя.

Указанные обстоятельства должны учитываться как при подборе цемента, так и при составлении методики для испытания образцов цементного камня с учетом изменения температуры во времени.

Для суждения о температуре цементного раствора после схватывания в табл. 14 приведены данные по некоторым скважинам площади Зыря.

Таблица 14

№ скважины	Интервал встречи цемента, м	Примерная температура глинистого раствора до цементирования, °C	Приращение температуры после цементирования, °C	
			среднее	максимальное
7	3974	83,5	2,3	3,0
	4812	95,0		
8	4100	66,0	1,5	2,3
	4729	67,5		
9	3960	68,0	6,0	10,0
	4721	77,0		
10	3690	60,0	4,0	8,0
	4675	72,0		
11	4046	76,0	5,0	8,0
	4701	82,0		
12	3750	64,0	1,0	1,5
	4560	70,0		
14	4008	75,0	2,0	4,0
	4700	89,0		
19	4064	57,0	6,0	8,0
	4797	69,0		
24	3665	75,0	2,5	6,0
	4510	83,0		
27	3950	64,0	2,0	5,5
	4533	69,0		
38	3968	63,8	4,5	7,0
	4475	68,0		
В среднем	3925 4655	63,5 76,5	3,35	5,73

Примечание. Таблица построена по данным обработки термограмм, полученных с целью определения высоты поднятия цементного кольца.

§ 10. Приборы для определения температуры промывочной жидкости в процессе бурения

При проведении геотермических исследований в скважинах в настоящее время применяются самые различные термометры, подробное описание которых дается в соответствующих курсах и монографиях [2, 40 и др.]. Здесь мы рассмотрим конструктивные особенности некоторых термометров очень кратко, имея в виду выяснить возможность их применения для измерения температуры циркулирующей промывочной жидкости в бурящихся скважинах.

Наиболее просты по конструкции максимальные ртутные термометры. Хотя они могут выдерживать большие давления, тем не менее их опускают в скважину в специальных герметических гильзах, так как иначе под воздействием давления столба заполняющей скважину жидкости возможны значительные ошибки в определении температуры. Обычно для контроля в одну и ту же гильзу закладывают два — три термометра одновременно.

Заряженную гильзу спускают в скважину на тросике при помощи портативной лебедки.

Для предотвращения преждевременного сбрасывания ртути от возможных сотрясений и ударов при спуске термометра в скважину устанавливают специальные амортизаторы, центрирующие пружинные фонари и др.

Известны случаи, когда во избежание преждевременного стряхивания ртути термометры устанавливали в гильзу в перевернутом состоянии, однако это не дало положительных результатов [41].

Погрешность при определении температуры максимальными ртутными термометрами около $0,5^{\circ}$. Время, необходимое для того, чтобы ртутный термометр воспринял температуру окружающей среды, около 30 мин. При этом показания термометра зависят от того, чем заполнена гильза. Так, например, в приведенном выше случае три термометра, одновременно опущенные в скважину на глубину 4485,5 м, дали следующие показания:

термометр, находившийся в пустой гильзе, $^{\circ}\text{C}$	202
термометр, находившийся в гильзе, заполненной нефтью, $^{\circ}\text{C}$	238
то же	227

Работа с максимальными ртутными термометрами очень затрудняется, если температура на поверхности выше

замеряемой температуры в скважине. В этом случае возможны значительные ошибки в показаниях, даже если применяются специальные меры предосторожности.

Серьезный недостаток максимальных ртутных термометров заключается в том, что ими можно производить замер только в отдельных точках скважины. При этом после каждого замера термометр необходимо поднимать на поверхность, снимать показания и опускать его снова в скважину для нового замера.

Для устранения этого недостатка был предложен фототермометр [42], который представляет собой несколько ртутных термометров, заключенных в герметическую гильзу вместе с приспособлением для фотографирования показаний этих термометров в необходимый момент. Лентопротяжный механизм фототермометра позволяет выполнить несколько снимков в различных точках скважины.

Для управления всеми операциями по фиксации показаний фототермометров используются жилы каротажного кабеля, на котором весь аппарат опускают в скважину. Однако и этот вид ртутного термометра распространения не получил.

В настоящее время применение ртутных термометров ограничивается главным образом операциями по контролю за правильностью показаний термометров других типов и, в частности, электрических термометров, которые позволяют вести непрерывную регистрацию температуры по всему стволу скважины. При этом достигается значительно большая скорость замеров при вполне достаточной их точности.

Обычно такие термометры сопротивления спускают в скважину на каротажном кабеле, причем термометры изготовляют для работы как с одножильным кабелем, так и с трехжильным.

Краткая характеристика основных типов термометров сопротивления приведена по данным [40, 43] в табл. 15.

При использовании ртутных и электрических термометров необходимо иметь кабель или тросик для спуска их в скважину; электрические термометры служат к тому же и каналом питания (токопровода).

Уже одно это обстоятельство делает невозможным применение таких термометров в бурящихся скважинах из-за циркуляции промывочной жидкости и вращения

Таблица 15

Характеристика	ЭС-СБ	ЭС-1	ЭТМ-55	НИИГР Уфимского за- вода опытного оборудования	ЭСО-2
Кабель, на который рассчитан термометр	Трехжильный			Одножильный	
Максимальный диаметр, мм	60	33	60	—	63
Длина прибора, мм	796— 895	594	950	—	927
Максимальное рабочее давле- ние, кг/см ²	400	600	800	800	600
Максимально допустимая тем- пература, °С	100	120	170	150	120
Постоянная времени, сек	7,0	0,5	0,5	2,5	3,5
Допустимая скорость передви- жения, м/час:					
а) при определении высо- ты подъема цемента, при измерении температуры скважины	600	2000— 3000	2000— 3000	1500	—
б) при определении за- трубного движения при- тока воды, при измере- нии естественной цирку- ляции	250	1000— 2000	1000— 2000	500	—

инструмента при роторном способе бурения, не говоря о сотрясениях и вибрациях инструмента, которые в сильной степени должны влиять на показания приборов.

Кажущаяся возможность применения электротермометров при бурении скважин электробурами с использованием кабеля электробура также оказалась нереальной. Последнее объясняется тем, что при изменении температуры обычные термочувствительные плечи электротермометров дают весьма незначительное изменение сопротивления, тогда как сопротивление кабеля и контактов изменяется так, что в сильной мере влияет на точность показаний.

Выход, однако, был найден благодаря широкому внедрению в народное хозяйство полупроводников. В част-

ности, изготовленные из полупроводников термосопротивления или так называемые термисторы обладают резко выраженной зависимостью их электрического сопротивления от температуры. При этом следует отметить, что в отличие от обычного проволочного сопротивления, имеющего прямую линейную зависимость сопротивления от температуры, у термисторов обратная нелинейная зависимость. Это можно видеть из графика на рис. 17.

Использование термисторов в качестве чувствительного плеча в электрических термометрах привело к появлению

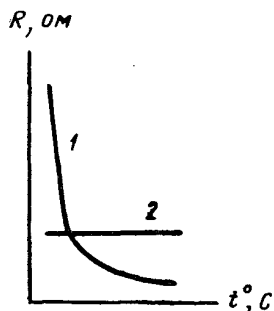


Рис. 17.

1 — термистор; 2 — обычное сопротивление.

так называемых «термометров на термисторах». Впервые такой термометр для измерения температуры в скважинах (под шифром СТТ) был разработан Ленинградским филиалом Конструкторского бюро нефтяного приборостроения по предложению В. М. Запорожца [6].

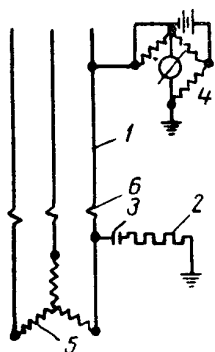
Чувствительный элемент этого термометра состоял из шести последовательно соединенных термисторов марки ММТ-6, запрессованных в медную трубку. Диаметр термисторов составлял всего 0,8 мм при длине около 12 мм.

Однако ряд недостатков в работе и затруднения в изготовлении этого термометра ограничили внедрение его на практике.

В дальнейшем Ф. Н. Фоменко предложил новую схему термометра на термисторах, названного ТПФ, которую с успехом использовал при исследовании температуры в скважинах, бурящихся электробурами [29].

Схема этого термометра показана на рис. 18. Он представляет собой маслонаполненное герметичное устройство, в котором встроен термочувствительный датчик со сдвоенным термистором ТОСМ-4. Последний при помощи фазового реле присоединен к силовым проводам токопровода, проходящим через прибор-термометр. Весь прибор закрепляется в специальном переводнике и может быть установлен в любой части колонны бурильных труб без нарушения подвода тока к электробуру и потока промывочной жидкости к долоту.

Вся регистрирующая аппаратура располагается на поверхности.



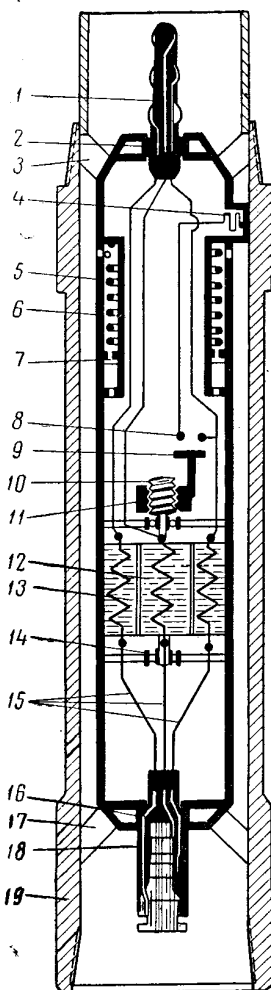
а

Рис. 18, а. Схема измерения температуры циркулирующей промывочной жидкости термометром ТПФ.

1 — токопроводящая жила кабельной линии; 2 — полупроводниковый датчик (термистор); 3 — контакт фазового реле; 4 — измерительный мост; 5 — обмотка электробур; 6 — обмотка фазового реле.

Рис. 18, б. Схема термометра ТПФ с полупроводниковым датчиком.

1 — контактный стержень; 2 — уплотнение стержня; 3 — опора; 4 — термочувствительный элемент (термистор); 5 — корпус; 6 — пружина лубрикатора; 7 — поршень лубрикатора; 8 — контакты; 9 — замыкатель; 10 — червяк; 11 — гайка с поводком; 12 — ротор фазового реле; 13 — статор фазового реле; 14 — подшипник; 15 — силовые провода; 16 — уплотнение контактной муфты; 17 — опора; 18 — контактная муфта; 19 — труба буровая (короткая).



б

На время замера температуры электробур при помощи специального устройства отключают, после чего измеряют сопротивление термистора с компенсацией

ЭДС спонтанной поляризации. По окончании замера измерительная аппаратура отключается и включается электробур для продолжения бурения.

На все эти операции, связанные с отключением электробура, измерением сопротивления термистора и возобновлением бурения, уходит всего 3—5 мин.

Прибор ТПФ относительно прост в изготовлении и эксплуатации¹, однако имеет серьезный недостаток, заключающийся в том, что может применяться только в тех скважинах, где бурение ведется при помощи электробуров. При бурении турбобурами или роторным способом использование термометра ТПФ зависит от наличия специального кабеля для токопровода.

Приборами для измерения температуры, которые не нуждаются в тросике для их спуска в скважину или в кабеле для подачи электропитания, могли бы быть при некоторой реконструкции термометры типов ТГГ-1 и ТГБ-2.

Глубинный самопишущий термометр ТГГ-1 (рис. 19) представляет собой термометр манометрического типа, упругим элементом которого является геликс, соединенный капиллярной трубкой с термобаллоном. Внутренняя полость геликса заполняется обычно водой, а термобаллона — толуолом. При нагревании термометра рабочая жидкость расширяется, вызывая повышение давления в термобаллоне. Далее давление по капилляру передается на геликс, который одним концом наглухо закреплен, а на другом конце имеет острие. Под действием давления конец геликса раскручивается и производит запись на диаграммном бланке. Диаграммный бланк вставлен в специальную коробку, которая приводится во вращение часовым механизмом. Так как угол, на который раскручивается геликс, пропорционален давлению, а следовательно, и температуре, то на диаграммном бланке получается кривая изменения температуры во времени. Диаграммная запись расшифровывается по извлечении термометра на поверхность.

Термометр ТГГ-1 собирают в стальном цилиндре диаметром 35 мм и длиной 1500 мм. Выпускается он на диапазон температур 30, 40 и 60° С. Порог чувствительности 0,2° С. Класс точности 1. Максимальная ордината записи

¹ Пока что термометр ТПФ промышленностью не выпускается.

50—52 мм. Рабочее перемещение диаграммной каретки 60 мм [44].

Глубинный самопишущий биметаллический термометр ТГБ-2 состоит из трех основных узлов: термочувствительного элемента, каретки с записывающим устройством и турбинного устройства, предназначенного для перемещения каретки с диаграммным бланком (рис. 20)¹.

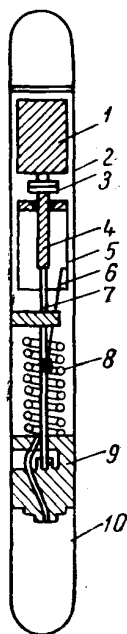


Рис. 19. Схема глубинного самопишущего термометра ТГГ-1.

1 — узел приводного механизма; 2 — корпус; 3 — муфта сцепления; 4 — винт; 5 — каретка; 6 — узел записывающего устройства; 7 — винт; 8 — узел термочувствительного элемента (геликс); 9 — термобаллон; 10 — карман для максимального термометра.

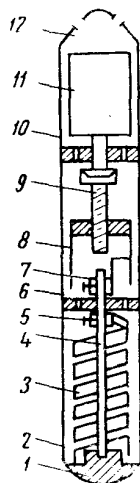


Рис. 20. Схема глубинного самопишущего термометра ТГБ-2.

1 — наконечник; 2 — труба; 3 — узел термочувствительного элемента; 4 — винт; 5 — ось; 6 — труба каретки; 7 — узел записывающего устройства; 8 — каретка; 9 — винт; 10 — труба турбины; 11 — узел турбинного устройства; 12 — хвостовик.

Термочувствительный элемент выполнен из биметаллической винтовой ленточной пружины, укрепленной нижним концом к корпусу термометра, а верхним к оси, связанной с записывающим устройством.

¹ В термометрах более поздней конструкции (ТГБ-3) турбинное устройство заменено часовым механизмом.

При изменении температуры окружающей среды биметаллическая пружина раскручивается и приводит в действие записывающее устройство. В результате на бланке получается запись температуры во времени.

Вообще говоря, оба эти типа глубинных самозаписывающих термометров предназначены для действующих фонтанных, компрессорных или глубиннонасосных скважин и должны опускаться на забой на тонком канатике. Поэтому устье скважин оборудуется лубрикаторм с салником.

Однако нетрудно себе представить, что если термометры аналогичной конструкции разместить в специальном переводнике, то они могут быть установлены в любой части бурильной колонны без каких-либо тросиков или канатиков. Но при этом возникает новая проблема борьбы с вибрациями и сотрясениями в процессе бурения скважины. Для этого необходимо создать такое специальное приспособление, которое позволило бы включать термометр (или его записывающий механизм) только на время замера. При этом в течение замера циркуляция промывочной жидкости не должна прекращаться, а бурение приостанавливают.

Создание такого глубинного самозаписывающего термометра, не нуждающегося в тросике или кабеле и не боящегося ударов и сотрясений, во многом способствовало бы скорейшему изучению ряда важных вопросов, касающихся теплового режима бурящихся скважин.

Гораздо проще обстоит дело с замером температуры промывочного раствора, выходящего из устья скважины. Здесь могут быть использованы как обычные ртутные термометры, так и термометры других конструкций. Выбор того или иного типа термометра зависит от ряда условий, из которых наиболее важным является необходимая точность замера.

Так, для массового использования на буровых можно рекомендовать дистанционные самопишущие газовые термометры манометрического типа марки ТГ-410 и ТГ-610 [45]. Не останавливаясь на принципе действия этих термометров, который подобен принципу действия термометров ТГГ-1, укажем их краткую техническую характеристику.

Предел измерения, °С	0—120
Допустимая погрешность термометра, % . .	±1,5
Максимальное расстояние от места замера	

температуры до прибора (длина капилляра), м	40
Диаметр корпуса, мм	365
Ширина корпуса, мм	118
Вес прибора с капилляром, кг	12

Общий вид термометра показан на рис. 21.

Различие между термометрами ТГ-410 и ТГ-610 заключается в том, что у первого приводом диаграммной бумаги служит часовой механизм, а у второго — синхронный электромоторчик СД-60, работающий от сети переменного тока.

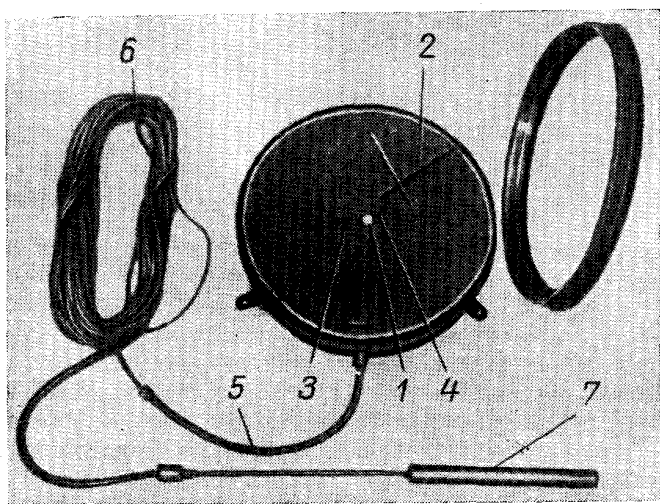


Рис. 21. Прибор с часовым механизмом ТГ-410.

1 — диаграммодержатель; 2 — арретир пера; 3 — отверстие для ключа; 4 — отверстие арретира; 5 — вторичная оболочка; 6 — капилляр; 7 — термобаллон.

Диаграммы круглые, каждая диаграмма рассчитана на запись температуры в течение 24 ч (время одного оборота диаграммного диска).

При определении температуры выходящего из устья раствора регистрирующую часть термометров устанавливают в буровой, возле щита измерительных приборов (или в другом удобном месте), а измерительную часть, представляющую собой металлический баллончик удли-

ненной формы, опускают в желоб циркуляционной системы на расстоянии 1,0—1,5 м от устья скважины и там закрепляют.

Учитывая опыт проведенных промысловых наблюдений, следует рекомендовать помещать термометры в специальные ящики со стеклом, не пропускающие пыль, для предохранения от порчи часового механизма.

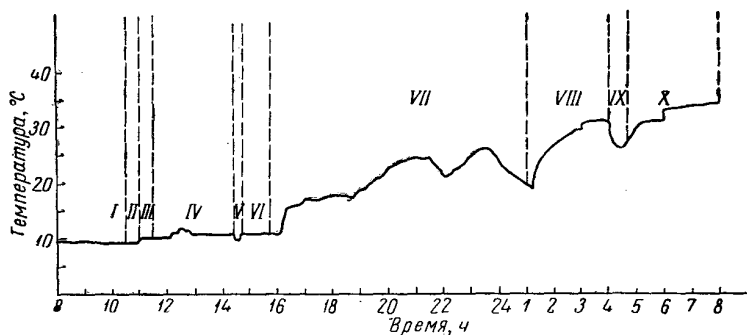


Рис. 22.

I — подъем инструмента; *II* — смена долота; *III* — опробование турбобура; *IV* — спуск инструмента; *V* — смазка катушки; *VI* — спуск инструмента; *VII* — промывка, выравнивание глинистого раствора; *VIII* — бурение; *IX* — наращивание; *X* — бурение.

При наличии термограмм их сопоставляют с дрилограммами, снятыми в тех же буровых, и выясняют соответствие полученных показаний термометра с тем или иным характером работ, производившихся на буровой в процессе замера устьевой температуры. Полученные при этом данные в виде графиков в прямоугольных координатах наносят на миллиметровку, как это показано на рис. 22.

ГЛАВА II

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА НЕКОТОРЫЕ ФАКТОРЫ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

§ 1. Влияние температуры на свойства промывочных жидкостей

А. ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ СВОЙСТВ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ПРИ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ

На свойства промывочных жидкостей при бурении глубоких скважин решающее влияние оказывает температура. Однако существующие стандартные приборы для определения свойств промывочных жидкостей дают возможность замерять и, следовательно, характеризовать промывочные жидкости только при нормальной температуре, что в лучшем случае отвечает бурению неглубоких скважин.

В связи с этим в АзНИИ ДН под руководством проф. Р. И. Шищенко впервые в СССР были созданы приборы для определения водоотдачи, структурной вязкости и статического напряжения сдвига при температурах выше 100°C [46, 47].

Большая часть исследований, описанных в настоящей главе, проведена на этих приборах.

