

Б.Б. Кудряшов

В.К. Чистяков

В.С. Литвиненко

БУРЕНИЕ СКВАЖИН в условиях изменения агрегатного состояния горных пород

553.6

к 889 Б. Б. Кудряшов В. К. Чистяков
В. С. Литвиненко

БУРЕНИЕ СКВАЖИН
В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЕНИЯ
АГРЕГАТНОГО СОСТОЯНИЯ
ГОРНЫХ ПОРОД



Ленинград
«Недра»
Ленинградское отделение
1991

СПГГИ(ТУ)
р



ББК 33.16

К 88

УДК 622.243:622.248.3(075.8)

Кудряшов Б. Б., Чистяков В. К., Литвиненко В. С.

К 88 Бурение скважин в условиях изменения агрегатного состояния горных пород.—Л.: Недра, 1991.—295 с.:ил.

ISBN 5—247—00670—4

Рассмотрены условия бурения скважин с изменением агрегатного состояния горных пород. Приведем методы разработки и совершенствования технических средств и технологических приемов бурения скважин: в мерзлых породах с поддержанием их естественного агрегатного состояния, с одновременным замораживанием проходимых пород, плавлением горных пород и в ледниках и ледниковых покровах полирных областей. Дана технико-экономическая оценка эффективности новых технических средств и методов бурения, определены перспективы их внедрения.

Для инженерно-технических работников, занятых геологоразведочным бурением в сложных условиях.

К $\frac{2502010300-327}{043(01)-91}$ 298—91

ББК 33.16

Выпущено в порядке совместной деятельности с Ленинградским горным институтом

ISBN 5—247—00670—4

**© Б. Б. Кудряшов, В. К. Чистяков,
В. С. Литвиненко, 1991**

ПРЕДИСЛОВИЕ

Многообразные процессы, связанные с технологией бурения скважины, могут быть отнесены к следующим основным группам:

1) механические процессы — деформации и разрушение пород на забое и стенках скважины, работа и износ бурового инструмента и оборудования, спуско-подъемные и специальные операции в скважине и т. п.;

2) гидравлические процессы — циркуляция промывочной среды в системе скважина — буровой снаряд, транспортировка продуктов разрушения или керна горных пород, тампонажных смесей, проявления пластовых флюидов и др.;

3) тепловые процессы — нагрев и охлаждение циркулирующей в скважине промывочной среды, бурового снаряда и оборудования, окружающего скважину массива горных пород в результате действия как распределенных, так и сосредоточенных источников и стоков тепла, связанных с естественными и искусственно возникающими в процессе бурения тепловыми полями;

4) массообменные (диффузионные) и физико-химические процессы, связанные с изменением структуры и концентрации отдельных компонентов в циркулирующих в скважине промывочных и тампонажных средах, а также в горных породах; фазовыми переходами в этих средах; фильтрацией жидких и газообразных сред через забой и стенки скважины и пр.

Одна из характернейших черт всех традиционных и разрабатываемых новых технологических процессов бурения скважин, в основе которых лежат методы интенсивного механического, гидродинамического, теплового, физико-химического воздействия на горные породы, заключается в том, что их эффективность определяется не только затратами энергии и переносом вещества, но и характером и величинами диссипации энергии и «рассеивания» вещества в окружающей среде. Уровень и характер этих потерь зависит от эффективности методов и средств управления процессами тепломассопереноса.

На современном уровне развития технологии бурения скважин основная роль принадлежит механическим и гидравлическим процессам. Однако особенности проведения буровых работ в ряде специфических природных и горно-геологических условий, дальнейшее увеличение глубин бурения, разработка новых, более

прогрессивных и совершенствование существующих способов бурения обуславливают возрастающее влияние тепловых процессов на всех этапах сооружения и эксплуатации скважины.

Рациональное регулирование теплового режима бурящейся скважины перерастает в важную практическую задачу, успешное решение которой в значительной мере определяет эффективность сооружения самой скважины и выполнение ее целевой функции.

Под влиянием как высоких положительных, так и отрицательных температур окружающих скважину горных пород часто возникают при бурении и креплении скважин различного рода осложнения и аварии, резко снижается производительность и повышается себестоимость буровых работ, существенно падает эффективность и качество исследования скважин.