П р и б о р А з Н И И Д Н д л я о п р е д е л е н и я в о д о о т д а ч и

Прибор (рис. 23) предназначен для определения водоотдачи промывочных жидкостей при температуре 200°C и давлении 30 ат. Он состоит из трех камер. Верхняя камера 1 служит для подогрева исследуемой жидкости.

Средняя камера представляет собой фильтрационный стакан с решеткой 4 для фильтра 3. В нижней камере 7 помещается цилиндр для сбора фильтрата. Верхняя и средняя камеры погружены в масляную баню 5 с электро-

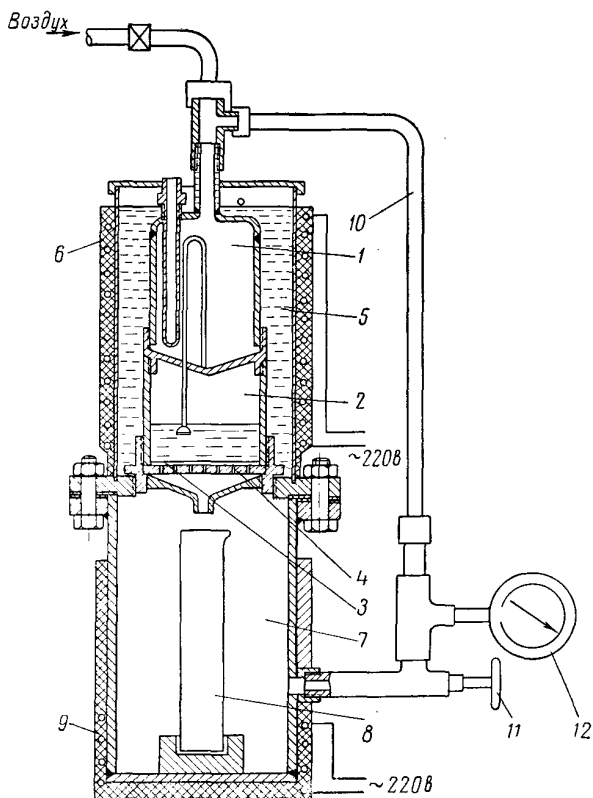


Рис. 23. Прибор АзНИИ ДН для определения водоотдачи.

подогревом 6. Нижняя камера 7 обогревается нагревателем 9 и соединена с верхней камерой трубкой 10 для уравнивания давления во время нагрева. На трубке 10, соединенной тройником с воздушной линией высокого давления, установлен манометр 12. В верхней камере имеется карман для термометра.

Для определения водоотдачи на решетку укладывают фильтр ($d = 9 \text{ см}$), в нижнюю камеру наливают 1 л воды и устанавливают цилиндр 8 для сбора фильтрата. В камеру 1 заливают 250 см^3 испытуемой промывочной жидкости, а в масляную баню 5 — масло.

Прибор собирают, включают печь и раствор нагревают до заданной температуры при открытом вентиле 11. По достижении заданной температуры вентиль 11 закрывают и открывают вентиль для доступа воздуха. Под давлением воздуха нагретая жидкость по изогнутой трубке перетекает из камеры 1 в фильтрационный стакан 2. После того как вся жидкость перетечет в камеру 2, устанавливают необходимое давление по манометру 12. С момента установления давления отмечается начало фильтрации. Через 30 мин выключают нагреватель, закрывают вентиль, открывают боковой вентиль, выравнивают давление в камерах и охлаждают прибор до 90°C . После этого снижают давление, разбирают прибор и замеряют количество фильтрата и толщину глинистой корки.

Прибор АзНИИ ДН для определения статического напряжения сдвига и структурной вязкости

При создании этого прибора (рис. 24) был использован принцип вращающихся коаксиальных цилиндров.

Внешний цилиндр 6 неподвижный. Его внутренняя поверхность выполнена в виде стакана с полусферами на концах. Внутренний цилиндр 7 с накатанной

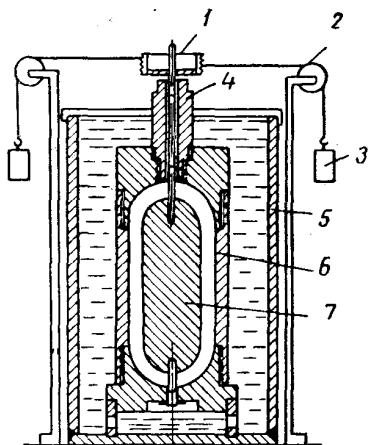


Рис. 24. Прибор для определения вязкости и статического напряжения сдвига глинистых растворов при температуре выше 100°C .

1 — шкив; 2 — блоки; 3 — чашки для дробы (грузы); 4 — сальник; 5 — масляная баня; 6 — внешний цилиндр; 7 — внутренний цилиндр.

поверхностью для предотвращения проскальзывания также заканчивается полусферами. Внутренний цилиндр вращается на оси при помощи грузов 3, подвешенных к нити, перекинутой через блоки 2. Для герметичности прибора валик, на котором вращается внутренний цилиндр, пропущен через сальник 4, вставленный в крышку внешнего цилиндра.

Необходимая температура обеспечивается при помощи масляной бани 5 с электронагревателями, в которую помещается прибор. Для уплотнения зазора между валиком и стенками сальника в полость последнего специальной масленкой под давлением подают пасту, состоящую из смеси консталина и графита.

При определении статического напряжения сдвига на шкив 1 наматывают нитку, перекинутую через блок. В чашечку, привешенную на нитке, постепенно насыпают дробь до тех пор, пока последняя не начинает опускаться.

Вес дроби P представляет собой нагрузку, при которой начинается движение.

Статическое напряжение сдвига определяется из уравнения

$$\vartheta = \frac{r(P - P_t)}{2\pi R^2 L}, \quad (\text{II. 1})$$

где r — радиус шкива; P — нагрузка; P_t — нагрузка, идущая на преодоление трения; R — радиус внутреннего цилиндра; L — длина цилиндра.

Для определения вязкости промывочной жидкости чашки, подвешенные на нитях, нагружают определенным грузом P и освобождают шкив прибора. Скорость вращения внутреннего цилиндра зависит от нагрузки и вязкости испытуемой промывочной жидкости.

Угловую скорость внутреннего цилиндра определяют по скорости опускания грузов. Ее находят экспериментально. Таким образом получают зависимость между нагрузкой и угловой скоростью или числом оборотов n внутреннего цилиндра в минуту

$$n = f(P).$$

При определении вязкости η и статического напряжения сдвига Φ вводят поправку на трение в механизме вращения внутреннего цилиндра.

Расчетная формула для определения вязкости следующая:

$$\eta = \frac{r(P - P_0) \Delta r}{2\pi R^2 L v}, \quad (\text{II. 2})$$

где r — радиус шкива; P — груз во время опыта; P_0 — минимальный груз, при котором начинается вращение внутреннего цилиндра; Δr — величина зазора между цилиндрами; R — радиус внутреннего цилиндра; v — скорость движения раствора, прилегающего к поверхности цилиндра; L — длина цилиндра.

Прибор АзНИИ ДН для определения статического напряжения сдвига при высоких температурах

На рис. 25 представлен более поздний прибор АзНИИ ДН [48] для определения статического напряжения сдвига промывочных жидкостей, позволяющий производить замеры при температуре до 180—200° С.

Этот прибор осуществлен и работает по принципу прибора СНС-2. Внешний цилиндр 1 установлен на вращающемся столике, а внутренний 2 подвешен на упругой нити 3. Столик вращается через систему червячной передачи от электромотора. Внешний цилиндр снабжен завинчивающейся крышкой с полусферической внутренней частью. В центре крышки проходит медная трубка 4, в которой помещена упругая нить. В верхней части трубки находится концентрическая площадка 5, свободно вращающаяся относительно оси цилиндра, снабженная пластинкой из намагниченного железа, имеющей форму стрелки. Раствор перемешивается мешалкой 6. Вся система помещена в масляную баню 7, в нижней части которой имеется электрообогреватель 8.

На корпус масляной бани в одной плоскости с концентрической площадкой укреплена площадка для компаса, по отклонению стрелки которого судят о величине угла закручивания упругой нити.

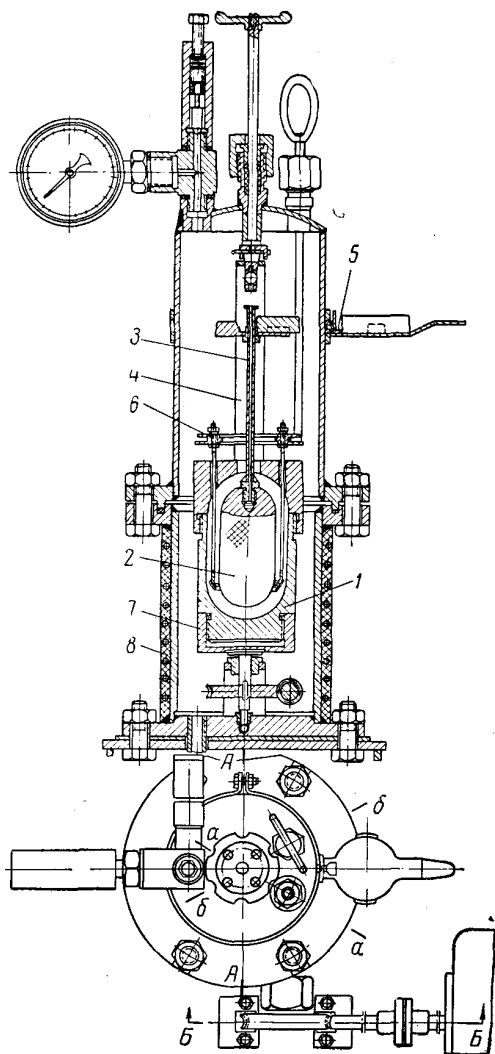


Рис. 25. Прибор АзНИИ ДН для определения СНС промывочных жидкостей.

Другие приборы для изучения промысловых жидкостей при высоких температурах

Кроме описанных выше приборов для определения параметров промысловых жидкостей при высоких температурах, известны приборы ГрозНИИ для фильтрации и определения структурной вязкости [42].

Совсем недавно появилось описание прибора для измерения динамической водоотдачи при высоких температурах (200°C) и давлении, разработанного во ВНИИ БТ [50].

В зарубежной литературе имеются схемы приборов, предусматривающих изучение промысловых жидкостей при температурах 250°C и давлении 1000 ат в статическом состоянии. Это фильтр-пресс и вискозиметр с коаксиальными цилиндрами. Имеется также схема установки для экспериментов в динамических условиях [51].

Для определения водоотдачи при температуре до 232°C используют также модифицированный фильтр-пресс фирмы Бароид [52].

Для исследования промысловых растворов при температуре до 100°C в отдельных случаях используют существующие стандартные приборы с обеспечением подогрева различными способами.

Б. ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ВОДООТДАЧУ, СТАТИЧЕСКОЕ НАПРЯЖЕНИЕ СДВИГА И ДРУГИЕ СВОЙСТВА ПРОМЫСЛОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ

В настоящее время при бурении нефтяных и газовых скважин применяют различные промысловые жидкости, отличающиеся как по составу основных материалов, так и по характеру химических реагентов, используемых для их стабилизации. Поэтому влияние температуры на свойства промысловых жидкостей следует рассматривать дифференцированно для раствора каждого типа.

Наряду с данными, характеризующими состояние различных промысловых жидкостей при высоких температурах, необходимо учитывать и результаты термостатирования, которые определяют состояние этих жидкостей после снятия температуры. Такое совместное рассмотрение

всех данных позволяет вернее судить о термостойкости как промысловых жидкостей, так и применяемых для их стабилизации химических реагентов.

Естественные глинистые растворы

Естественные глинистые растворы представляют собой коллоидно-суспензионную систему, свойства которой зависят от использованных воды и глины. Для приготовления глинистых растворов в основном используют монтмориллонитовые, бентонитовые и гидрослюдистые глины, содержащие иллитоподобные гидрослюды.

Минералогическая принадлежность глин приблизительно определяется величиной общей обменной емкости, которая для глин монтмориллонитовой группы колеблется в пределах 80—100 мг/экв, для гидрослюдистой — 30—40 мг/экв и для каолинитовой — 5—10 мг/экв на 100 г глины [53].

К сожалению, в работах, посвященных влиянию высоких температур на свойства глинистых суспензий, не всегда дается характеристика использованных глин. Это затрудняет обобщение имеющихся данных, так как качество глины, по-видимому, влияет на изменение свойств глинистых растворов в зависимости от температуры.

Впервые влияние температуры на водоотдачу глинистых растворов было исследовано Р. И. Шищенко и Е. А. Яишниковой [46] на указанном выше приборе, который в АзНИИ ДН использовали и в дальнейшем при исследовании химически обработанных глинистых растворов, а также растворов на нефтяной основе.

Р. И. Шищенко и Е. А. Яишникова исследовали растворы на пресной и морской воде из карачухурской глины, относящейся к типу иллитоподобных гидрослюдистых с общей емкостью обмена порядка 31,0 мг/экв на 100 г глины. Они установили, что с ростом температуры от 30 до 150°С водоотдача растворов как на пресной, так и на морской воде увеличивается. Кривые зависимости водоотдачи от температуры растворов из карачухурской глины, а также растворов из локбатанской глины (общая емкость обмена 21,25 мг/экв на 100 г) и бентонита-аскангеля (общая емкость обмена 95,2 мг/экв на 100 г), исследованных нами, показаны на рис. 26.

В. Ф. Роджерс [54] приводит данные Крафта о влиянии нагревания на водоотдачу растворов, не содержащих

химических реагентов. Водоотдача была определена на приборе фирмы Бароид в пределах температуры 26,5—121° С ($p = 35 \text{ ат}$). С увеличением температуры отмечался рост водоотдачи.

Г. Рикар, К. Сурис и др. [51] считают, что увеличение скорости фильтрации с повышением температуры в значительной степени связано с изменением свойств филь-

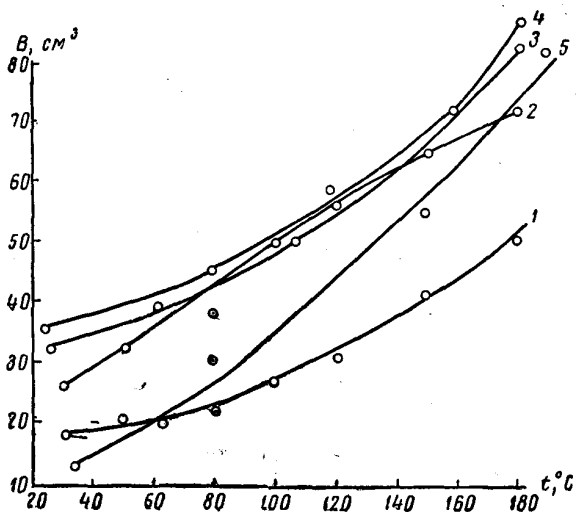


Рис. 26.

1 — раствор из карачухурской глины на пресной воде; 2 — то же на морской воде; 3 — раствор из локбатанской глины на пресной воде; 4 — то же на морской воде; 5 — раствор из бентонита на пресной воде.

трующей среды. Авторы отмечают снижение рН филътрата и предполагают связь между ростом коэффициента фильтрации и уменьшением рН.

Ларсен [55] считает, что рост водоотдачи с увеличением температуры связан с уменьшением вязкости филътрата. Изменение вязкости воды с температурой приведено ниже.

Температура, °С	0	10	20	30	40	60
Вязкость, <i>спа</i>	1,792	1,308	1,505	0,801	0,656	0,469
Температура, °С	80	100	120	140	160	
Вязкость, <i>спа</i>	0,3565	0,2838	0,232	0,196	0,174	

Некоторые исследователи увязывают количественный рост водоотдачи с повышением температуры, наблюдаемый для естественных глинистых растворов, со структурными изменениями, претерпеваемыми глинами, которые изменяют величину гидратации [51].

Проведенное авторами при 180° С термостатирование естественных глинистых растворов из глин трех типов (аскангель, карачухурская и локбатанская), отличающихся по величине обменной емкости, показало, что рост водоотдачи у этих растворов носит необратимый характер. Однако водоотдача растворов после снятия температуры значительно меньше таковой, определенной при 180° С (табл. 16). Это дает основание полагать, что изменение свойств естественных глинистых растворов при высоких температурах, вызванное изменением структур, на которое указывают некоторые исследователи [52], значительно меньше влияет на водоотдачу, чем изменение физико-химического состояния дисперсионной среды.

Таблица 16

Наименование раствора	Водоотдача при 25° С, см ³		Водоотдача при 180° С, см ³
	до термостатирования	после термостатирования при 180° С	
Из аскангеля на пресной воде	9,5	11,0	76
Из карачухурской глины на морской воде	25,0	30,0	72
Из карачухурской глины на пресной воде	18,0	22,0	50
Из локбатанской глины на пресной воде	33,0	40,0	86
Из локбатанской глины на морской воде	35,0	42,0	91

Влияние температуры до 100° С (от 20 до 80) на статическое напряжение сдвига естественных глинистых растворов изучали еще в 1935 г. К. Царевич, Р. Шищенко и Б. Бакланов [56]. Ими даны зависимости изменения статического напряжения сдвига Φ от температуры для двух глинистых растворов — из грубодисперсной гжельской глины и бентонита-аскангеля. Величина Φ растет

с повышением температуры от 20 до 60° С, переходит через максимум (60—80° С), а затем уменьшается.

Е. А. Яишникова [57] определяла θ естественных глинистых растворов с изменением температуры до 160° С и установила, что у раствора из карачухурской глины на пресной воде с увеличением температуры до 120—140° С статическое напряжение сдвига растет, а затем несколько уменьшается. У раствора, приготовленного из той же глины, но на морской воде наблюдался неуклонный рост θ с повышением температуры.

А. М. Аванесова [58] определяла статическое напряжение сдвига глинистых растворов из карачухурской и локбатанской глин на морской воде с повышением температуры до 180° С. Она подтвердила данные Е. А. Яишниковой для раствора на морской воде и показала, что дальнейшее повышение температуры от 160 до 180° С вызывает дополнительный и необратимый при охлаждении рост статического напряжения сдвига.

На рост статического напряжения сдвига естественных глинистых растворов с повышением температуры указывает К. Г. Гродде [59]. По его данным, механическая прочность геля с повышением температуры сильно возрастает.

Термостатирование при 180° С естественных растворов на морской и пресной воде из карачухурской и локбатанской глин, а также из скангеля на пресной воде, проведенное авторами, показало, что для всех растворов после прогрева характерен некоторый прирост статического напряжения сдвига по сравнению с исходным (табл. 17). Наибольшее увеличение θ наблюдалось у раствора из аскангеля.

Первые данные в отечественной литературе по влиянию температуры на структурную (пластическую) вязкость η глинистых суспензий принадлежат М. П. Воларовичу и Д. М. Толстому [60].

Ими было показано, что при повышении температуры суспензии каолина с 10 до 57° С вязкость снижается.

В книге К. Царевича, Р. Шищенко и Б. Бакланова [56] приведены кривые изменения пластической вязкости глинистых растворов из аскангеля, гжельской и сураханской глин с повышением температуры от 10 до 80° С. Для всех растворов характерно уменьшение η , т. е. закон изменения вязкости естественных растворов с по-

Таблица 17

Наименование раствора	Статическое напряжение сдвига через 1 мин, мГ/см^2		Вязкость исходных растворов по СПВ-5, сек
	до про- грева	после прогре- ва при 180° С	
Из карачухурской глины на пресной воде	173	195	45
Из карачухурской глины на морской воде	195	>200	45
Из локбатанской глины на пресной воде	200	>200	38
Из локбатанской глины на морской воде	160	>200	46
Из аскангеля на пресной воде	157	>200	43

вышением температуры подобен таковому же для воды.

Авторы указывают, что при исследовании влияния температуры на вязкость необходимо, чтобы диспергирование глины было практически закончено, тогда будет наблюдаться достаточно закономерное изменение гидравлических констант с ростом температуры.

Более поздняя работа Р. И. Шищенко, проведенная совместно с Е. А. Яишниковой по определению пластической вязкости естественных глинистых растворов с увеличением температуры до 160° С, показала (табл. 18), что и при указанной температуре наблюдается снижение этого показателя [47, 57].

Таблица 18

Наименование глины	Вода	Вяз- кость по СПВ-5, сек	Структурная вязкость (спа) при температуре в °С							
			25	50	70	90	100	120	140	160
Карачухурская »	Морская	30	21,7	20,6	20,2	18,4	—	14	12,4	9,3
	Пресная	30	16,7	—	15,1	8,8	9,2	12,2	9,0	—

Влияние температуры на реологические свойства глинистых суспензий изучал М. Р. Мавлютов, который

подтвердил полученные ранее данные об уменьшении пластической вязкости с повышением температуры [61].

По данным К. Г. Гродде [59], вязкость глинистых растворов снижается при возрастании температуры почти пропорционально вязкости растворителя.

Авторы определяли пластическую вязкость растворов из различных глин на пресной и морской воде до и после воздействия температуры. Для некоторых из исследованных растворов наблюдалось снижение η после термостатирования при 180° С. Было установлено (табл. 19), что снижение пластической вязкости при высоких температурах в отдельных случаях носит необратимый характер.

Таблица 19

Наименование глинистого раствора	Пластическая вязкость η , <i>спз</i>	
	до термостатирования	после термостатирования при 180° С
Из карачухурской глины на морской воде	16,0	18,8
Из карачухурской глины на пресной воде	6,8	10,7
Из локбатанской глины на морской воде	25,1	18,1
Из локбатанской глины на пресной воде	17,5	14,1
Из аскангеля на пресной воде	16,0	25,4

Изменение динамического напряжения сдвига τ_0 суспензий каолина в пределах температур от 10 до 57° С исследовали М. П. Волярович и Д. М. Толстой [60]. Они отметили, что в указанных температурных пределах τ_0 оставалось почти неизменным.

М. В. Мавлютов [61], исследуя растворы с различными реологическими свойствами, показал, что с повышением температуры от 15 до 75° С несколько повышается τ_0 .

По данным Л. Д. Гурджиняна [62], точки перегиба кривой $\tau_0 = f(t)$ в интервале температур 10—100° С расположены в различных температурных пределах в зависимости от качества глины, концентрации дисперсной фазы, наличия электролитов и др.

Опубликованных данных по исследованию динамического напряжения сдвига естественных глинистых растворов при температуре выше 100° С нет.

Авторами было определено динамическое напряжение сдвига растворов из различных глин на пресной и морской воде после термостатирования при 180° С.

Полученные результаты приведены в табл. 20, из которой видно, что τ_0 естественных растворов значительно изменяется после термообработки. (Работу проводили с выдержанными растворами, в которых процессы диспергирования и пептизации практически завершились.)

Таблица 20

Наименование глинистого раствора	Динамическое напряжение сдвига, дин/см^2	
	до прогрева	после прогрева при 180° С
Из аскангеля на пресной воде	48	218
Из карачухурской глины на морской воде	120,2	152,9
Из карачухурской глины на пресной воде	240,6	156,0
Из локбатанской глины на морской воде	137	125
Из локбатанской глины на пресной воде	159	140

Таким образом, на основании приведенных выше данных исследований естественных глинистых растворов при высоких температурах и после их воздействия можно считать, что при высоких температурах свойства этих растворов изменяются в основном вследствие уменьшения гидратации глинистых частиц и в меньшей мере в результате структурных изменений самих глин.

Естественные глинистые растворы не следует использовать при бурении скважин в районах с высоким геотермическим градиентом, так как значительный рост водотдачи и статического напряжения сдвига может привести к осложнению ствола скважины.

Глинистые растворы, обработанные углекислым реагентом

Изменение свойств химически обработанных глинистых растворов под действием высоких температур прежде всего зависит от термостойкости используемого для обработки реагента.

Реагент из угля и щелочи (УЩР), широко применяемый в бурении для регулирования свойств глинистых растворов, относится к термостойким. Известно, что при повышенных температурах увеличивается количество гуминовых веществ, извлекаемых из бурого угля, и ускоряется процесс экстрагирования. Т. А. Кухаренко и С. А. Шапиро [63] считают, что оптимальными условиями извлечения гуминовых веществ является варка сырья в кипящем щелочном растворе.

Исследованиями Л. А. Христовой [64] установлено, что при нагревании до 210°C увлажненных углистых сланцев, не содержащих гуминовых веществ, идет процесс превращения органического вещества сланцев в гуминовые кислоты, т. е. наблюдается новообразование гуминовых веществ.

Термостатирование при 180°C углещелочного реагента и обработанных им растворов, проведенное А. М. Аванесовой и Т. А. Маркаровой [65], показало, что после прогрева эффективность реагента несколько увеличивается, а свойства содержащих УЩР глинистых растворов, подвергнутых термообработке, не ухудшаются. Последнее обстоятельство указывает на то, что свойства УЩР не изменяются под действием высоких температур и в присутствии глини, которые могли быть катализатором нежелательных процессов, приводящих к дегенерации реагента.

Влияние высоких температур на водоотдачу глинистых растворов, содержащих УЩР, авторы исследовали на растворах из карачухурской и локбатанской глини на пресной и морской воде. У всех растворов наблюдался рост водоотдачи с увеличением температур, однако чем большее количество УЩР содержал раствор, тем меньше было увеличение водоотдачи при высокой температуре.

Термостатирование при 180°C глинистых растворов с различной концентрацией углещелочного реагента позволило установить (табл. 24), что способность растворов восстанавливать свои свойства (водоотдачу) после снятия температурного фактора зависит также от концентрации углещелочного реагента.

У растворов на морской воде из карачухурской и локбатанской глини восстановление водоотдачи после термообработки наблюдается при больших концентрациях УЩР, чем у растворов на пресной воде.

Таблица 21

Наименование глинистого раствора	Концентрация УЩР в растворе, %	Водоотдача, см ³	
		до прогрева	после прогрева при 180° С
Из карачухурской глины на морской воде	20	20,0	23,0
То же	40	10,5	12,0
»	80	4,0	3,5
Из локбатанской глины на морской воде	20	32,0	37,5
То же	40	22,0	30,0
»	60	13,0	7,0
»	80	5,5	2,5
Из локбатанской глины на пресной воде	10	12,0	13,0
То же	20	6,0	8,0
»	40	3,5	3,0

Влияние температуры от 25 до 160° С на статическое напряжение сдвига глинистых растворов, обработанных углещелочным реагентом, впервые определяли Р. И. Щищенко и Е. А. Яишникова [47], которые установили, что статическое напряжение сдвига растет с повышением температуры (табл. 22).

Таблица 22

Наименование глины	Вода	Вязкость СПВ-5, сек	Наименование реагента	Количество реагента, %	Статическое напряжение сдвига (мГ/см ²) при температуре в °С							
					25	50	70	90	100	120	140	160
Карачухурская	Морская	30	УЩР 10% (1:0,2)	5	148	191	242	281	308	344	350	360
То же	То же	30	То же	10	118	158	191	248	259	273	278	282
»	»	30	»	20	70	90	110	160	180	204	213	213
»	Пресная	30	»	5	105	132	231	264	404	518	747	986
»	То же	30	»	10	136	172	214	310	348	501	795	884
»	»	30	»	20	25	27	30	135	284	357	401	466

Изменение статического напряжения сдвига с повышением температуры до 180°C изучала А. М. Аванесова [58]. По ее данным, для растворов, обработанных УЩР, статическое напряжение сдвига при повышении температуры зависит от рН и водоотдачи раствора. У растворов из карачухурской глины на морской воде с $\text{pH} \leq 9,5$ и $B \geq 8 \text{ см}^3$ наблюдается последовательный рост статического напряжения сдвига, а при больших значениях рН (≥ 10) и меньших водоотдачах ($8-1 \text{ см}^3$) статическое напряжение сначала снижается, а затем начинает возрастать. Температура, соответствующая минимуму кривой, зависит от величины рН и водоотдачи. Чем больше рН и меньше водоотдача, тем выше температура, соответствующая минимальному значению СНС. Было также установлено, что при охлаждении растворов от 180 до 20°C , имеющих $B > 8 \text{ см}^3$ и $\text{pH} \leq 9,7$, кривая зависимости СНС от температуры ложится выше кривой, полученной при повышении температуры, а для растворов с $B < 8 \text{ см}^3$ и $\text{pH} \geq 10$ — несколько ниже.

Результаты проведенной нами термообработки растворов из карачухурской и локбатанской глин на морской воде, содержащих различное количество УЩР (табл. 23), подтвердили приведенные выше данные.

Таблица 23

Наименование глинистого раствора	Концентрация УЩР, %	СНС, мГ/см^2		рН	
		до прогрева	после прогрева при 180°C	до прогрева	после прогрева при 180°C
Из карачухурской глины на морской воде	20	177	185	8,7	8,2
То же	40	108	73	10,8	9,9
»	80	29	14	12,5	11,5
Из локбатанской глины на морской воде	40	152	168	9,5	8,7
То же	60	59	21	10,8	10,0
»	80	21	0	11,7	11,1

Данные о влиянии температуры (до 160°C) на структурную вязкость η растворов, содержащих УЩР, заим-

Наименование глины	Вода	Вязкость по СПВ-5, сек	Наименование реагента	Количество реагента, %
Карачухурская	Морская	30	УЩР 10% (1:0,2)	5
»	»	30	То же	10
»	»	30	»	20
»	Пресная	30	»	10
»	»	30	»	20

ствованы из работы [57] и помещены в табл. 24, из которой видно, что с повышением температуры величина η снижается. Замеры структурной вязкости растворов, обработанных УЩР, проведенные на ротационном вискозиметре до и после выдерживания в автоклавах при 180°С, показали, что снижение величины η носит необратимый характер (табл. 25).

Динамическое напряжение сдвига тех же растворов, подвергнутых термостатированию, также при 180°С в не-

Таблица 25

Наименование раствора	Концентрация в растворе УЩР, %	Структурная вязкость η , спз		Динамическое напряжение сдвига, дин/см ²	
		до термостатирования	после термостатирования при 180°С	до термостатирования	после термостатирования при 180°С
Из локбатанской глины на пресной воде	20	19,3	15	36,2	36
То же	30	21,6	13,9	22,4	29,3
Из локбатанской глины на морской воде	40	11,9	8,7	115	80
То же	60	37,5	18	80	45
Из карачухурской глины на морской воде	40	12,0	8,1	180	70
То же	60	20,0	14,5	189	34

Таблица 24

Структурная вязкость (спз) при температуре в °С							
25	50	70	90	100	120	140	160
40,6	38,4	35,0	36,6	40,6	39,4	22,7	17,0
30,9	—	37,6	32,0	28,0	23,5	21,6	20,0
35,9	35,2	38,0	38,4	35,0	33,0	29,6	15,6
33,0	36,8	36,5	37,3	39,1	27,0	—	13,0
38,0	36,5	35,5	30,0	29,0	25,0	26,3	—

которых случаях уменьшается, а иногда увеличивается в зависимости от качества глины, воды и содержания реагента.

Углекислотный реагент, являющийся реагентом-стабилизатором, образует на поверхности глинистых частиц гидрофильные адсорбционные пленки, которые обеспечивают создание гидратных оболочек. Адсорбционно-гидратные оболочки устраняют силы сцепления между частицами, обеспечивая гидродинамическую смазку, т. е. уменьшают трение. Под действием высоких температур активность углекислотного реагента возрастает, что является, видимо, причиной снижения структурной вязкости после замера температуры.

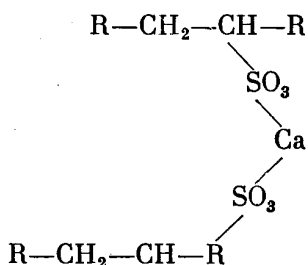
Из приведенных данных о влиянии температурного фактора на глинистые растворы, стабилизированные углекислотным реагентом, можно заключить о возможности использования растворов этого типа при бурении скважин с забойной температурой порядка 180° С.

В настоящее время в Азербайджане имеется опыт применения растворов, обработанных УЩР, при бурении скважины на 5000 м.

Глинистые растворы, обработанные сульфит-спиртовой бардой и ее производными

Сульфит-спиртовая барда (ССБ) представляет собой отход при производстве спирта на базе сульфитных щелоков, которые в свою очередь являются отходом целлюлозного производства.

Образующийся при сульфитной варке первичный структурный элемент ССБ рассматривают [66] как пучок лигносульфоновых кислот, связанных между собой через сульфогруппы двухвалентным атомом кальция



Известно, что физико-химические свойства ССБ могут быть изменены под действием химических или термических факторов.

По данным Б. Д. Тринкера [67], при нагреве ССБ до 170—180° С образуются термополимеры, отличающиеся своими поверхностно-активными свойствами от исходной ССБ.

При замещении Са на ионы Na, K или группу NH₄ первичный структурный элемент ССБ распадается на отдельные цепочки лигносульфонатов. Как указывает С. А. Сапотницкий [68], при переводе кальциевых солей в щелочные стабилизирующая способность ССБ повышается.

Для обработки глинистых растворов ССБ применяют в зависимости от условий бурения как в виде натриевых, так и в виде кальциевых солей, стабилизирующая способность которых, как указывалось выше, изменяется при высоких температурах.

Влияние температуры на глинистые растворы, обработанные щелочным реагентом из ССБ, изучалось в АзНИИ ДН [57, 69]. Определялось влияние температуры от 20 до 180° С на водоотдачу; от 25 до 160° С — на статическое напряжение сдвига и структурную вязкость растворов из карачухурской глины на пресной и морской воде, содержащих различное количество реагента из ССБ (рис. 27, табл. 26, 27).

Результаты исследования показали, что с повышением температуры в указанных пределах наблюдается рост

водоотдачи, который после 150°C делает резкий скачок, связанный, видимо, с дегенерацией реагента.

Структурная вязкость растворов, содержащих ССБ, склонна к снижению с повышением температуры до 160°C , при этом статическое напряжение сдвига возрастает.

По литературным данным [58], процесс роста статического напряжения сдвига растворов, обработанных ССБ с NaOH , при повышении температуры до 180°C такой же,

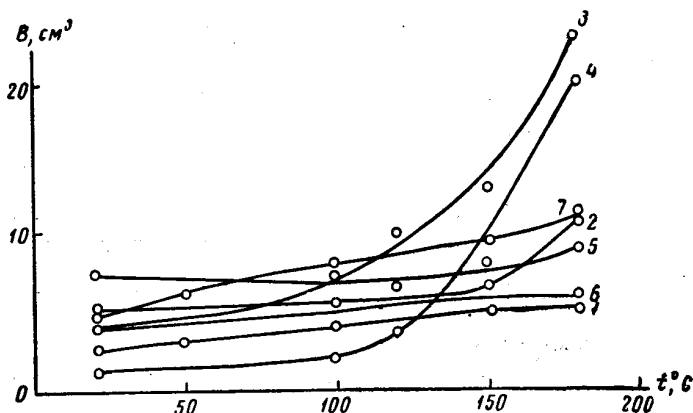


Рис. 27.

1 — раствор, обработанный УЩР; 2 — то же ССБ с NaOH ; 3 — то же КМЦ; 4 — сульфитно-солевой раствор; 5 и 6 — известковая обработка; 7 — раствор, обработанный КССБ.

как и у растворов, обработанных УЩР, и зависит от водоотдачи и pH растворов. У растворов, характеризующихся водоотдачей $< 15 \text{ см}^3$ и $\text{pH} \geq 9,5$, и у утяжеленных растворов независимо от величины pH и водоотдачи рост статического напряжения имеет необратимый характер (табл. 28).

Были исследованы сульфитно-солевые растворы, содержащие ССБ в виде кальциевых лигносульфонатов и поваренную соль. При этом установили, что при повышении температуры от 20 до 180°C водоотдача этих растворов растет (рис. 26, кривая 4), причем до 120°C рост водоотдачи сравнительно небольшой и связан, видимо, с процессами десорбции стабилизатора. После 120°C наблюдался резкий скачок водоотдачи, связанный с изменением

Таблица 26

Наименование	Вода	Вязкость по СПВ-5, сек	Наименование реагента	Количество реагента, %	Статическое напряжение сдвига (мГ/см^2) при температуре в $^{\circ}\text{C}$							
					25	50	70	90	100	120	140	160
Карачухурская	Морская	30	Из ССБ	5	68	72	98	121	145	180	251	309
»	»	30	То же	10	18	20	70	94	137	176	295	432
»	»	30	»	20	17	21	68	98	122	211	319	510
»	Пресная	30	»	5	101	162	321	516	590	416	256	286
»	»	30	»	10	67	111	170	271	354	542	201	192
»	»	30	»	20	15	17	111	187	382	401	304	213

Таблица 27

Наименование глины	Вода	Вязкость по СПВ-5, сек	Наименование реагента	Количество реагента, %	Структурная вязкость (спз) при температуре в $^{\circ}\text{C}$							
					25	50	70	90	100	120	140	160
Карачухурская	Морская	30	Из ССБ	5	24,2	27,0	32,1	38,4	36,5	24,9	18,3	19,0
»	»	30	То же	10	34,9	35,4	32,0	34,4	31,3	21,6	20,2	18,6
»	»	30	»	20	30,5	33,4	35,0	—	—	30,8	28,4	14,0
»	Пресная	30	»	5	50	48,5	49,0	—	51,5	50,6	25,3	20,0
»	»	30	»	10	35,5	26,8	29,4	35,1	28,8	—	27,4	23,0
»	»	30	»	20	30,5	30,8	34,0	—	28,2	33,3	15,7	8,0

Таблица 28

Наименование глини- стого раствора и хими- ческого реагента	Водо- отдача, см ³	рН	Статическое напряжение сдвига (мГ/см ²) при температуре в °С						
			20	50	70	100	120	150	180
Из карачухурской гли- ны, обработанный ССБ с NaOH	4,5	10,93	11,9	4,76	2,38	2,38	26,2	>429	>429
То же при охлаждении от 180 до 20°С	—	—	>429	>429	>429	>429	>429	>429	>429
Из карачухурской гли- ны, обработанный ССБ с NaOH, утяжеленный до 1,75 г/см ³	7	10,4	122	159	239	390	>429	>429	>429
То же при охлаждении от 180 до 20°С	—	—	>429	>429	>429	>429	>429	>429	>429
Из карачухурской гли- ны, обработанный ССБ и NaCl	7,5	6,52	28	31	50	—	100	154	320
То же при охлаждении от 180 до 20°С	—	—	31	—	53	—	106	106	320
Из карачухурской гли- ны, обработанный ССБ и NaCl и утяжелен- ный	1,0	7,80	117,8	155,5	174	306	>470	>470	>470
То же при охлаждении от 180 до 20°С	—	—	>470	>470	>470	>470	>470	>470	>470

физико-химического состояния и поверхностной активности кальциевых лигносульфонатов.

Статическое напряжение сдвига сульфитно-солевых растворов с повышением температуры до 180°C растет (табл. 27) и для утяжеленных растворов изменяется необратимо [58].

Термостатирование при 180°C сульфитно-щелочного реагента 30% (1 : 0,2) и кальциевых лигносульфонатов показало, что первый терял свойства понизителя вязкости при добавлении его к глинистому раствору, а вторые образовывали термополимер, не растворимый в воде [65].

Совершенно по-другому реагировала при высокой температуре конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ), предложенная ГрозНИИ [70] и представляющая собой продукт конденсации лигносульфонатов с фенолом и формальдегидом в присутствии серной кислоты.

Проведенное исследование изменения водоотдачи растворов из карачухурской и локбатанской глин на морской воде, обработанных КССБ, с повышением температуры от 25 до 180°C показало (рис. 26, кривая 7), что наблюдаемый рост водоотдачи с повышением температуры не связан с гидролизом или термополимеризацией реагента, так как кривая имеет пологий характер. Однако процессы десорбции КССБ по сравнению с УЩР идут глубже, так как абсолютное значение водоотдачи при 180°C раствора с такой же исходной водоотдачей, как и обработанного УЩР, примерно в 2 раза больше.

Термостатирование растворов при 180°C , содержащих 7,5% КССБ, показало необратимый, правда, незначительный, рост водоотдачи. Таким образом, КССБ в отличие от ССБ можно рассматривать как реагент-стабилизатор глинистых растворов при бурении скважин с забойной температурой порядка 180°C .

Растворы, обработанные УЩР в сочетании с другими реагентами

При бурении скважин с использованием растворов, обработанных углещелочным реагентом, для поддержания необходимых параметров часто применяют понизители вязкости, реагенты, повышающие устойчивость растворов к солям-коагуляторам, а также добавки, улучшающие смазывающие свойства.

Исследование при высоких температурах глинистых растворов, содержащих УЩР и указанные реагенты, позволило выявить возможность применения этих растворов для бурения глубоких скважин.

В случае применения в качестве понизителя вязкости ССБ с повышением температуры наблюдался более значительный рост водоотдачи, чем у растворов, обработанных только УЩР (рис. 28). Однако резкого скачка водоотдачи при температуре выше 120°C , как у растворов, содержащих только ССБ, не отмечалось.

При термостатировании раствора, обработанного УЩР, содержащего 5% реагента из ССБ, установили, что после воздействия температуры приблизительно 180°C эти растворы несколько улучшают свои вязкостные свойства при незначительном увеличении водоотдачи (табл. 29).

При определении водоотдачи растворов при температуре от 25 до 180°C , содержащих в качестве понизителя

вязкости нитролигнин, установили, что водоотдача этого раствора растет почти так же, как и у растворов, обработанных УЩР (рис. 27). Концентрация нитролигнина в растворе составляла 0,5%, реагент применяли в виде 5%-ного водного раствора с отношением щелочи 1 : 0,2.

В результате термостатирования этого раствора при 180°C было установлено, что вязкость по СПВ-5 и статическое напряжение сдвига снижаются, а водоотдача незначительно увеличивается (табл. 28).