Так, изменение температуры циркулирующей в скважине промывочной среды оказывает заметное влияние на ее реологические свойства и связанные с ними гидравлические характеристики циркуляционных потоков, что приводит к возрастанию или уменьшению гидродинамического давления в скважине, изменению мощности на привод насосов, меняются условия очистки скважины от продуктов разрушения породы на забое, требуются дополнительные меры по приготовлению, обработке и очистке промывочной среды.

Температурный фактор оказывает также значительное влияние на процессы крепления стенок скважин и изоляции отдельных пластов и продуктивных горизонтов, от него зависят качество тампонирующих растворов, надежность и полнота заполнения ими затрубного пространства, образование прочного и непроницаемого тампонажного камня. Температурные условия определяют длительную устойчивость ствола скважины, работу скважинного и поверхностного бурового оборудования и инструмента.

С увеличением температуры снижается работоспособность породоразрушающего инструмента и возрастает износ его вооружения: алмазов, синтетических сверхтвердых материалов, твердосплавных вставок и резцов, зубьев и режущих кромок долот и коронок, опор долот и др. Повышаются требования к качеству применяемых материалов: стали и сплавов для бурильных, колонковых и обсадных труб, резине протекторов и уплотнений, изоляционным материалам, подшипникам и другим изделиям, особенно при бурении сверхглубоких скважин, когда температура в призабойной зоне достигает 200—300 °С.

Особо важную роль температурный фактор приобретает при бурении скважин в многолетнемерзлых породах, которые распространены на 49,7 % территории СССР. Осложнения при бурении скважин в многолетнемерзлых породах, связанные с замерзанием промывочной жидкости на водной основе или с потерей устойчивости цементированных льдом рыхлых пород при протаивании [23, 30], требуют детального изучения теплообменных процессов в скважине и тщательного учета температурного фактора.

Применение форсированных режимов бурения, широкое внедрение алмазного инструмента требуют обеспечения достаточного охлаждения породоразрушающего инструмента с целью увеличения механических скоростей, повышения его износостойкости и снижения стоимости бурения, что вызывает необходимость изучения закономерностей теплообменных процессов в призабойной зоне скважины, механизма нагрева и охлаждения инструмента.

За счет соответствующего регулирования температуры промывочной среды возможно получение кондиционного керна в естественном мерзлом состоянии из мерзлых пород, а также в слабосвязных и несвязных влажных породах путем их замораживания в процессе бурения скважины, когда все прочие методы бессильны. Замораживание пород в процессе бурения перспективно в целях борьбы с осложнениями при бурении обводненных и неустойчивых пород как средство их временного крепления, устранения поглощений промывочной жидкости. Разработка технических средств и технологических приемов бурения с одновременным замораживанием буримых пород может базироваться только на детальном изучении теплообменных процессов в призабойной зоне скважины, анализе механизма их протекания.

В настоящее время в практику буровых работ все шире внедряются разнообразные тепловые методы разрушения или разупрочнения горных пород, эффективность которых уже в меньшей степени зависит от механических свойств, а в большей степени определяется тепловыми свойствами и температурой горных пород. В условиях интенсивного теплового воздействия на породу забоя обеспечивается ослабление ее прочностных свойств или разрушение за счет термических напряжений в приповерхностном слое (термическое или огневое бурение), а также плавления или даже испарения (контактное бурение-плавление, электродуговое, лазерное и пр.).

Плавлением с последующим затвердеванием расплава на стенках скважины и керна может быть создана прочная водонепроницаемая оболочка, способная заменить обсадную колонну в неустойчивых породах, а также обеспечить сохранность и представимость керна.

Поскольку для большинства горных пород температура плавления и удельное количество теплоты на агрегатный переход из твердого состояния в жидкое являются величинами сравнительно высокого порядка, практическое применение метода бурения горных пород плавлением требует концентрации в зоне забоя значительной тепловой энергии, создания высокотемпературных пенетраторов из жаропрочных материалов и специальных технологических приемов. Однако тепловое бурение плавлением снежно-фирновых и ледовых толщ уже сейчас получило широкое применение (Антарктида, Гренландия, высокоширотные и высокогорные ледники) [23, 55, 62, 63].