При повышенной температуре исследовали и растворы, содержавшие синтан марки ПЛ [71]. Так как синтан марки ПЛ в количестве 30% является понизителем не только вязкости, но и водоотдачи глинистых растворов, то исследовали растворы, стабилизированные этими реагентами. Было установлено, что статическое напряжение сдвига (табл. 30) и водоотдача (рис. 29) растворов, содер-

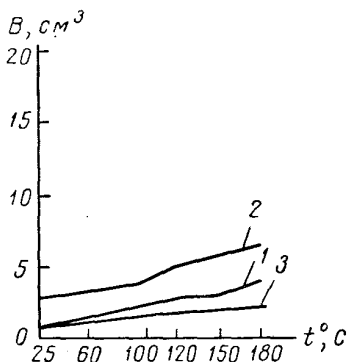


Рис. 28.

1 — УЩР 13% (1 : 0,2); ССБ 30% (1 : 0,2); 2 — УЩР 13% (1 : 0,2); лигнин 5% (1 : 0,2); 3 — УЩР 13%.

Таблица 29

Наименование раствора	Реагент	Показатели глинистого раствора				
		вязкость по СПВ-5, сек	удельный вес, г/см ³	статическое напряжение сдвига, мГ/см ²	водоотдача, см ³	толщина корки, мм
Из карачухурской глины на морской воде . . .	УЩР 13% (1:0,2), лигнин 5% (1:0,2)	37	1,18	39—56	4,5	1,5
То же после термообработки при 180° С	То же	34	1,18	26—39	5,0	1,5
Из карачухурской глины на морской воде . . .	УЩР 13% (1:0,2), ССБ 30% (1:0,2)	38	1,18	35—95	3,0	1,0
То же после термообработки при 180° С	То же	31	1,18	24—52	3,5	1,0

П р и м е ч а н и е. Отстой и стабильность во всех случаях равнялись нулю.

Таблица 30

Наименование раствора	Статическое напряжение сдвига (мГ/см ²) при температуре в °С			
	25	50	70	85
Из карачухурской глины, обработанный синтаном ПЛ 30%, утяжеленный	153	178	441	565
То же, обработанный синтаном марки ПЛ 30% (1:0,1)	138	155	253	441
То же, обработанный синтаном марки ПЛ 30% (1:0,2)	103	144	236	378
То же, обработанный синтаном марки ПЛ 30% (1:0,3)	103	158	354	455

жащих синтан марки ПЛ, с ростом температуры увеличиваются, причем степень увеличения их зависит от концентрации NaOH в реагенте.

Термостатирование 30%-ного водного и щелочного растворов синтана, проведенное в АзНИИ ДН [65], показало, что водный раствор синтана без щелочи после прогрева при 180°C загустевал вплоть до образования твердой массы, а у щелочного реагента хотя загустевание шло менее интенсивно (вязкость по СПВ-5 повышалась с 25 до 118 сек), однако активность его как понизителя вязкости снижалась.

Термообработка растворов, содержащих в качестве понизителя вязкости синтан марки ПЛ различных концентраций, проведенная указанными выше авторами, позволила установить, что при высоких концентрациях реагента-понизителя вязкости наблюдается необратимое повышение водоотдачи (табл. 31).

Относительно термостойким оказался раствор ($\text{pH} = 11$, $V = 8 \text{ см}^3$), содержащий реагент из синтана 5%-ной концентрации. У этого раствора после термообработки при 180°C вязкость по СПВ-5 снижалась с 43 до 27 сек, а водоотдача увеличивалась на $2,5 \text{ см}^3$ при почти неизменном статическом напряжении сдвига.

Термической обработке подвергались растительные понизители вязкости, полученные из танидосодержащих — кермека, скумпии и сумаха, а также глинистые растворы, содержащие эти реагенты.

Было установлено, что разжижающая способность реагентов из кермека после выдерживания в автоклавах при 180°C несколько повышается, а из сумаха-скумпии почти не меняется (табл. 32). Некоторое увеличение концентрации NaOH в реагентах из скумпии-сумаха способ-

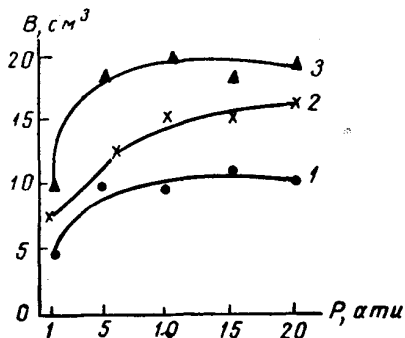


Рис. 29. Влияние температуры и давления на водоотдачу глинистого раствора, обработанного синтаном.

1 — при $t = 25^{\circ}\text{C}$; 2 — при $t = 50^{\circ}\text{C}$; 3 — при $t = 85^{\circ}\text{C}$.

Наименование раствора	Наименование реагента-понижителя вязкости	Показатели глинистого раствора						
		вязкость по СПВ-5, ссг	удельный вес, г/см ³	статическое напряжение сдвига *, мГ/см ²	водоотдача, см ³	толщина корки, мм	суточный отстой, %	стабильность
Из карачухурской глины, обработанный УЩР, рН=9,0	Синтан 30%	52	1,24	98—121	8,5	2,0	0,5	0,00
То же, после термообработки при 180° С	»	43	1,24	69—92	24,5	5,0	0,0	0,00
Из карачухурской глины, обработанный УЩР, рН=9,0	Синтан 5%	52	1,16	135—144	18,0	4,5	0,0	0,00
То же, после термообработки при 180° С	»	38	1,16	66—91	28,0	6,0	0,0	0,00
Из карачухурской глины, обработанный УЩР, рН=10	Синтан 30%	49	1,17	66—81	7,0	2,0	0,0	0,01
То же, после термообработки при 180° С	»	77	1,17	101—127	17,5	4,0	0,0	0,00
Из карачухурской глины, обработанный УЩР, рН=10	Синтан 5%	41	1,21	95—130	15,0	4,0	0,0	0,00
То же, после термообработки при 180° С	»	34	1,21	98—145	19,5	4,5	0,0	0,00
Из карачухурской глины, обработанный УЩР, рН=11	Синтан 30%	51	1,19	43—69	8,5	2,5	0,0	0,00
То же, после термообработки при 180° С	»	41	1,19	49—86	16,0	3,0	0,0	0,01
Из карачухурской глины, обработанный УЩР, рН=11	Синтан 5%	43	1,17	60—104	8,0	2,5	0,0	0,00
То же, после термообработки при 180° С	»	27	1,17	66—110	10,5	2,5	0,0	0,00

* Здесь и далее СНС дается через 1 и 10 мин.

Таблица 32

Наименование глинистого раствора	В раствор добавлено			Показатели глинистого раствора				
	понижитель вязкости и его рецептура	характеристика реагента	количес- тво, %	удельный вес, г/см ³	вязкость, сС	статиче- ское на- пряжение сдвига, мГ/см ²	водотда- ча, см ³	толщина корки, мм
Обработанный УЩР, утяжеленный	—	—	—	2,08	228	>200—>200	4,0	2,0
То же	Из скумпии-су- маха 3% (1:0,7)	Непрогретый	5	2,04	75	165—>200	5,0	2,5
»	То же	Выдержан при 180° С	5	2,04	96	180—>200	5,0	2,0
»	Из скумпии-су- маха 3% (1:1)	Непрогретый	5	2,04	79	170—>200	4,5	2,0
»	То же	Выдержан при 180° С	5	2,04	82	175—>200	4,5	2,0
Обработанный УЩР, утяжеленный	—	—	—	1,87	240	181—>200	6,0	2,0
То же	Из кермека 3% (1:0,7)	Непрогретый	5	1,83	85	148—>200	5,5	2,6
»	То же	Выдержан при 180° С	5	1,83	65	142—>200	4,5	2,0
»	Из кермека 3% (1:1)	Непрогретый	5	1,83	94	138—>200	5,0	2,5
»	То же	Выдержан при 180° С	5	1,83	79	137—>200	4,5	2,0

ствуется сохранению их активности после температурного воздействия.

Термостатирование глинистых растворов, содержащих растительные понизители вязкости, проводили при 120, 150 и 180° С. Концентрация понизителя вязкости в растворах составляла 10 и 20%. Результаты испытаний приведены в табл. 33, из которой видно, что после термостатирования при 120° С свойства растворов, содержащих реагенты из скумпии-сумаха, улучшаются, действие более высоких температур (150—180° С) не влияет на вязкость, но приводит к некоторому увеличению статического напряжения сдвига и водоотдачи.

Таблица 33

Наименование раствора	Условия термостатирования	Показатели глинистого раствора				
		вязкость, сек	удельный вес, г/см ³	статическое напряжение сдвига, мГ/см ²	водоотдача, см ³	толщина корки, мм
Обработанный УЩР и содержащий 10% реагента из скумпии-сумаха	—	59	1,20	40—174	3,0	0,5
То же	150° С, 4ч	30	1,20	78—170	3,0	0,5
»	180° С, 4ч	61	1,20	143—>200	4,0	1,0
Обработанный УЩР и содержащий 20% реагента из скумпии-сумаха	—	32	1,20	13—69	3,5	1,0
То же	180° С, 4ч	36	1,20	59—>200	4,5	1,5
Обработанный УЩР и содержащий 10% реагента из кермека	—	59	1,20	40—174	3,0	0,5
То же	150° С, 6ч	30	1,20	0—0	3,0	0,5
Обработанный УЩР и содержащий 20% реагента из кермека	—	60	1,20	50—139	3,0	0,5
То же	150° С, 4ч	32	1,20	0—29	3,0	0,5
»	180° С, 4ч	28	1,20	1—32	3,0	0,5

Термостатирование при 150 и 180° С глинистых растворов, содержащих до 20% понизителя вязкости из кермека, приводит к значительному снижению (почти

Наименование раствора	Добавки		Показатели глинистого раствора				
	наименование	количество, %	вязкость по СПВ-5, сек	удельный вес, г/см ³	статическое напряжение сдвига, мГ/см ²	водоотдача, см ³	толщина корки, мм
Из карачухурской глины, обработанный УЩР	—	—	45	1,22	3—20	3,0	1,0
То же, после термообработки при 150° С . .	—	—	22	1,22	0—14	2,5	0,5
Из карачухурской глины, обработанный УЩР, с добавкой графита	Серебристый графит	0,5	45	1,22	3—31	3,0	1,0
То же, после термообработки при 150° С	То же	0,5	21	1,22	0—11	1,5	0,3
Из карачухурской глины, обработанный УЩР, с добавкой графита	»	1,0	51	1,22	5—40	3,0	1,0
То же, после термообработки при 150° С	»	1,0	22	1,22	0—9	1,5	0,5
Из карачухурской глины, обработанный УЩР, с добавкой нефти	Нефть	5,0	60	1,20	3—26	2,5	1,0
То же, после термообработки при 150° С . .	»	5,0	24	1,20	0—11	2,0	0,3
Из карачухурской глины, обработанный УЩР, с добавкой нефти	»	10,0	115	1,18	8—43	2,5	0,5
То же, после термообработки при 150° С	»	10,0	24	1,18	0—8	2,0	0,3
Из карачухурской глины, обработанный УЩР, с добавкой сульфанола	3%-ный водный раствор сульфанола	3,0	65	1,20	3—31	3,0	0,5

Наименование раствора	Добавки		Показатели глинистого раствора				
	наименование	количество, %	вязкость по СПВ-5, ссг	удельный вес, г/см ³	статическое напряжение сдвига, мГ/см ²	водоотдача, см ³	толщина корки, мм
Из карахурской глины, обработанный УЩР, с добавкой сульфанола, после термообработки при 150° С	3%-ный водный раствор сульфанола	3,0	27	1,20	0—7	2,0	1,0
Из карахурской глины, обработанный УЩР, с добавкой сульфанола	2%-ный водный раствор сульфанола	3,0	67	1,20	6—26	3,0	1,0
То же, после термообработки при 150° С	То же	3,0	25	1,20	0—6	2,0	0,5

в 2 раза) вязкости и статического напряжения сдвига при неизменной величине водоотдачи.

Положительное действие высоких температур на глинистые растворы, содержащие таннатные понизители вязкости, объясняется, по-видимому, тем, что с повышением температуры возрастает скорость поглощения таннатов твердыми поверхностями, на что указано в литературе [72].

Из приведенного материала по влиянию высоких температур на свойства понизителей вязкости видно, что растительные понизители вязкости более устойчивы, чем синтетические, в частности, синтан марки ПЛ.

Выше указывалось, что для улучшения смазочных свойств глинистых растворов используют добавки графита, нефти, а в Азербайджане, в районах, где приме-

няется морская вода, сульфенол. Эти реагенты добавляют в основном к растворам, обработанным углещелочным реагентом.

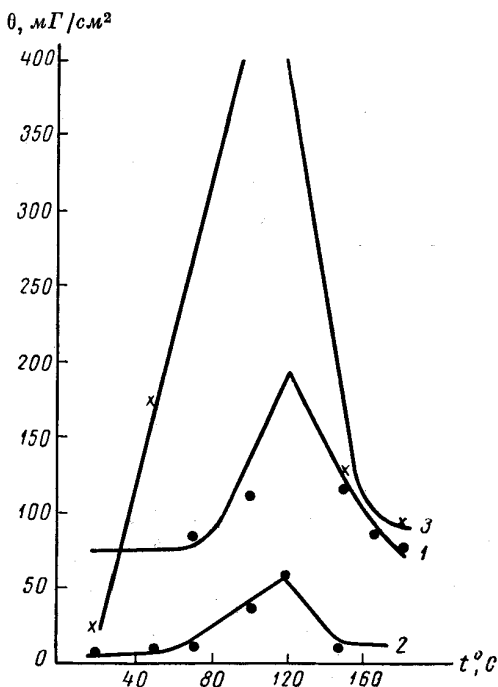
Термостатирование при 180°C растворов, содержащих графит, сульфенол и нефть, показало, что эти добавки после температурного воздействия не ухудшают свойств стабилизатора (углещелочного реагента), так как отмечается присущее для растворов, содержащих УЩР, снижение вязкости, статического напряжения сдвига и водоотдачи (табл. 34).

Глинистые растворы, обработанные КМЦ

КМЦ, или, как ее еще называют, целлюлозо-гликолевая кислота, получается в результате взаимодействия целлюлозы с монохлоруксусной кислотой в среде спиртового раствора щелочи. КМЦ относится к стабилизаторам глинистых растворов с большим содержанием (до 10%) солей.

Рис. 30. Глинистые растворы из карачухурской глины на морской воде, обработанные КМЦ.

1 — $\text{pH} = 7,34$; $B = 13,5 \text{ см}^3$; 2 — $\text{pH} = 7,32$; $B = 1,5 \text{ см}^3$; 3 — $\text{pH} = 7,6$; $B = 5,5 \text{ см}^3$.



При испытаниях, проведенных в АзНИИ ДН [58, 65, 69], глинистых растворов, содержащих КМЦ, при высоких температурах был установлен температурный предел применения этого реагента. С повышением температуры от 20 до 120° С наблюдался рост водоотдачи глинистых растворов, содержащих КМЦ (рис. 26), причем до 120° С характер увеличения водоотдачи может быть объяснен процессами десорбции реагента и дегидратации глинистых частиц. После 120° С наблюдалось резкое повышение водоотдачи, которое может быть обусловлено потерей поверхностной активности стабилизатора.

Под действием температуры приблизительно 120° С натровая КМЦ полностью гидролизовалась, теряя свойства коллоидного раствора. Реагент из КМЦ 10%-ной концентрации после прогрева при 150° С превращался в бесструктурную жидкость с вязкостью по воронке 15 сек.

Определение статического напряжения сдвига растворов, содержащих КМЦ, показало, что до 120° С статическое напряжение сдвига растет, а затем при дальнейшем увеличении температуры снижается (рис. 30).

Таблица 35

Наименование раствора	Количество КМЦ, %	Показатели глинистых растворов						
		вязкость, сек	удельный вес, г/см ³	статическое напряжение сдвига, мГ/см ²	водоотдача, см ³	корка, мм	суточный отстой, %	стабильность, г/см ³
Из карачухурской глины на морской воде, обработанный КМЦ	3,0	27	1,22	1—3	4	0,5	0,0	0,02
То же, после термообработки при 180° С	—	21	1,22	32—39	33,0	5,5	0,5	0,00
Из карачухурской глины на морской воде, обработанный КМЦ	1,7	51	1,22	2—17,8	3,0	0,5	0,0	0,00
То же, после термообработки при 120° С	—	32	1,22	17,8	2,8	1,0	0,0	0,01

Термостатирование растворов, стабилизированных КМЦ, при 180° С приводит к резкому увеличению водоотдачи, связанному с гидролизом реагента.

После прогрева при 120° С раствор сохраняет свои рабочие качества (табл. 35) и может, видимо, использоваться при бурении скважин с забойными температурами, не превышающими указанную.

Известковые глинистые растворы

Известковыми глинистыми растворами называются химически обработанные растворы, содержащие, кроме реагентов-стабилизаторов и понизителей вязкости известь $\text{Ca}(\text{OH})_2$ в виде пушонки или известкового молока.

Известкование глинистых растворов широко применяется при бурении в набухающих и обваливающихся глинах, а также при необходимости поддержания высокого удельного веса как меры борьбы с повышением вязкости утяжеленного раствора.

При бурении глубоких скважин за рубежом [73] было отмечено, что известковые растворы с $\text{pH} = 12$ и выше затвердевают при забойной температуре выше 135° С. При изучении этого явления было установлено, что затвердевание зависит от количества и природы твердой фазы и химической обработки раствора. Рентгеновский анализ прогретых известковых растворов показал, что твердая масса представляет собой продукт взаимодействия глины, окиси кремния и оснований NaOH и $(\text{CaOH})_2$.

Загустевание растворов замедляется в присутствии таких реагентов, как УЩР, лигносульфонат кальция и квебрахо. Уменьшение концентрации каустика и извести, т. е. приготовление малоизвестковых глинистых растворов, обеспечивает получение систем, не загустевающих при высоких температурах [74].

При высоких температурах исследованы широко применяемые в Азербайджане малоизвестковые растворы с $\text{pH} = 10,5 \div 11$, содержание извести в которых не превышает 0,5%. Рецептура этих растворов разработана в АзНИИ ДН [75], согласно которой в обработанные УЩР растворы вводится 0,1—0,3% (по весу от объема) извести, 0,2—0,5% NaOH (жидкой) удельного веса 1,45—1,48 и 1—3% ССБ удельного веса 1,26.

В табл. 36 приведены результаты определения водоотдачи при температуре от 25 до 180° С известковых рас-

Таблица 36

Наименование раствора	Показатели глинистого раствора						Водоотдача (мл) при давлении 20 ат и температуре в °С					
	вязкость по СПВ-5, сек	удельный вес, г/см ³	статическое напряжение сдвига, мГ/см ²	водоотдача, см ³	толщина корки, мм	стабильность, г/см ³	25	60	100	120	150	180
Известковый из карачухурской глины на морской воде . .	33	1,22	10—25	4,5	2,0	0,01	5,0	6,0	6,7	7,0	9,0	10,0
То же	35	1,25	12—38	5,5	2,5	0,00	7,0	—	7,0	—	9,0	9,5
»	65	1,24	26—91	5,0	2,5	0,01	5,0	—	—	6,5	—	6,0
Известковый из локбатанской глины на морской воде . .	51	1,29	15—27	6,0	3,0	0,01	7,5	—	7,0	8,0	8,0	9,0
То же	52	1,29	12—61	4,0	2,0	0,01	5,0	—	6,0	8,0	—	—
Известковый после трехкрат- ной обработки из локбатан- ской глины на морской воде	55	1,30	36—103	3,5	2,0	0,00	4,0	—	—	5,0	6,0	6,0
То же, утяжеленный	57	1,80	89—200	2,5	2,0	—	2,5	—	—	4,0	5,0	5,5
Известковый после четырех- кратной обработки из кара- чухурской глины на морской воде	33	1,23	26—63	4,0	2,5	—	4,0	5,0	—	4,0	5,0	4,0

Примечание. Во всех случаях отстой равен нулю.

Таблица 37

Наименование раствора	Показатели глинистого раствора					Статическое напряжение сдвига (мГ/см^2) при температуре в $^{\circ}\text{C}$						
	вязкость по СПВ-5, сек	удельный вес, г/см^3	водоотдача, мл	толщина корки, мм	pH	25	50	70	100	120	150	180
Известковый раствор из лок-батанской глины на морской воде	55	1,30	2,5	2,0	11,0	9,5	14,1	14,1	18,6	22,0	47,0	89,52
То же, утяжеленный	57	1,80	2,0	2,0	10,6	32,8	42,3	117,0	141,0	159,8	202,1	—
Известковый раствор из карачухурской глины на морской воде	60	1,27	4,0	3,0	—	2,38	14,1	—	17,1	19,5	33,0	59,5
То же	43	1,24	5,0	2,5	10,8	14,1	18,6	—	37,6	77,0	155,0	166,0
»	35	1,23	3,5	2,0	11,34	9,4	9,4	9,4	—	14,0	120,0	—

Наименование раствора	Показатели глинистого раствора					
	вязкость, <i>сек</i>	удельный вес, <i>г/см³</i>	статическое напряжение сдвига, <i>мГ/см²</i>	водоотдача, <i>см³</i>	толщина корки, <i>мм</i>	стабильность, <i>г/см³</i>
Известковый глинистый раствор из локбатанской глины	52	1,29	12—61	4,0	2,0	—
То же, после термообработки при 180° С	33	1,29	17—66	6,0	3,0	—
Известковый глинистый раствор из карачухурской глины	65	1,22	26—91	5,0	2,5	0,01
То же, после термообработки	59	1,22	17—52	6,5	3,5	0,01

Примечание. Во всех случаях отстой равен нулю.

творов из локбатанской и карачухурской глин неутяжеленных и утяжеленных после одно-, трех- и четырехкратного известкования. Из данных табл. 35 видно, что с повышением температуры в указанных пределах у многократно обработанных неутяжеленных растворов водоотдача увеличивается на 1,5—2 *см³*, а у утяжеленных — на 3 *см³*.

Характер зависимости изменения водоотдачи с повышением температуры у известковых растворов указанной рецептуры почти не отличается от растворов, обработанных УЩР (см. рис. 27, кривые 5, 6).

В табл. 37 приведены результаты определения статического напряжения сдвига известковых растворов при температуре от 25 до 180° С [58].

Повышение температуры вызывает рост статического напряжения сдвига, связанный с образованием коагуляционных структур, возникающих в результате действия Ван-дер-Ваальсовых сил, а не химического взаимодействия компонентов. Последнее подтверждается термостатированием известковых растворов: статическое напря-

жение сдвига и остальные параметры исходных и термообработанных растворов отличаются незначительно (табл. 38), это указывает на обратимый характер протекающих при высоких температурах процессов.

Проведенные при высоких температурах исследования известковых растворов указанного выше состава позволяют отнести их к достаточно термостойким, практически мало изменяющимся при температуре 180° С.

Растворы на нефтяной основе

Растворы на нефтяной основе представляют собой сложную коллоидно-химическую систему, дисперсионной средой которой является нефть или ее соляровые фракции. Дисперсной фазой растворов на нефтяной основе служат в основном битумы специальных марок, а также различные стабилизаторы и структурообразователи.

К растворам на нефтяной основе предъявляется целый ряд требований, основные из них следующие: нулевая фильтрация, достаточная несущая способность, обеспечивающая удержание утяжелителя и выбуренной породы во взвешенном состоянии, малая чувствительность к химическому воздействию выбуренной породы, регулируемые свойства применительно к различным условиям бурения.

В СССР растворы на нефтяной основе разработаны сотрудниками ВНИИ БТ и МИНХ и ГП имени И. М. Губкина [76].

Дисперсионной средой этих растворов служит дизельное топливо с высоким содержанием парафинов, что обеспечивает образование структуры без ввода специальных реагентов-структурообразователей. Твердым компонентом предложенных растворов является высокоокисленный битум с температурой размягчения 140—160° С.

Вязкостные свойства растворов на нефтяной основе при повышенной до 100° С температуре изучали Н. М. Касьянов и Л. К. Мухин [77]. Работу проводили на ротационном вискозиметре конструкции А. А. Трапезникова. Исследовались растворы битума в дизельном топливе без добавок и с добавками извести и мыл. На рис. 31 представлены кривые изменения η и τ_0 всех исследованных растворов с повышением температуры до 90° С.

Установлено, что структурная вязкость и динамическое напряжение сдвига растворов на нефтяной основе

уменьшаются с повышением температуры, причем характер изменения τ_0 зависит от структурообразующих и стабилизирующих добавок.

Нами определялась фильтрация раствора на нефтяной основе при температуре до 150°C , а также производилось термостатирование и определение вязкости до и после прогрева.

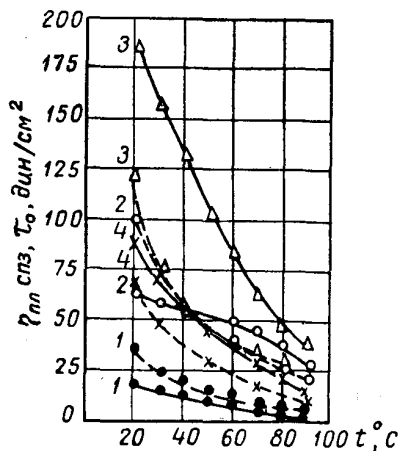


Рис. 31.

1 — 15 %-ный раствор битума; 2 — раствор с добавкой извести; 3, 4 — растворы с мылами.

Был исследован раствор, приготовленный из заводского концентрата и дизельного топлива, имевший при нормальных условиях нулевую фильтрацию.

С повышением температуры до 150°C фильтрация этого раствора возросла от нуля до $17,5\text{ см}^3$.

После термостатирования при 150°C наблюдалось незначительное увеличение фильтрации (до 1 см^3), но было отмечено резкое снижение вязкости раствора по СПВ-5.

Приведенными данными по существу ограничиваются известные исследования растворов на нефтяной основе при высоких температурах. Для конкретных выводов этих данных явно недостаточно, и требуются дальнейшие исследования, тем более, что растворы на нефтяной основе имеют большое практическое значение как для бурения в осложненных условиях, так и для вскрытия продуктивных пластов.

Растворы, применяемые за рубежом

Ниже приводятся некоторые данные о термостойкости реагентов и промывочных жидкостей, применяющихся за рубежом. В. Ф. Роджерс [54] исследовал термостойкость при 138°C реагента из квебрахо с содержанием каустика 1:1. Для сравнения активности прогретого и непрогретого реагентов он обрабатывал один и тот же

раствор. Было установлено, что прогретый при 138°C реагент вызывал большее снижение вязкости и СНС обрабатывавшегося раствора, чем реагент, не подвергавшийся термообработке.

В. Ф. Роджерс приводит данные Крафта о влиянии нагревания от $21,5$ до 121°C на водоотдачу растворов, обработанных смолами и крахмалами. Водоотдачу определяли на фильтр-прессе фирмы Бароид.

У раствора, содержащего смолу карайя, в исследованных интервалах температур максимальный рост водоотдачи наблюдается при $76,5^{\circ}\text{C}$, а у раствора с желатинизированным в лаборатории крахмалом — при $66,5^{\circ}\text{C}$. Водоотдача растворов со смолой гатти и промышленным крахмалом с ростом температуры до 121°C изменяется незначительно. При более высоких температурах, по данным других исследователей [73], наблюдается разложение крахмала на декстрин и другие соединения, не снижающие водоотдачу растворов.

В зарубежной литературе [54] имеются также данные исследований влияния высокой температуры на водоотдачу известковых растворов, содержащих КМЦ, крахмал и акрилонитрил. В табл. 39 приведены результаты определения водоотдачи этих растворов до и после термостатирования при $140,5^{\circ}\text{C}$, из которой видно, что наименьший рост водоотдачи оказался у растворов, содержащих акрилонитрил.

Таблица 39

Реагент-понижитель водоотдачи	Добавлено реагента в раствор, %	Водоотдача, см^3	
		до нагрева	после нагрева до $140,5^{\circ}\text{C}$ в течение 90 ч
Крахмал	1,42	5,6	33,5
КМЦ	0,85	6,3	22,7
Акрилонитрил . . .	0,85	7,1	16,7

Для приготовления термостойких глинистых растворов за рубежом используют полиакрилаты, феррохромлигносульфонаты (ФХЛС) и в последнее время УЩР вместе с неионогенными поверхностно-активными веществами (ПАВ) [76]. Последние представляют собой соединения

типа оксигетилированных фенолов, стойких к действию высоких температур.

В табл. 40 приведены данные, характеризующие растворы с полиакрилатами и УЩР при высоких температурах.

Необходимо отметить, что для бурения глубоких скважин применяют растворы, непременно содержащие соли Na или Ca. Например, при бурении в условиях забойной температуры до 190°С применяют растворы, обработанные ФХЛС и содержащие гипс.

Полиакрилатовые понизители водоотдачи рекомендуются при 150°С для растворов, содержащих хлористый кальций.

Таблица 40

Реагент	Содержание в растворе, кг/м ³	Водоотдача после 16-часового перемешивания при 66°С, см ³	Водоотдача после 16-часового выдерживания при 204°С, см ³	Водоотдача при 204°С и 35 ат, см ³
Полиакрилаты . . .	4,26	4,0	5,9	80
УЩР	28,4	0,8	2,2	24

Термостойкий глинистый раствор с УЩР, помимо ПАВ, содержит NaCl.

Растворы указанного типа, кроме высокой термоустойчивости, обладают большой глиноемкостью и устойчивостью к агрессивному действию солей.

§ 2. Влияние температуры на свойства цементных растворов

Важным фактором, влияющим на схватывание, твердение и образование цементного камня, который должен обеспечить надежное разобщение пластов, является температура.

Пока бурение велось до глубины 2000 м, температура забоя 40—50°С не вызвала затруднений при тампонаже скважин. Однако с ростом глубины, а следовательно,

и забойных температур необходимо учитывать состояние цемента при высокой температуре.

В связи с развитием в районах Азербайджана и Чечено-Ингушетии глубокого бурения в АзНИИ ДН и в ГрозНИИ [78] впервые в Советском Союзе были проведены исследования по определению влияния температуры на физико-механические свойства цемента в пределах до $160\text{--}200^{\circ}\text{C}$. Позднее появились работы и других исследователей.

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ПРОЦЕСС СХВАТЫВАНИЯ

Известно, что с повышением температуры гидролиз основных минералов цементного клинкера происходит быстрее. Гелеобразование и выпадение кристаллов алюмината кальция с повышением температуры происходит интенсивнее, вследствие чего ускоряется процесс формирования цементного камня и в первую очередь схватывания цементного раствора. Исследования в АзНИИ ДН по определению сроков схватывания цементного раствора производили в автоклаве, который заполняли водой и подогревали до 75°C . Затем в автоклав опускали кольцо с цементным раствором, закрытым сверху пластинкой, автоклав закрывали и в течение 40 мин температуру равномерно поднимали до $100\text{--}140^{\circ}\text{C}$ (температура испытания). При данной температуре кольцо с раствором выдерживали в течение предполагаемого времени схватывания, потом автоклав охлаждали сильной струей воды до 95°C и открывали его. Затем определяли начало схватывания аппаратом Вика. Если начало схватывания не обнаруживалось, то опыты повторяли с новой порцией цементного раствора до момента его фиксации. Исследования, проведенные описанным методом, показали, что с повышением температуры до $100\text{--}140^{\circ}\text{C}$ начало схватывания цементных растворов резко уменьшается — примерно с 2 ч 30 мин до 0—20 мин.

Для таких же исследований в ГрозНИИ был сконструирован и испытан автоклав, рассчитанный на проведение опытов при температуре до 200°C [79].

В автоклав помещают стойку с иглами, при помощи которых определяют начало схватывания цементного раствора, находящегося в стандартных формах (кольцах).

Корпус автоклава предварительно прогревают до $90\text{--}95^{\circ}\text{C}$, а затем в него заливают горячую воду (90°C).

Температура испытания (100—200° С) создается и поддерживается электрической печью, надетой на корпус автоклава, и замеряется термометром. По глубине погружения игл (пять штук), определяемой после разборки автоклава, судят о начале и конце схватывания цементного раствора.

Если одного определения начала и конца схватывания цементного раствора недостаточно, опыт повторяют. В табл. 41 приведены результаты влияния температуры на сроки схватывания цементного раствора [80].

Таблица 41

Наименование цемента	Начало схватывания (τ —мин) при температуре в °С				
	100	125	150	175	200
Карадагского завода	2—10	1—43	1—25	0—51	0—37
Новороссийского завода	2—04	1—55	1—39	1—29	0—47

Данные табл. 41 показывают, что с повышением температуры резко сокращаются сроки схватывания цементного раствора. Это объясняется тем, что повышение температуры влечет за собой ускорение химических реакций, происходящих при взаимодействии цемента с водой. Однако ускорение сроков схватывания цементного раствора значительно затрудняет цементирование глубоких скважин, а иногда делает его невозможным при использовании существующих тампонажных цементов.

Дело в том, что время начала схватывания цемента должно быть всегда несколько больше, чем время, необходимое для цементирования, от начала затворения цемента до окончания его продавки. Невыполнение этого условия может вызвать схватывание цемента во время продавки и это поставит под угрозу весь процесс цементирования.

Следовательно, при цементировании глубоких скважин необходимо иметь тампонажный цемент с замедленным началом схватывания при высокой температуре. Последнее достигается применением специальных видов цемента или добавлением к цементу так называемых замедлителей схватывания.

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ПРОЦЕСС ТВЕРДЕНИЯ

Вопрос твердения цементного раствора в условиях высоких температур также очень важен. Известно, что с повышением температуры, как правило, скорость реакций, происходящих между водой и минералами клинкера, возрастает, а период коллоидизации сокращается. Это приводит к более быстрому нарастанию прочности.

Влияние температуры на процесс твердения цемента со временем было исследовано в АзНИИ ДН еще в 1952 г. Испытание проводили на стандартных образцах — восьмерках, которые выдерживали в автоклавах при соответствующей температуре, а затем по истечении срока выдержки испытывали на разрыв.

Таблица 42

Наименование цемента	Температура, °C	Механическая прочность на разрыв ($\kappa\Gamma/\text{см}^2$) при сроках твердения в днях					
		2	14	28	90	180	360
Завода им. Воровского	22	14,7	19,4	21,9	23,4	29,0	26,5
	75	25,5	33,2	30,8	25,9	15,0	16,1
	120	27,1	30,2	27,0	20,6	17,8	12,0
Завода Каспий	22	16,6	22,9	23,7	26,5	25,6	30,1
	75	13,6	24,5	23,5	18,4	17,6	18,4
	120	21,8	15,2	11,8	8,1	8,3	8,4
Новороссийского завода	22	18,2	27,5	18,8	9,3	11,2	18,5
	75	27,5	28,0	25,2	30,0	—	26,5
	120	27,0	25,2	25,1	15,4	13,4	10,0

В табл. 42 приведены полученные результаты. Известно, что твердение и конечная прочность цементного камня находятся в определенной связи со скоростью и степенью гидратации цемента, а последняя зависит от минералогического состава цементного клинкера и температуры. Приведенные данные хорошо подтверждают, что процесс гидратации и твердения, т. е. нарастание прочности цемента при повышении температуры, протекает в более короткий срок (2—14 дней), чем при

нормальной температуре. После достижения максимума прочность неуклонно падает во времени. Интенсивность падения прочности зависит от температуры: чем выше температура среды, в которой происходит твердение цемента, тем интенсивнее падает его прочность.

По данным прочности одного и того же цемента в зависимости от температуры (табл. 40) видно, что при температуре 120°C процесс твердения в основном заканчивается в первые 2—14 дней, после чего прочность падает во все последующие сроки, в то время как при температуре 75°C этот процесс идет не так интенсивно. При температуре 22°C прочность цемента непрерывно растет, но очень медленно. Это объясняется тем, что процесс гидратации и твердения при низкой температуре происходит также очень медленно.

Падение прочности цементного камня во времени под влиянием высокой температуры можно объяснить интенсивностью его выщелачивания, которое вследствие повышения диффузии ускоряется с ростом температуры. Интенсивное выщелачивание цементного камня уменьшает твердую массу образца.

Так, цементные образцы, твердевшие при температуре 120°C , были меньше по весу цементных образцов, твердевших при температуре 75°C , а последние в свою очередь были меньше по весу образцов, твердевших при температуре 22°C в одни и те же сроки. Кроме того, с изменением температуры меняются, несомненно, и условия кристаллообразования минералов, образующих цементный камень, от которых и зависит прочность. Все вместе взятое, вероятно, и приводит к падению прочности.

Таблица 43

Цемент, %	Вода, %	Темпе- ратура, $^{\circ}\text{C}$	Давле- ние, ат	Предел проч- ности образцов двухсуточного хранения, $\text{кг}/\text{см}^2$
100	50	75	1	59
100	50	110	200	45
100	50	140	400	41
100	50	200	700	24

Исследования, проведенные в ГрозНИИ [78], также показали, что механическая прочность цементного камня, образующаяся в условиях высокой температуры, становится тем меньше, чем выше температура окружающей среды и чем больше давление. В табл. 43 приведены полученные данные.

ВЛИЯНИЕ ВОДО-ЦЕМЕНТНОГО ОТНОШЕНИЯ НА ПРОЦЕСС СХВАТЫВАНИЯ И ТВЕРДЕНИЯ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА ПРИ ВЫСОКОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ

При цементировании скважин обычно применяют цементный раствор с 50% воды. Влияние водо-цементного отношения на схватывание и прочность цемента при нормальных условиях изучено достаточно хорошо. При уменьшении водо-цементного отношения сроки схватывания сокращаются, а прочность растет, при его увеличении сроки схватывания замедляются, а прочность уменьшается. Очень часто для повышения прочности цементного камня уменьшают количество воды затворения при цементировании.

Для выяснения возможности повышения прочности цементного камня и торможения падения прочности во времени при высоких температурах за счет уменьшения водо-цементного отношения в АзНИИ ДН были проведены специальные исследования с цементным раствором, приготовленным на морской воде при соотношениях 40 и 50%.

Из данных табл. 44 видно, что с изменением водо-цементного отношения в сторону уменьшения прочность цементного камня во времени падает так же, как у цемента с 50% воды.

Таблица 44

Температура, °С	Водо-цементное отношение, %	Сопротивление на разрыв, кг/см ²				
		при сроках хранения в воде				
		2 дня	14 дней	29 дней	3 месяца	9 месяцев
120	50	27,1	30,2	27,0	20,6	17,8
120	40	43,8	36,0	38,8	28,0	24,8

Исследования, проведенные А. И. Булатовым [81], показали, что сроки схватывания цементного раствора с различными водо-цементными отношениями при повышении температуры изменяются незначительно. При температуре 110°C увеличение воды на 10—20% существенно не изменяет сроки схватывания, а при температуре 75°C то же количество воды позволяет замедлить схватывание на 0,5 ч. При температуре 140°C даже при водо-цементном отношении, равном 100, не удастся получить раствор с временем схватывания более чем 30—50 мин, а кроме того, такое увеличение водо-цементного фактора значительно снижает прочность и повышает пористость цементного камня.

Следовательно, изменением водо-цементного отношения нельзя регулировать процесс схватывания и твердения цементного раствора при высоких температурах.

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА СИЛУ СЦЕПЛЕНИЯ ЦЕМЕНТА С ОБСАДНЫМИ ТРУБАМИ И ПОРОДОЙ

Вопрос о силе сцепления цемента с поверхностью обсадных труб и породы весьма актуален, так как характеризует одну из причин, обеспечивающих качественное цементирование скважин. Ранними работами по этому вопросу являются исследования Р. И. Гроздовской. Позже С. Л. Ланцевичка показала, что с повышением температуры сила сцепления чистого цемента с чистой поверхностью трубы падает при температуре 120°C , а с поверхностью труб, покрытых химически обработанным раствором, растет.

Сила сцепления такого цемента с поверхностью породы, покрытой корочкой из нормального глинистого раствора при температуре $75\text{—}120^{\circ}\text{C}$, незначительна. В случае, если порода покрыта химически обработанным глинистым раствором, сила сцепления цементного камня с породой независимо от температуры равна нулю.

Исследуя влияние температуры на сцепление цементного камня с обсадными трубами, А. И. Булатов [82] пришел к выводу, что сцепление твердеющего цементного раствора со сталью снижается при повышении температуры выше 100°C .

Так, при температуре 110°C и давлении 100 ат при всех сроках испытания (3—96 ч) величина сцепления почти

постоянна и равна 26—29 $\kappa\Gamma/\text{см}^2$. При температуре 140° С и давлении 100 *ат* сцепление значительно падает, находясь в пределах 8 $\kappa\Gamma/\text{см}^2$. С повышением температуры до 200° С сцепление падает еще больше, оставаясь при всех сроках твердения равным 3—6 $\kappa\Gamma/\text{см}^2$.

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

Такой важный фактор, как проницаемость цементного камня, изучен совершенно недостаточно и даже не учитывается в существующем на цемент ГОСТе 1581—42.

Интересные результаты по выявлению влияния температуры на проницаемость цементного камня получил А. И. Булатов [83]. Оказалось, что с повышением температуры до 100° С проницаемость цементного камня интенсивно снижалась. Так, если проницаемость при температуре 22° С была 20 *мдарси*, то повышение температуры до 75° С снижало ее до 0,46 *мдарси*. При повышении температуры свыше 100° С наблюдался рост проницаемости — уже при 110° С она увеличивалась до 1,5 *мдарси*.

Дальнейшее повышение температуры (140—200° С) приводит к такому значительному увеличению проницаемости (65—70 *мдарси*), что в этих условиях цементный камень не может быть хорошим изолирующим материалом. При всем этом важно отметить, что проницаемость при температуре 140° С и давлении 400 *ат* с увеличением срока твердения образцов возрастает.

Кроме того, установлено, что проницаемость цементного камня не находится в прямой зависимости от его прочности при твердении в различных температурных условиях.

Для уменьшения проницаемости рекомендуется в качестве добавки к цементу использовать кварцевый песок или применять для цементирования шлако-песчаный цемент.

ЗАМЕДЛИТЕЛИ СХВАТЫВАНИЯ ЦЕМЕНТНЫХ РАСТВОРОВ

Впервые вопрос о применении замедлителей к тапонажному цементу был поставлен в 1935 г. с развитием разведочного бурения при цементировании скважин глубиной 2500 м и выше с забойной температурой 80° С

и более. В связи с этим в АзНИИ ДН [84] были проведены исследования по выяснению возможности применения различных добавок в качестве замедлителей. Были испытаны такие добавки, как серная кислота и ее соли, а также поверхностно-активные вещества. Наиболее эффективным замедлителем из всех опробованных добавок оказалась ССБ — поверхностно-активное вещество, образующее защитную гидрофобную пленку на поверхности цементной частицы, которая замедляет процесс схватывания, задерживая процессы гидратации и гидролиза.

Для замедления схватывания ССБ применяют в количестве до 1,5 % (в пересчете на сухую) от веса взятого цемента. Применение ССБ может замедлить начало схватывания «горячего» цемента в следующих пределах (табл. 45).

Таблица 45

Вода	Сопротивление на разрыв через 2 дня не менее, кг/см^2	Начало схватывания без ССБ, мин	Начало схватывания в среднем (ч—мин) при добавках ССБ (в пересчете на сухую) в %	
			0,5	1,0
Пресная . . .	20	от 45	1—25	1—30
Морская . . .	20	до 50	1—40	2—25

Количество добавки ССБ зависит от температуры испытания ($100\text{--}140^\circ\text{C}$) и времени замедления (до 1 ч 40 мин — 2 ч 25 мин). Как замедлитель схватывания она широко применяется. Достаточно сказать, что в Азербайджане все глубокие скважины с забойной температурой 100°C и выше заливаются цементом с добавкой ССБ.

Однако ССБ недостаточно стабильна и, кроме того, при добавках ССБ больше 1,0% раствор вспенивается.

В качестве замедлителя АзНИИ ДН и ГрозНИИ [85] была предложена натриевая соль КМЦ. Она достаточно активна, не пенит и замедляет сроки схватывания тем значительнее, чем больше ее содержится в растворе. КМЦ применяется в виде 10%-ного водного раствора (растворяется при температуре $60\text{--}80^\circ\text{C}$). Недостаток ее в том, что при содержании в растворе 2—3% КМЦ цементный раствор сгущается. Добавка же КМЦ в количестве 0,5—0,6% в це-

ментный раствор обеспечивает достаточную подвижность и замедляет сроки схватывания при температуре 140° С и давлении 400 ат до 2 ч 30 мин (табл. 46).

При температуре ниже 100° С добавка КМЦ в количестве 0,5% является сильным замедлителем и увеличивает время начала схватывания до 6—7 ч.

Таким образом, ССБ и КМЦ при высокой температуре дегенерируют и уже при 120—150° С не могут быть активными замедлителями.

Более устойчивым реагентом, способным тормозить процесс схватывания цементного раствора при температуре приблизительно 170—200° С, является виннокаменная кислота (ВК)

$C_2H_2(OH)_2(COOH)_2$, которую использовали в работах ГрозНИИ [86].

Применение в качестве замедлителя «сырого» винного камня (СВК), являющегося отходом пищевой промышленности, дало также положительные результаты (табл. 47). Из данных табл. 47 видно, что СВК — активный замедлитель. Добавка его в количестве 0,5% при температуре 110° С замедляет начало схватывания до 2 ч против 30 мин без добавки.

Таблица 46

КМЦ, %	Сроки схватывания цементного раствора при 140° С и давлении 400 ат, ч — мин	
	начало	конец
0	0—45	1—00
0,1	1—15	1—40
0,2	1—35	2—10
0,3	1—55	2—25
0,4	2—10	3—00
0,5	2—30	3—10

Таблица 47

Сырой винный камень, %	Сроки начала схватывания цементного раствора (ч — мин) при температуре в °С		
	110	140	200
0,0	0—30	0—20	—
0,5	2—00	0—23	—
1,0	14—00	2—35	—
1,5	—	8—00	—
2,0	—	—	0—40
3,0	—	—	2—30

Замедление начала схватывания цементных растворов при температуре 200° С до 2 ч 30 мин можно получить при добавке СВК в количестве 2—3 %.

Необходимо отметить, что механическая прочность цементного камня от добавки СВК не уменьшается, как при добавке КМЦ и ССБ, а даже несколько повышается (с 33,6 до 53,3 кг/см² на изгиб при 110° С).

В зарубежной практике в качестве замедлителей широко применяют отход целлюлозной промышленности — лигнин. Для цементирования скважин глубиной около 6000 м в штате Мексико в результате исследования установлено, что к медленно схватывающему цементу необходимо добавлять бентонит и лигнинный замедлитель (1,5 %). По литературным данным 1957 г., в США в качестве замедлителя схватывания портланд-цемента был разработан и испытан реагент — карбоксилметилгидроэтилцеллюлоза (КЛГЭЦ). Добавка КЛГЭЦ в количестве 0,4 % замедляет скорость схватывания цементов при высокой температуре, это дает возможность цементировать скважины глубиной 5400 м. При этом остальные свойства цементного раствора оказываются вполне удовлетворительными.

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ЦЕМЕНТЫ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР

Как показала практика, обычные тампонажные цементы не могут быть использованы для цементирования глубоких скважин с высокой забойной температурой ввиду того, что в этих условиях они претерпевают большие изменения, ухудшающие их свойства.

Однако в связи с развивающимся бурением на большие глубины для цементирования глубоких скважин требуется цемент, годный для условий высоких температур, т. е. медленно схватывающийся и достаточно прочный. Поэтому совершенно естественно, что исследования в этой области были направлены на получение цемента, устойчивого при высоких температурах.

АзНИИ ДН для получения такого цемента пошел по пути разработки новой рецептуры сырьевой смеси цемента, т. е. подбора минералогического состава цементного клинкера.

Большая экспериментальная работа, проведенная в течение 1951—1955 гг. с цементом Карадагского завода,

показала, что стойкость цемента зависит в основном от минералогического состава и температуры среды твердения. При выборе минералогического состава цемента были учтены результаты ранее проведенных исследований, которые показали, что цементы с высоким содержанием трехкальциевого силиката (C_3S) * быстрее сбрасывают механическую прочность, чем цемент с завышенным содержанием двухкальциевого силиката (C_2S), т. е. белитовый, а малоалюминатные цементы имеют замедленное начало схватывания при температуре 100—120° С.

Данные изменения механической прочности цемента белитового и малоалюминатного от температуры представлены в табл. 48 и 49, из которых видно, что механическая прочность цемента при температуре 120° С снижается менее интенсивно, чем при 160° С.

Таблица 48

Наименование цемента	Водо-цементное отношение, %	Температура испытания, °C	Сроки хранения, дни							
			2	7	28	90	180	270	360	
Белитовый малоалюминатный	Механическая прочность на разрыв, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$ *									
	50	75	11,6	23,8	30,2	30,5	—	30,9	30,5	
	50	120	26,8	35,1	27,5	25,2	23,6	20,3	20,3	
	Механическая прочность на изгиб, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$ **									
	50	160	136,5	186,0	58,5	—	54,0	52,5	37,5	

* Опытными образцами служили стандартные восьмерки.

** Опытными образцами служили балочки размером 1×3.

Ранее проведенные исследования показали, что сохранению механической прочности способствуют кремнеземистые добавки (песок), частично связывающие $\text{Ca}(\text{OH})_2$

* Обозначения взяты из книги Ю. М. Б р у т т. Практикум по технологии вяжущих веществ. Промстройиздат, 1953, где $\text{CaO} \rightarrow \text{C}$; $\text{SiO}_2 \rightarrow \text{S}$; $\text{Al}_2\text{O}_3 \rightarrow \text{A}$; $\text{Fe}_2\text{O}_3 \rightarrow \text{F}$; $\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}$.

Наименование цемента	Водо-цементное отношение, %	Температура испытания, °C	Добавка песка, %	Сроки хранения, дни						
				2	7	28	90	180	270	360
Белитовый мало-алюминатный	Механическая прочность на разрыв, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$									
	50	75	15	12,7	21,9	28,5	—	38,9	—	34,8
	50	120	15	28,5	22,6	26,6	27,6	32,2	—	34,1
	Механическая прочность на изгиб, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$									
	50	160	15	135,0	180,8	182,3	188,3	189,8	156,0	96,0

и ускоряющие процесс гидратации в присутствии наполнителей.

Добавка 15% песка к исследуемому цементу также способствовала повышению механической прочности со временем (табл. 49). Как видно из приведенных данных, наблюдается рост прочности со временем при температуре 120° С. При температуре же 160° С механическая прочность цемента падает после шестимесячного хранения.

Исходя из того, что время замедления процесса взаимодействия цемента с водой в присутствии поверхностно-активных веществ колеблется в широких пределах, было сделано предположение о возможности защитной роли ССБ с целью сохранения механической прочности цемента со временем.

Однако проведенные испытания показали, что ССБ не способствует сохранению механической прочности как чистых цементов различного минералогического состава, так и с добавкой 15% песка при температуре 160° С, и что наиболее резко она падает у цементов с высоким содержанием C_3S при высоком содержании C_3A .

При выяснении влияния температуры на процесс схватывания лучшие результаты в смысле замедления начала схватывания из всех цементов различного минералогического состава получили у цемента, характеризующегося

повышенным содержанием C_2S и малым C_3A . Процесс схватывания раствора из этого цемента еще более замедляется при использовании его с 10—25% тонкомолотого песка при температуре 120° С. При температуре 160° С добавка песка не способствует замедлению срока схватывания цемента. Результаты испытания сведены в табл. 50.

Таблица 50

Наименование цемента	Температура испытания, °С	Добавка песка, %	Водо-цементное отношение, %	Сроки схватывания, ч — мин	
				начало	конец
Белитовый малоалюминатный	120	—	50	1—25	1—30
	120	10	50	2—00	—
	120	15	50	2—10	—
	120	25	50	2—15	—
	160	25	50	0—40	—

Было установлено, что добавка ССБ в количестве 0,5—1,0% при температуре 120° С замедляет начало схватывания цемента, содержащего завышенное количество Ca_2Si и малое количество Ca_3A . Результаты испытания приведены в табл. 51.

Таблица 51

Наименование цемента	Водо-цементное отношение, %	Температура испытания, °С	ССБ, %	Начало схватывания, ч — мин
Белитовый малоалюминатный	50	120	0,5	1—25
	50	120	0,8	1—35
	50	120	1,0	2—35

Таким образом, проведенные лабораторные работы показали, что цемент с завышенным содержанием Ca_2Si (около 63%) и малым Ca_3A (не более 2%), т. е. белитовый малоалюминатный цемент с 15% песка удовлетворяет требованиям, предъявляемым к тампонажному цементу для глубоких скважин при температуре до 160° С.

Для цементирования скважин с высокой забойной температурой в ГрозНИИ была предложена [87] цементно-

песчаная смесь. При этом исходили из предположения, что при добавлении некоторого количества песка механическая прочность в условиях высокой температуры не снижается, а повышается благодаря тому, что часть воды затворения расходуется на смачивание песка.

В табл. 52 приведены данные изменения механической прочности от добавки песка при высоких температурах.

Таблица 52

Объемный состав смеси	Предел прочности на изгиб ($\kappa\Gamma/\text{см}^2$) при 48 ч		
	110° С и 300 ат	140° С и 400 ат	200° С и 500 ат
1 : 0	43,8	19,7	19,1
2 : 1	45,5	88,5	111,1
1 : 1	44,8	99,0	—
1 : 2	42,8	86,8	64,3
1 : 3	25,0	65,6	48,2

Из табл. 52 видно, что добавка песка резко увеличивает прочность цементно-песчаного камня при температуре 140—210° С.

Изменяя соотношение цемента и песка при температуре 110—200° С, можно иметь цементно-песчанистую смесь с механической прочностью, намного превышающей прочность чистого цемента в этих же температурных условиях.

Для регулирования сроков схватывания этих смесей рекомендуется применять замедлитель — «сырой» винный камень $\text{КС}_4\text{Н}_5\text{О}_6$ (СВК), добавление которого в количестве 0,7—1,0 % при температуре 140° С замедляет процесс до 1—4 ч.

Кроме того, как уже отмечалось, СВК способствует также повышению механической прочности цементного камня.

Дальнейшие исследования ГрозНИИ были направлены на изыскание новых видов вяжущих веществ, стойких к воздействию высоких температур. Так, был предложен [88] дешевый, просто изготавливаемый шлако-песчаный цемент, который представляет собой смесь двух молотых веществ — гранулированного доменного шлака и квар-

цевого песка. Тонкость помола каждого из них должна быть не менее полного прохождения через сито с отверстиями 0,15 мм (160 отверстий/см²). Соотношение составных частей в цементе следующее: шлака 70—50, песка 30—50.

Изменяя количество добавляемого песка, можно регулировать сроки схватывания и механическую прочность шлако-песчаного цемента для скважин с температурой до 200° С.

Следует отметить, что в процессе твердения при высоких температурах (в течение месячного срока испытания) механическая прочность цемента не снижается, а даже несколько повышается (на 5—10%). Способ производства его весьма прост и сводится к следующим простым операциям: высушиванию шлака и песка; разделному помолу их и тщательному смешению компонентов.

Промышленное испытание шлако-песчаного цемента в районах Озек-Суата дало положительные результаты. Шлако-песчаную смесь широко применяют в таких экономических районах, как Ставропольский, Краснодарский, Грозненский и др. [89].

Кроме шлако-песчаных смесей, Е. Н. Мачинским и И. С. Финогоновым [90] для цементирования скважин с забойной температурой 100—130° С предложена в качестве тампонажного материала шлако-цементно-песчаная смесь с содержанием тампонажного портланд-цемента от 20 до 40%. Добавляя к таким смесям ССБ в количестве 0,25—1%, можно регулировать сроки схватывания. После затвердения шлако-цементно-песчаная смесь приобретает высокую прочность и плотность.

В зарубежной практике применяются тампонажные цементы, которые согласно техническим условиям АНИ охватывают шесть классов портланд-цемента, из них: класс Е — для цементирования скважин глубиной до 4200 м в условиях высокой температуры и высокого давления;

класс F — для цементирования скважин глубиной до 4800 м в условиях крайне высокой температуры и очень высокого давления.

Все эти цементы представляют собой продукт измельчения цементного клинкера.

Большое количество скважин цементировано с использованием пуццоланового цемента, это свидетельствует

о широком применении его в нефтяной промышленности. Пуццолановая смесь «140» является новым составом, предназначенным для цементирования скважин с температурой до 175° С. Этот материал состоит из пуццолановой смеси «А» (искусственный пуццолан) или «S» (природный пуццолан), гашеной извести и механического активатора.

§ 3. Влияние температуры на величину гидравлических потерь

Изменение физико-механических свойств промывочных жидкостей под воздействием температуры может в свою очередь повлиять на величину гидравлических потерь, возникающих в процессе циркуляции раствора, а значит и на один из основных режимных параметров бурения — расход промывочной жидкости. Остановимся на этом вопросе подробнее.

Обычно выражение для определения полных гидравлических потерь p в скважине записывается в виде суммы

$$p = p_{тр} + p_{к} + p_{т} + \sum p_i, \quad (\text{II. 3})$$

где $p_{тр}$ — гидравлические потери в бурильных трубах; $p_{к}$ — гидравлические потери в кольцевом пространстве; $p_{т}$ — перепад давления в турбобуре или в электробуре; $\sum p_i$ — сумма потерь на местные сопротивления, а именно в наземном оборудовании $p_{н.о.}$, в удлинителе $p_{уд.}$, в долоте $p_{д}$ и в замках $p_{з.}$.

Таким образом,

$$\sum p_i = p_{н.о.} + p_{уд.} + p_{д} + p_{з.} \quad (\text{II. 4})$$

Рассмотрим способы определения величин, входящих в выражения (II. 3) и (II. 4).

На основании многочисленных исследований установлено, что при определении потерь в колонне бурильных труб в качестве расчетной зависимости целесообразнее пользоваться известной формулой Дарси — Вейсбаха

$$h = \lambda \frac{l}{d} \frac{v^2}{2g}, \quad (\text{II. 5})$$

где h — потери напора; l — длина трубопровода; d — диаметр трубопровода; v — скорость потока; λ — безраз-

мерный коэффициент гидравлических сопротивлений по длине.

Определение гидравлических потерь в кольцевом пространстве отличается от нахождения величины $p_{тр}$ только тем, что в расчетную формулу (2. 5) подставляется иное значение гидравлического радиуса, в данном случае соответствующее кольцевому сечению.

Потери на местные сопротивления, как правило, определяются по формулам, аналогичным по формуле Борда — Карно, а именно:

$$h_{м.п} = \zeta \frac{v^2}{2g}, \quad (II. 6)$$

где ζ — коэффициент потерь на местные сопротивления.

Для выявления зависимости гидравлических потерь от температуры прежде всего посмотрим, как будут зависеть от температуры отдельные величины (l, d, v, λ, ζ), входящие в формулы (II. 5) и (II. 6).

Полагая расход жидкости Q постоянным и имея в виду, что $Q = \omega v$, перепишем формулу (II. 5) в виде

$$h_t = \lambda_t \frac{l_t Q^3 \cdot 16}{2g \pi^2 d_t^5}, \quad (II. 7)$$

где индекс t указывает на зависимость данной величины от температуры.

Согласно общеизвестным законам физики

$$l_t = l(1 + \alpha \Delta t) = l[1 + \alpha(t_k - t_n)], \quad (II. 8)$$

где α — коэффициент линейного расширения; t_k — конечная температура труб; t_n — начальная температура.

Увеличение диаметра найдем через изменение длины окружности

$$s_t = s[1 + \alpha(t_k - t_n)], \quad (II. 9)$$

где

$$s_t = \pi d_t, \quad s = \pi d,$$

откуда

$$d_t = d[1 + \alpha(t_k - t_n)]. \quad (II. 10)$$

Подставляя найденные значения в формулу (II. 7), получим

$$h_t = \lambda_t \frac{16lQ^3}{d^5 2g \pi^2 [1 + \alpha(t_k - t_n)]^4}. \quad (II. 11)$$

Рассуждая аналогичным образом, найдем для выражения (II. 6)

$$h_{м.п.т} = \zeta_t \frac{16Q^2}{2g \pi^2 d^4 [1 + \alpha(t_k - t_n)]^4} \quad (\text{II. 12})$$

Так как нас интересует процесс циркуляции, то под разностью $t_k - t_n$ следует понимать разницу в температурах труб, которую они имели к моменту окончания спуска инструмента и которую они получают во время промывки. Даже если принять, что в глубокой скважине с забоем 7—10 тыс. м эта разница составит 100°C , то выражение в квадратных скобках примет вид

$$[1 + \alpha(t_k - t_n)]^4 = (1 + 0,000012100)^4 = 1,0012^4 = 1,0048.$$

Безусловно, такую величину в практических расчетах можно принять за единицу, и, следовательно, все колебания давления, которые могут возникнуть вследствие изменения температуры, должны быть объяснены изменением величины гидравлических коэффициентов.

Таким образом, решение поставленной задачи сводится к тому, чтобы найти зависимость изменений величины коэффициентов λ и ζ от температуры, т. е. найти зависимости вида

$$\lambda = \varphi_1(t) \quad \text{и} \quad \zeta = \varphi_2(t),$$

или, так как в рассматриваемом случае сама температура является некоторой функцией, то в конечном счете следует выявить соотношения

$$\lambda = f_1(z) \quad \text{и} \quad \zeta = f_2(z).$$

С другой стороны, так как в общем случае оба коэффициента $-\lambda$ и ζ — зависят от обобщенного параметра Рейнольдса Re' , который в свою очередь зависит от физико-механических свойств перекачиваемой жидкости, то для решения последних зависимостей необходимо знать также и вид функций для этих двух промежуточных величин.

Таким образом, задача определения гидравлических потерь в скважине с учетом изменения температуры, простоя, может быть, на первый взгляд, на самом деле представляет собой комплекс вопросов, каждый из которых необходимо самостоятельно решить. При этом вся слож-

ность заключается в том, что названные вопросы не поддаются чисто теоретическому решению, а экспериментальных данных пока накоплено мало.

Одним из наиболее рациональных способов решения поставленной задачи может считаться графоаналитический, который сводится к следующему [91].

Имея зависимость изменения температуры по глубине скважины и зная, с другой стороны, закономерность изменения от температуры таких показателей промывочной жидкости, как динамическое напряжение сдвига и структурная вязкость, находят эффективную вязкость для ряда текущих точек. Построенная таким образом кривая изменения эффективной вязкости позволяет перейти к определению обобщенного параметра Рейнольдса для тех же точек. После этого строят график изменения коэффициентов λ и ζ и, наконец, кривую потери напора.

Зависимость для определения потерь на гидравлические сопротивления можно найти и из выражения

$$h = \frac{v^2}{2gd} \int_0^H \lambda dz = \frac{v^2}{2gd} \int_0^H f_1(z) dz, \quad (\text{II. 13})$$

если известна функциональная зависимость $\lambda = f_1(z)$. Попутно отметим имеющееся в литературе [91] указание, что при турбулентном режиме зависимость $\lambda = f_1(z)$ изображается кривой, весьма мало отличающейся от прямой.

§ 4. Влияние температуры на работу наземного оборудования и забойных двигателей

Повышение температуры циркулирующей промывочной жидкости может существенно повлиять и на работу отдельных узлов бурового оборудования. При этом следует считаться с температурой раствора не только на забое, но и на устье, которая в некоторых случаях может достигнуть значений, значительно усложняющих работу буровой бригады.

Так, фирмой Гинтерет Уоррен энд Гинтер при бурении разведочной скважины глубиной 4604,6 м близ Лоредо, Тексас [41], на глубине 4435,4 м была зарегистрирована температура 238° С. При этом средняя темпе-

ратура глинистого раствора, выходящего из скважины при глубине забоя от 4267 и до 4604 м, составляла примерно 74° С, а максимальная температура на устье достигала 81,6° С.

Аналогичная температура выходящего раствора ожидается и при бурении глубоких скважин с забоем 7000 м и глубже в условиях Азербайджана.

Совершенно ясно, что попадание столь горячей жидкости на руки (а тем более на лицо) может вызвать серьезные ожоги у работников буровой бригады. Безусловно, что уже сейчас следует приступить к разработке соответствующих мероприятий по технике безопасности, чтобы обеспечить нормальную организацию работ на глубоких скважинах. Одним из таких мероприятий может быть специальное охлаждение бурильных труб при их подъеме.

Несомненно, высокая температура циркулирующей промывочной жидкости будет отрицательно влиять и на работу буровых насосов, в частности, таких деталей, как поршни и клапаны, вызывая изменение коэффициента наполнения.

Вполне вероятно, что потребуется изыскать новые сорта резины для грязевых шлангов, способной выдерживать высокие температуру и давление. Однако в настоящее время этими вопросами только начинают заниматься, и привести какие-либо конкретные данные для характеристики работы насосов и грязевых шлангов не представляется возможным.

Говоря о влиянии повышенной температуры на работу турбобура, следует иметь в виду не только изменения реологических свойств промывочной жидкости как рабочего агента, приводящего во вращение вал турбобура. Повышение температуры в скважине может значительно ухудшить и условия работы таких основных деталей турбобура, как подпятники и пластмассовые роторы.

Как показали промысловые наблюдения [92], интенсивность износа и разрушения резины тем больше, чем выше температура скважины и чем агрессивнее и абразивнее среда.

В последние годы рядом наших заводов и научно-исследовательских институтов были проведены работы по созданию новых сортов резины для подпятников турбобура. Так, в результате промысловых испытаний десяти

различных сортов резины было выявлено [92], что наилучшие результаты дает резина ИРП-1124, изготовленная на основе нитрильного каучука, которая повышает долговечность подпятников турбобура в 2,5—3 раза в тяжелых эксплуатационных условиях.

Для иллюстрации сказанного приводится табл. 53, заимствованная из работы [92], в которой даны сравнительные результаты испытаний подпятников, гуммированных обычной серийной резиной шифра 93 и опытной резиной шифра ИРП-1124.

Таблица 53

Резина	Интервал бурения, м	Температура скважины, °C	Содержание песка в растворе, %	Продолжительность работы подпятников, ч
Серийная	2104—2313	95—118	5—15	30
Опытная	1660—2324	95—118	7—12	80
Серийная	3102—3183	127—130	8—10	8,75
Опытная	2815—3336	125—134	5—8	21,5

Температура существенно влияет на конструкцию, габариты и мощность электробуров. Поэтому охлаждение электробура циркулирующей промывочной жидкостью в процессе его эксплуатации является необходимой и весьма важной операцией. При этом следует иметь в виду, что степень допускаемой загрузки двигателя электробура зависит от допустимого нагрева обмотки двигателя. Допустимая нагрузка совпадает с номинальной мощностью двигателя только в том случае, если на запроектированной глубине температура окружающей среды будет равна расчетной, принятой за основу при проектировании двигателя.

Допустимая температура нагрева обмотки двигателя электробура $t_{об.д}$ обуславливается теплостойкостью изоляции и может быть определена из выражения

$$t_{об.д} = t_{о.с} + \Delta t, \quad (II. 14)$$

где $t_{о.с}$ — температура окружающей среды; Δt — разница между температурой обмотки и окружающей среды.

Так, для стекломикопировой изоляции электробура, заполняемого трансформаторным маслом, допустимая

температура нагрева $t_{об.д}$ принимается равной 130°C , причем изоляция класса ВС допускает временный перегрев до 170°C .

Как показал Ф. Н. Фоменко [29], в силу ряда обстоятельств электробур начнет загружаться до номинальной (или близкой к ней) мощности не раньше чем через 30—45 мин после начала циркуляции. При этом нагрев обмотки двигателя электробура достигает практически установившейся температуры только спустя 12—18 мин работы в номинальном режиме нагрузки, иными словами, обмотка нагревается до установившейся температуры не раньше чем через 42—63 мин после начала циркуляции промывочной жидкости. За такое же примерно время температура циркулирующей жидкости снижается до минимального значения t_{hH} , характерного для процесса непосредственного бурения. А так как до настоящего времени температуру циркулирующей промывочной жидкости определяли неверно по геотермическому градиенту, что приводило к ее завышению, то и загрузку двигателей электробуров существующих типов рассчитывали также неверно; в связи с этим они выполнены с большим тепловым запасом. Поэтому загрузку таких электробуров необходимо пересмотреть в сторону ее повышения сверх номинальной мощности.

Рассмотрим на конкретном примере, как определяется допустимое превышение нагрузки двигателя сверх номинального значения. Следуя Ф. Н. Фоменко [29], прием, что двигатель типа МАП1-25-725/8 установлен на электробуре Э250/8 и работает в одной из скважин площади Кара-Даг Азербайджанской ССР. Зная, что для данного типа двигателя номинальное значение нагрузки 230 кВт и номинальный ток 160 а, из графика зависимости установившегося перегрева $t_{у.п}$ обмотки двигателя от силы тока статора, представленного на рис. 32, находим, что в рассматриваемом случае $t_{у.п} = 67^{\circ}\text{C}$.

Из того же графика перегрузки следует, что сила тока может быть повышена, но при этом возрастет величина $t_{у.п}$. Если $t_{у.п}$ будет возрастать таким образом, что сумма $t_{у.п} + t_{hH}$ не будет превышать допустимой температуры нагрева обмотки $t_{об.д}$, то, очевидно, тем самым будет предопределена безопасная работа двигателя.

Можно решить и обратную задачу, а именно: зная температуру окружающей среды, температуру перегрева и

допустимую температуру нагрева обмотки, определить возможно допустимую перегрузку двигателя. Ф. Н. Фоменко предлагает графическое решение этой задачи, которое сводится к следующему.

Прежде всего строят график изменения температуры окружающей среды с глубиной, т. е. кривую $t_h = f(H)$. Так как для нашего примера установившийся перегрев обмотки статора при номинальном токе 160 а составляет 67°C , на расстоянии, равном этой величине, проводят

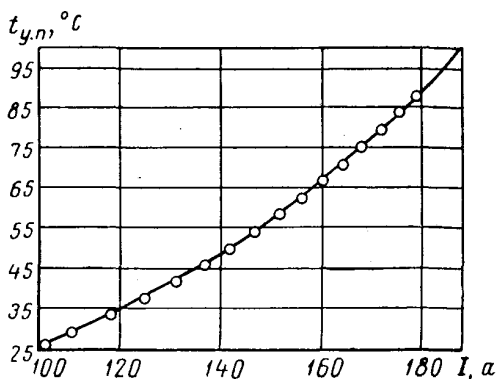


Рис. 32. Зависимость установившегося перегрева обмотки двигателя МАП1-25-725/8 от силы тока статора.

линию, параллельную $t_h = f(H)$. Вполне очевидно, что полученная новая кривая и будет представлять величину нагрева обмотки при номинальной мощности в зависимости от глубины скважины, т. е. $t_{об. д} = t_{hH} + t_{y, n}$ (рис. 33). Затем проводят прямую 3, характеризующую допустимую температуру нагрева обмотки для выбранного двигателя (для нашего случая 130°C). Тогда расстояние между кривыми 2 и 3 показывает имеющийся запас по нагреву обмотки $t_{зап}$, а расстояние между кривыми 1 и 3 — допустимую температуру перегрева обмотки $t_{y, n} + t_{зап}$ в любой точке скважины по глубине.

Так, в рассматриваемом примере на глубине 2500 м минимальная температура циркулирующего раствора 45°C . Поэтому запас по нагреву обмотки будет

$$t_{зап} = t_{об. д} - t_{hH} - t_{y, n} = 130 - 45 - 67 = 18^\circ\text{C},$$

а допустимый нагрев соответственно

$$t_{y. n} + t_{зап} = 67 + 18 = 85^{\circ} \text{C.}$$

Зная эту величину, по кривой на рис. 33 можно найти, что допустимый ток перегрузки можно увеличить до 175 а против 160 а по номиналу. Это в свою очередь означает, что мощность электробура может быть доведена до 273 квт.

Найдя таким образом значения допустимого тока перегрузки для различных глубин, с учетом закона изме-

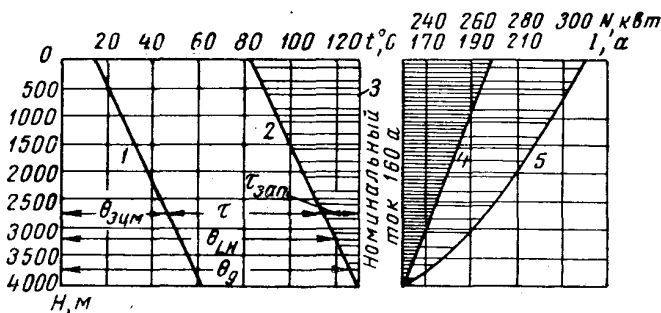


Рис. 33. График допустимой загрузки двигателя МАП1-25-725/8 в зависимости от глубины скважины для Бакинского нефтяного района (Лок-Батан).

нения температуры и установившегося перегрева двигателя можно построить графики изменения допустимого тока перегрузки и соответствующей ему мощности в зависимости от глубины забоя скважины. Такой график построен на том же рис. 33 справа. Здесь кривая 4 характеризует изменение допустимого тока перегрузки, а кривая 5 — соответствующую этому току мощность двигателя. Как видно из этого графика, с увеличением глубины возможности перегрузки двигателя уменьшаются.

Так, если в нашем примере на глубине 1500 м нагрузка на двигатель может быть доведена до 290 квт, то уже на глубине 2000 м предел перегрузки по току снижается до 280 квт.

Таким образом, уточнение тепловых условий работы электробуров имеет весьма существенное значение как при проектировании, так и при эксплуатации. Правиль-

ное определение температуры окружающей среды, в которой приходится работать погружному электродвигателю, дает возможность намного повышать мощность этих машин, максимально используя пределы допустимого нагрева изоляции.

Поэтому для правильной, грамотной эксплуатации электробуров в каждом отдельном случае необходимо иметь самое точное представление об истинной температуре циркулирующей промывочной жидкости, а также о кривой перегрева обмоток в зависимости от тока перегрузки.

§ 5. Влияние температуры на работу долота и на буримость горных пород

В процессе разрушения горных пород долотами различных типов будет выделяться некоторое количество тепла, которое пойдет на нагревание призабойной зоны и самого долота. При этом если не будет циркуляции промывочной жидкости, может произойти столь значительное повышение температуры, что оно скажется на структуре металла и долото потеряет свою первоначальную крепость.

Детально этим вопросом никто по сути дела не занимался, и в литературе известны лишь отдельные предположительные высказывания и некоторые элементарные расчеты.

Так, в диссертационной работе И. Ф. Пономарев [93] приводит ориентировочный расчет по определению температуры долота для случая, когда циркуляция отсутствует. Предполагая, что долото диаметром 12'' (30 см) весит 100 кг и поглощает на трение мощность 46 л. с. или 3450 кГм/сек, автор определяет, что затрачиваемая мощность на трение будет соответствовать $3450 : 427 = 8$ кал/сек. Искомая температура нагрева находится из известной формулы

$$q \tau = cG (t_k - t_n), \quad (\text{II. 15})$$

где q — количество тепла в кал/сек; τ — продолжительность работы долота без циркуляции в сек; c — теплоемкость металла; G — вес долота в кг; t_n — начальная температура долота в °С. Принимая $q = 8$ кал/сек, $\tau =$

$= 20$ мин, $c = 0,126$, $G = 100$ кг, $t_n = 20^\circ \text{C}$ и подставляя эти данные в выражение (II. 15), легко найти

$$t_k = \frac{8 \cdot 1200}{12,6} + 20 = 785^\circ \text{C}.$$

Безусловно, в условиях реальной скважины, когда существует охлаждающее действие промывочной жидкости, температура долота будет значительно ниже.

Однако, по мнению некоторых американских исследователей, несмотря на охлаждающее влияние циркулирующей жидкости, температура долота, возникающая при бурении твердых пород, будет не ниже 180°C . В то же время существует мнение, что уже при такой температуре эффективность работы шарошечных долот снижается. Последнее объясняется тем, что высокая температура вызывает размягчение закаленной структуры деталей долота и ухудшает качество подшипников. С другой стороны, как уже отмечалось, повышение температуры будет определенным образом сказываться и на буримости пород.

Так, по данным некоторых зарубежных исследователей [94, 95], минимальная температура, необходимая для получения заметной пластической деформации при опытах по нагреванию образцов мрамора и доломита, составляет примерно 400°C . При этом увеличение времени нахождения образцов под нагрузкой при повышенной температуре ведет к уменьшению пределов прочности и текучести.

В табл. 54 приведены результаты испытания горных пород на вдавливание (по методу Л. А. Шрейнера) при повышенной температуре [96], из которых следует, что при температуре нагрева $400-500^\circ \text{C}$ заметно повышаются агрегатная твердость на вдавливание и предел текучести. Такой результат авторы работы объясняют повышением интенсивности сил молекулярного взаимодействия при нагревании за счет увеличения амплитуды колебаний поверхностных атомов.

В той же работе [96] приведены данные определения агрегатной твердости и пластичности горных пород при нагревании с последующим быстрым охлаждением в воде. Эти исследования также показали увеличение агрегатной твердости и пластичности с повышением температуры, однако это повышение менее интенсивное и отме-

Таблица 54

Порода	Механическая характеристика пород	Температура, °С					
		20	200	400	600	800	1000
Кварцит (мокшинский)	Твердость, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$	560	690	730	725	500	—
	Коэффициент пластичности	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Песчаник кварцевый (каменноборский)	Предел текучести, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$	370	475	500	425	360	—
	Коэффициент пластичности	1,6	2,5	2,2	∞	∞	—
Гранит микроклиновый	Твердость, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$	350	420	470	—	—	—
	Предел текучести, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$	—	—	—	195	210	200
Микрогабро	Коэффициент пластичности	1,0	1,0	1,0	∞	∞	∞
	Предел текучести, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$	180	200	210	155	115	85
	Коэффициент пластичности	2,3	∞	∞	∞	∞	∞

чается на меньшем интервале температуры (200—400° С), чем при испытании без предварительного охлаждения.

Таким образом, исследования горных пород на вдавливание по методу Л. А. Шрейнера при повышенных температурах показывают, что предварительный нагрев горных пород до температуры 400—600° С обуславливает повышение агрегатной твердости на 10—30 %. При нагревании пород с последующим быстрым охлаждением в воде это повышение проявляется в меньшей степени и отмечается на меньшем интервале температур, чем при испытании без охлаждения.

В связи с наблюдаемым увеличением пределов прочности и пластичности с повышением температуры при испытании на вдавливание следует предусматривать некоторое повышение осевой нагрузки при бурении на большие глубины.

Однако проведенных исследований слишком мало, чтобы делать какие-либо обобщающие выводы и рекомендации. В этой области необходимы дальнейшие широко поставленные исследования.

§ 6. Влияние температуры на работу бурильных и обсадных труб

В связи с бурением глубоких скважин возник еще один весьма важный вопрос — изучение влияния температуры на работу бурильных и обсадных труб. В последнее время этим вопросом занимались в КФ ВНИИ [97], в Азинмаше [98], в АН Азерб. ССР [99]. Известна работа инж. И. Лари, проведенная им в Исследовательском институте по бурению и добыче нефти в г. Кымпина (Румыния). Ранее этот же вопрос рассмотрел Н. И. Щацов, широко использовав материалы Сандерса.

Достаточно сказать, что на сегодняшний день считается признанной необходимостью изыскания новых легкосплавляемых, термостойких и коррозионно-устойчивых материалов для создания специальных конструкций бурильных труб и их резьбовых соединений, которые могли бы удовлетворительно работать в технически тяжелых условиях бурения скважин глубиной 10 тыс. м и выше.

Не имея возможности в пределах настоящей работы подробно останавливаться на всех исследованиях, рассмотрим лишь основные моменты, относящиеся к данной области.

Разберем сначала задачу об удлинении колонны бурильных труб, которая может рассматриваться как стержень, закрепленный верхним своим концом. Эта задача решается в предположении, что колонна не вращается, циркуляция отсутствует и имеет место установившийся тепловой режим [99]. В этом случае удлинение колонны труб складывается из удлинения от собственного веса ΔL_0 (с учетом влияния температуры на модуль упругости) и температурного удлинения ΔL_t . Таким образом, фактическая длина бурильной колонны будет

$$L_{\Phi} = L_0 + \Delta L_0 + \Delta L_t = L_0 + \Delta L, \quad (\text{II. 16})$$

где L_0 — первоначальная длина бурильной колонны; ΔL — суммарное удлинение колонны, причем

$$\Delta L_0 = (\gamma_c - \gamma_{ж}) \int_0^{L_0} \frac{L_0 - l}{E(t)} dl \quad (\text{II. 17})$$

$$\Delta L_i = \alpha \int_0^L (t_0 + kl) dl. \quad (\text{II. 18})$$

В результате ряда допущений и упрощений авторы работы [99] приходят к более простой зависимости для ΔL , а именно:

$$\Delta L = \frac{(\gamma_c - \gamma_{ж}) L_0^2}{2E_{ср}} + \alpha \left(t_0 L + \frac{kL^2}{2} \right). \quad (\text{II. 19})$$

В приведенных формулах принято:

γ_c — удельный вес материала труб;

$\gamma_{ж}$ — удельный вес промывочной жидкости;

l — длина колонны до заданного сечения;

E — модуль упругости; $E_{ср} = 2,096 \cdot 10^{10} - 4,3365 \times 10^4$;

t_0 — температура на поверхности земли;

k — опытный коэффициент ($k = 0,0178$);

α — коэффициент линейного расширения стали труб;

$$\alpha = 1,2 \cdot 10^5 \frac{1}{^\circ\text{C}};$$

L — длина колонны после ее удлинения под действием собственного веса;

t — текущая температура;

$$t = t_0 + kl. \quad (\text{II. 20})$$

Как показали расчеты по формуле (II. 19), при глубине скважины 10 000 м и $\gamma_{ж} = 2,0 \text{ Г/см}^3$ удлинение колонны бурильных труб под влиянием температуры составит 27,7 м.

Вполне очевидно, что по такой же схеме должна решаться и задача об удлинении колонны бурильных труб при наличии в скважине циркуляции. Различие будет заключаться только в том, что для изменения температуры по глубине вместо зависимости (II. 20) следует принять зависимость (I. 48).

Рассмотрим теперь задачу о температурных напряжениях, возникающих в колонне обсадных труб.

В данном случае, поскольку концы обсадной колонны закреплены, измениться ее длина не может (в отличие от колонны бурильных труб), но при определенных усло-

виях труба может искривляться. Возникающие при этом температурные напряжения можно найти из выражения

$$\sigma_t = E\alpha\Delta t, \quad (\text{II. 21})$$

где σ_t — температурное напряжение; Σ — модуль упругости; α — коэффициент линейного расширения; Δt — разность температур, причем

$$\Delta t = \frac{(t_3 - t_1) + (t_4 - t_2)}{2}, \quad (\text{II. 22})$$

где t_1, t_2 — соответственно температура колонны по геотермическому градиенту у устья и над цементным столбом; t_3, t_4 — соответственно температура жидкости в колонне у устья и над цементным столбом.

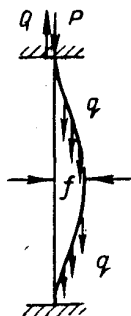


Рис. 34.

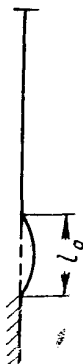


Рис. 35.

Зная площадь поперечного сечения трубы F , легко определить и величину дополнительной нагрузки, которая в данном случае будет действовать как осевая сжимающая сила $P = \sigma_t F$.

Рассматривая температурную деформацию обсадной колонны при условии, что после цементирования колонна натянута с усилием Q , равным весу незацементированной части колонны (такое натяжение обеспечивает прямолинейность колонны в вертикальной скважине), А. Е. Сароян [98] вначале находит уравнение упругой линии изогнутой колонны

$$y = \frac{f}{2} \left(1 - \cos \frac{2\pi}{l} x \right), \quad (\text{II. 23})$$

а затем исследует устойчивость колонны (рис. 34). На основании этого он получает выражение для нахождения длины l_0 участка, на котором происходит искривление колонны (этот участок будет располагаться в нижней части колонны над цементным стаканом, рис. 35)

$$l_0 = \sqrt[3]{\frac{16\pi^2 EI}{q}} \quad (\text{II. 24})$$

(где q — собственный вес колонны) и выражение для нахождения минимального сжимающего усилия P_{\min} , при котором произойдет изгиб колонны,

$$P_{\text{кр}} = \frac{4\pi^2 E I}{l_0^2} + \frac{1}{2} q l_0. \quad (\text{II. 25})$$

Для предотвращения изгиба необходимо создать предварительный натяг колонны с условием, что этот натяг Q_0 должен быть больше собственного веса свободной части колонны на величину P , т. е.

$$Q_0 = Q + P.$$

Однако при этом должно соблюдаться и другое условие, а именно:

$$Q_0 \leq (Q_{\text{с. тр}})_{\text{доп}},$$

где $(Q_{\text{с. тр}})_{\text{доп}}$ — допускаемая растягивающая нагрузка для резьбового соединения труб.

Как показывают расчеты, достаточно самого незначительного нагрева, чтобы появился изгиб колонны. Так, для колонны, состоящей из труб 168×11 и натянутой с силой, равной весу свободной части колонны, необходимо приложить сжимающее усилие $P = 3500 \text{ кг}$, чтобы низ колонны изогнулся на длине 108 м. Пользуясь формулой (II. 21), легко определить, что для возникновения такой силы колонну достаточно нагреть на $2,7^\circ \text{C}$.

При нагреве колонны выше этой температуры изгиб распространится не только на нижнюю часть, но и на вышележащие участки. При этом образуется несколько полуволн, наименьшая из которых будет находиться над зацементированным участком.

ЛИТЕРАТУРА

1. Достовалов Б. Н. К вопросу о термодинамическом изучении Земли. Проблемы геотермии и практического использования тепла Земли, т. 1, АН СССР, 1959.
2. Дахнов В. Н., Дьяконов Д. И. Термические исследования скважин. Гостоптехиздат, 1952.
3. Заборовский А. И. Электроразведка. Гостоптехиздат, 1943.
4. Череменинский Г. А. О зоне нарушения теплового состояния горных пород бурением скважины. Изв. АН СССР, ОТН, № 10, 1960.
5. Череменинский Г. А. О времени восстановления термического режима, нарушенного бурением скважины. Изв. АН СССР, ОТН, № 12, 1960.
6. Комаров С. Г. Техника промысловой геофизики. Гостоптехиздат, 1957.
7. Сидоровский В. А. Электрический прогрев призабойной зоны пласта. НХ, № 7, 1960.
8. Берч Ф. Радиогенное топливо. В кн. Ядерная геология, изд-во иностр. лит., 1956.
9. Красковский С. А. О некоторых очередных задачах геотермических исследований в СССР. Проблемы геотермии и практического использования тепла Земли, т. 1, АН СССР, 1959.
10. Дергунов И. Д. Современные представления о термическом режиме земной коры. Проблемы геотермии и практического использования тепла Земли, т. 1, АН СССР.
11. Любимова Е. А. Температурный градиент в верхних слоях Земли и возможности объяснения слоя пониженных скоростей. Изв. АН СССР, сер. геофизическая, № 12, 1959.
12. Завацкий М. А. Крепление нефтяных скважин. Азнефтеиздат, 1948.
13. Цатурянц А. Б., Гаджиева Т. А. О геотермической ступени в нефтегазоносных районах Азербайджана. Геология нефти и газа, № 7, 1960.
14. Любимова и др. Определение поверхностного теплового потока в Старой Мацесте. Изв. АН СССР, сер. геофизическая, № 12, 1960.
15. Везиров Р. Р., Кузнецов Г. И., Мартиросов С. Г. Некоторые данные о температурном режиме недр площади Зыря. АНХ, № 3, 1960.

16. Овнатанов С. Т., Тамразян Г. П. О термических условиях антиклинальной зоны Сураханы — Карачухур — Зых — Песчаный (Апшеронский полуостров). Советская геология, № 10, 1960.

17. Покровский В. А. О методике и результатах геотермических исследований при изучении нефтегазоносных областей СССР, ННТ, № 4, 1959.

18. French R. W. Geothermal Gradients in California Selis Oil a. Gas Journ., April 27, 1939.

19. Есьман Б. И., Абдинов М. А. Теоретическое исследование распределения температуры по стволу скважины при циркуляции глинистого раствора. Материалы по геологии и разработке нефтяных месторождений Азербайджана. Изд-во АН Азерб. ССР, 1959.

20. Лейбензон Л. С. Собр. трудов, т. III, АН СССР, 1955.

21. Григорян Г. М., Черникин В. И. Подогрев нефтяных продуктов. Гостоптехиздат, 1947.

22. Лузин Н. Н. Интегральное исчисление. Советская наука, 1952.

23. Есьман Б. И. Определенне температуры промывочной жидкости, циркулирующей в скважине. Докл. АН Азерб. ССР, № 12, 1960.

24. Шацов Н. И., Федоров В. С., Кулиев С. М. и др. Бурение нефтяных и газовых скважин. Гостоптехиздат, 1961.

25. Шарутин А. С., Шерстнев Н. М. О снижении гидростатического давления в скважинах при проходке сильнопоглощающих горизонтов. АНХ, № 6, 1960.

26. Мительман Б. И. Потери давления в циркуляционной системе буровой установки. ЦНИИТЭнефть, 1957.

27. Бергман В. И., Энгель С. Дж. Контроль глинистого раствора при высоких температурах. World Oil, VI, 138, № 7, 1954 (перевод ЦИТИНФ, 1954).

28. Есьман Б. И., Машладзе Р. И. Определение температуры циркулирующего глинистого раствора в сверхглубоких скважинах. Докл. АН Азерб. ССР, № 12, 1957.

29. Фоменко Ф. Н. Электробурь для бурения нефтяных и газовых скважин. Гостоптехиздат, 1961.

30. Мехтиев Ш. Ф. и др. Тепловой режим нефтяных и газовых месторождений. Азербайджаннефть, 1960.

31. Есьман Б. И. Примерные значения коэффициента теплопередачи для случая «кольцевое пространство бурящейся скважины — грунт». Тр. АзНИИ ДН, вып. X, Азербайджаннефть, 1960.

32. Есьман Б. И. К определению температуры промывочной жидкости, циркулирующей в скважине. НХ, № 8, 1961.

33. Есьман Б. И. Температура глинистого раствора, циркулирующего в бурящейся скважине. АНХ, № 11, 1949.

34. Шахмалиев Г. М. Температура глинистого раствора, выходящего из устья скважины. АНХ, № 1, 1938.

35. Мирчинк М. Ф., Билибин В. В., Гаврилов Я. В. Нефтепромысловая геология. Гонтп — НКТП — Азгонтп, 1938.

36. Е с ь м а н Б. И., Ш а л у м о в Ш. И. Устьевая температура циркулирующего глинистого раствора по данным промысловых наблюдений на площади Зыря. Сб. НТИ, вып. 12, сер. нефтедобывающая промышленность, АЗИНТИ, 1961.

37. К а р т е р Г., С м и т Д. Свойства цементных составов при высоких температурах и давлениях. «Петролеум технолоджи», 1958, т. II, 10, № 2. Перевод № 58/58Б, ГосИНТИ, 1958.

38. С м и т Д. К., Л е о н Л. Решение некоторых проблем цементирования «горячих» скважин. «Дриллинг», VII 1957, т. 18, № 9. Перевод № 184/576, ГосИНТИ, 1958.

39. Э м е р и В. Б. Опыт проводки глубокой разведочной скважины на месторождении Палома (Калифорния). «Дриллинг энд продакшн прэктис», АНН, 1955. Перевод № 15/586, ГосИНТИ, 1958.

40. М у р и н Г. А. Теплотехнические измерения. Госэнергоиздат, 1958.

41. К и н Г. Е. (Боб). Бурение самой горячей в мире скважины. «Петролеум инджинир», X, 1957, т. 29, № 11. Перевод № 28/586, ГосИНТИ, 1958.

42. Ш е ф е р В. Г. Фототермометр. Разведочная и промышленная геофизика, БТЭИ Цимтнефти, 1951.

43. Электротермометр глубинный ЭСО-2. Рекламный листок для Всесоюзной промышленной выставки. ГосИНТИ, 1958.

44. С у ш и л и н В. А. Нефтепромысловые глубинные измерения. Гостоптехиздат, 1958.

45. Инструкция по монтажу и эксплуатации термометров манометрических дистанционных (газовых). Казанский завод «Теплоконтроль», 1958.

46. Ш и щ е н к о Р. И., Я и ш н и к о в а Е. А. Прибор для определения водоотдачи глинистых растворов при высокой температуре. ННТ, сер. нефтепромысловое дело, вып. 6—7, 1950.

47. Ш и щ е н к о Р. И., Я и ш н и к о в а Е. А. Прибор для определения вязкости и статического напряжения сдвига глинистых растворов при высокой температуре. ННТ, сер. нефтепромысловое дело, вып. 6—7, 1950.

48. Ш и щ е н к о Р. И., А в а н е с о в а А. М. Прибор для определения статического напряжения сдвига глинистых растворов. АНХ, № 9, Азнефтеиздат, 1957.

49. Б а р а н о в В. С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложненных условиях. Гостоптехиздат, 1955.

50. Р о г о з и н Г. В. Прибор для измерения динамической водоотдачи при высоких температурах и давлениях. ННТ, серия нефтепромысловое дело, № 5, 1961.

51. Р и к а р Г., С у р и с К. и др. Исследование глинистых растворов при высоких температурах и высоких давлениях. IV Международный нефтяной конгресс, т. III. Бурение скважин и добыча нефти и газа. Гостоптехиздат, 1956.

52. S o w e n I. C. Low filtrate loss and good rheology retention at high temperatures are practical features of this new drilling mud. Oil and Gas Journ., 1959, 2/XI, vol. 57, No. 45, pp. 83—87.

53. Ф и л а т о в С. С. Ускоренный метод определения обменных оснований в глинах. Сб. «Исследование минерального сырья», Гостоптехиздат, 1955, 196 стр.

54. Роджерс В. Ф. Промывочные жидкости для бурения нефтяных скважин. Гостоптехиздат, 1960.
55. Larsen H. D. Petrol. Eng., No. 21, 1949.
56. Царевич К., Шищенко Р., Бакланов Б. Глинистые растворы в бурении. ОНТИ НХТН СССР, Азнефтеиздат, 1935.
57. Яишникова Е. А. Исследование методов определения основных свойств глинистых растворов для бурения. Канд. диссертация, Баку, 1950.
58. Аванесова А. М. О влиянии температуры на статическое напряжение сдвига глинистых растворов. АНХ, № 7, 1958.
59. Godde K. H. Rheologie Kolloider Suspensionen insbesondere der Rohrspülungen. Erdöl und Khole, Nr. 1, 1960, Т. В.
60. Воларович М. П. и Толстой Д. М. Докл. АН СССР, т. 1, № 9, 557, 1939.
61. Мавлютов М. Р. Влияние температуры на реологические свойства суспензий глины в воде. Изв. высших учебных заведений. Нефть и газ, № 6, 1958.
62. Гурджинян Л. Д. Влияние температуры на реологические свойства суспензий глин. Изв. высших учебных заведений. Нефть и газ, № 7, 1950.
63. Кухаренко Т. А. и Шапиро С. А. Основы технологии производства гуминовых кислот. Сб. «Гуминовые удобрения, теория и практика их применения». Харьковский гос. ун-т, 1957.
64. Христева Л. А. Углистые сланцы как один из возможных видов сырья для производства гуминовых кислот. Сб. «Гуминовые удобрения, теория и практика их применения». Харьковский ун-т, 1957.
65. Аванесова А. М., Маркарова Т. А. Исследование термостойкости глинистых растворов, обработанных некоторыми химическими реагентами. Труды АзНИИ ДН, вып. X. Вопросы геологии, бурения и добычи нефти, 1960.
66. Бутт Ю. М. и Беркович Т. М. Вяжущие вещества с поверхностно-активными добавками. Промстройиздат, М., 1953.
67. Тринкер Б. Д. Способ приготовления пластцемента для бетонов и катализатора для размола цементного клинкера. Бюлл. изобр., № 11, 1950.
68. Сапотницкий С. А. Влияние катионов на свойства сульфитно-бардных концентратов. Гидролизная промышленность СССР, № 6, 1949.
69. Яишникова Е. А. Влияние температуры на водоотдачу глинистых растворов. АНХ, № 12, 1959.
70. Букс З. П. Конденсированная сульфит-спиртовая барда — новый реагент для улучшения качества растворов. НХ, № 12, 1957.
71. Дедусенко Г. Я., Савельева Т. А. Синтан как реагент для обработки глинистых растворов. Труды АзНИИ ДН, вып. V. Вопросы технологии и техники бурения нефтяных скважин, Азнефтеиздат, 1957.
72. Михайлов А. Н. Коллоидная химия танпидов. Гос. изд-во легкой промышленности, 1935.
73. Шацов Н. И., Смирнов А. П. Технология бурения глубоких скважин за рубежом. Гостоптехиздат, 1960.

74. Oil and Gas Journ., 1955, 3/X, V, 1954, No. 22 p. 10.
75. Я и ш н и к о в а Е. А., Д е д у с е н к о Г. Я., Ю з б а ш е в а Е. Г. Известковые глинистые растворы. Сб. научно-технической информации, АЗИНТИ, 1959.
76. Ж и г а ч К. Ф., М у х и н Л. К., Д е м и ш е в В. Н. Физико-химические основы приготовления неводных растворов. Труды МНИ. К 40-летию Великого Октября, вып. 20, Гостоптехиздат, 1957.
77. К а с ь я н о в Н. М., М у х и н Л. К. Влияние температуры на вязкостные свойства промывочных растворов на нефтяной основе. Нефть и газ, № 4, 1960.
78. М а ч и н с к и й Е. К., Б у л а т о в А. Н. Влияние высоких температур и давлений на свойства тампонажных цемента и новые замедлители сроков схватывания. Труды второй научно-технической конференции (май — июль 1956 г.). Чечено-Ингушское книжное изд-во, 1957.
79. Б у л а т о в А. Н. Прибор для определения сроков схватывания цементных растворов при высоких температурах и давлении. ННТ, № 5, 1956.
80. С т а ф и к о п у л о А. Н., Б у л а т о в А. Н. Совместное влияние давления и температуры на сроки схватывания цементных растворов. ННТ, № 11, 1956.
81. Б у л а т о в А. И. Влияние водо-цементного фактора на сроки схватывания раствора при цементировке глубоких скважин. ННТ, № 11, 1959.
82. Б у л а т о в А. И., М а ч и н с к и й Е. К. Сцепление цемента с металлом обсадных труб при высоких температурах и давлении. ННТ, № 4, 1959.
83. Б у л а т о в А. И. Проницаемость тампонажного цемента. ННТ, № 6, 1959.
84. Ш и щ е н к о Р. И., Л а н ц е в и ц к а я С. Л. Замедлители, применяемые при цементировке скважин. АНХ, № 2, 1953.
85. Б у л а т о в А. И. Замедлители сроков схватывания цементных растворов при тампонаже скважин. НХ, № 5, 1957.
86. Б у л а т о в А. Н., М а ч и н с к и й Е. К. Новый высокоактивный замедлитель схватывания цементных растворов. НТО, № 10, 1952.
87. Б у л а т о в А. И., М а ч и н с к и й Е. К. Цементно-песчаные смеси для цементирования горячих скважин. ННТ, № 5, 1959.
88. М а ч и н с к и й Е. К., С т а ф и к о п у л о А. Н., Б у л а т о в А. Н. Шламо-песчаные безобжиговые цементы для тампонажа скважин с забойными температурами до 200° С. НХ, № 4, 1958.
89. Б у л а т о в А. Н. К а р м а н о в И. А. Опыт применения шламо-песчаного цемента в глубоких скважинах Кубани. ННТ, № 1, 1961.
90. М а ч и н с к и й Е. К., Ф и н о г е н о в И. С. Тампонажные свойства шламовых смесей при температуре 100—180° С. ННТ, № 2, 1961.
91. Л е й б е н з о н Л. С., В и л ь к е р Д. С., Ш у м и л о в П. П., Я б л о н с к и й В. С. Гидравлика, Госгоргеолнефтеиздат, 1934.

92. Горелик Б. М.; Гамелина С. А., Тихонович Л. В. Пути увеличения стойкости пяты турбобура. НХ, № 5, 1961.

93. Пономарев И. Ф. Гидравлика глинистых растворов. Канд. диссертация. Грозный, 1947.

94. Griggs D. T. Deformation of Jule marble; Effect at 300° C. The geological society of America Bulletin, vol. 64, No. 12, Part 1, 1953.

95. Handin F., Fairbairn H. W. Experimental deformation of Hasmark Dolomite. The Geological Society of America Bulletin, vol. 66, No. 10, 1955.

96. Шрейнер Л. А., Петрова О. П., Якушев В. П. и др. Механические и абразивные свойства горных пород. Гостоптехиздат, 1956.

97. Сидоров Н. А., Григорьев В. И. Определение деформаций и напряжений, возникающих в обсадных колоннах при изменении их температуры в процессе работы скважины. Промышленность Кубани, 1959.

98. Сароян А. Е. О влиянии температуры нагрева на деформацию обсадных эксплуатационных колонн. НХ, № 11, 1960.

99. Кулиев С. М., Кулиев А. Э., Кулиев Ю. Э. Об удлинении бурильной колонны. Докл. АН Азерб. ССР, № 6, 1960.

100. Тимофеев Н. С. Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы в бурении. НХ, № 5, 1961.

О Г Л А В Л Е Н И Е

Предисловие	3
Глава I. Определение температуры в простаивающих и бурящихся скважинах	7
§ 1. Тепловое состояние Земли	7
§ 2. Исследование температуры верхних слоев Земли, находящихся в естественном состоянии	12
§ 3. Схема процесса теплопередачи в бурящихся скважинах	16
§ 4. Вывод аналитической зависимости для определения температуры циркулирующей промысловой жидкости	19
§ 5. Условия для решения аналитической зависимости	26
§ 6. Вывод полуэмпирической зависимости для определения температуры циркулирующей промысловой жидкости	36
§ 7. Промысловые исследования по определению температуры в бурящихся скважинах	41
§ 8. Сопоставление аналитической и эмпирической зависимостей для определения забойной температуры	49
§ 9. Изменение температуры по стволу скважины на различных этапах ее бурения	51
§ 10. Приборы для определения температуры промысловой жидкости в процессе бурения	63
Глава II. Влияние температуры на некоторые факторы в процессе бурения	73
§ 1. Влияние температуры на свойства промысловых жидкостей	73
§ 2. Влияние температуры на свойства цементных растворов	114
§ 3. Влияние температуры на величину гидравлических потерь	130
§ 4. Влияние температуры на работу наземного оборудования и забойных двигателей	133
§ 5. Влияние температуры на работу долота и на буримость горных пород	139
§ 6. Влияние температуры на работу бурильных и обсадных труб	142

А в т о р ы:

*Богдан Иосифович Есьман, Галина Яковлевна Дедусенко,
Евстолия Александровна Яшинкова*

Влияние температуры на процесс бурения глубоких скважин

Ведущий редактор *Е. И. Латухина*

Корректор *Т. Я. Холмцова*

Технический редактор *З. И. Яковлева*

Подписано к набору 19/V 1962 г.

Подписано к печати 29/VI 1962 г.

Формат 84 × 108¹/₃₂. Физ. печ. л. 4,75. Усл. печ. л. 7,79. Уч.-изд. л. 7,65.

Т-06560. Тираж 1700 экз. Зак. 608/584. Цена 38 коп.

Гостоптехиздат, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

Типография «Красный Печатник».

Ленинград, Московский проспект, 91.