Гл. 1—5 написаны В. К. Чистяковым, кроме разделов 1.3, 2.1, 2.2, 3.4, 4.1, 4.3 и 4.4, написанных совместно Б. Б. Кудряшовым

и В. К. Чистяковым, раздела 5.4, написанного совместно Б. Б. Кудряшовым и В. С. Литвиненко, разделов 1.1, 5.1, 5.5, написанных совместно В. С. Литвиненко и В. К. Чистяковым, раздела 5.5.3, написанного В. С. Литвиненко, и разделов 2.3 и 2.4, написанных А. М. Яковлевым. Введение и заключение написаны Б. Б. Кудряшовым, им же выполнено редактирование рукописи.

Авторы приносят глубокую благодарность сотрудникам кафедры технологии и техники бурения скважин, отраслевой лаборатории ТТРБ и отдела антарктических исследований Проблемной лаборатории горной теплофизики Ленинградского горного института Н. Е. Бобину, А. А. Земцову, В. И. Коваленко, Б. С. Моисееву, В. М. Пашкевичу, Г. Н. Соловьеву, А. М. Шкурко, а также сотрудникам кафедры прикладной математики Казанского государственного университета А. Н. Саламатину, С. А. Фомину, В. А. Чугунову, принимавшим активное участие в исследованиях и разработках, послуживших основой для настоящей работы.

ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОС ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЕНИЯ АГРЕГАТНОГО СОСТОЯНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

1.1. СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРАХ

Одним из важнейших направлений исследования процессов бурения скважин с целью обоснования оптимальных организационных и технико-технологических решений, принимаемых как на стадиях проектирования, так и в период сооружения скважин, является изучение свойств горных пород и закономерностей их изменения в естественном состоянии.

В результате воздействия на горные породы различных физических полей они могут находиться в естественных условиях в твердом, жидком и газообразном состояниях, каждое из которых определяется так называемыми термодинамическими параметрами состояния. Основными термодинамическими параметрами для горных пород являются абсолютная температура T , абсолютное давление p и плотность ρ (или удельный объем).

Разнообразные физические, физико-механические и физико-химические свойства горных пород и полезных ископаемых, их классификации, причины и закономерности изменения этих свойств в различных термодинамических условиях, лабораторные и полевые методы их определения изучает новая геологическая наука петрофизика [10].

Горная порода — это многокомпонентная гетерогенная система природного образования, включающая твердую, жидкую и газообразную фазы. Свойства горной породы определяются в основном ее фазовым составом, строением, неоднородностью и термодинамическими параметрами, характеризующими ее естественное состояние.

По составу твердой фазы большинство горных пород являются полиминеральными и полидисперсными образованиями, т. е. сложены кристаллами или зернами минералов различной крупности (гранит, песчаник, глина и др.). Встречаются и мономинеральные породы (известняк, доломит, мрамор, лед). Твердая фаза заполняет часть объема горной породы. Оставшаяся часть, называемая поровым пространством, заполняется обычно жидкими и газообразными фазами, которые при определенных термодинамических параметрах могут изменять свое агрегатное состояние (например, переход воды в лед при отрицательных значениях температуры).

Строение горных пород характеризуется двумя основными признаками: структурой и текстурой. Структура породы определяется

минеральными компонентами и льдом-цементом. По мере понижения температуры и увеличения влажности (льдистости) пород их прочностные свойства приближаются к прочности скальных и полускальных пород, при этом в большей степени это проявляется у крупнозернистых песчаных пород со сложной текстурой и в меньшей степени у глинистых пород со слоистой криогенной (с прослоями льда) текстурой.

В зависимости от характера давления могут происходить как уплотнение пород с увеличением поверхностей контакта слагающих их зерен, так и образование новых трещин с уменьшением связи между отдельными участками.

Свойства горных пород выражают и оценивают с помощью определенных показателей (характеристик), являющихся количественной их мерой. Наиболее важные из них, существенно влияющие на процесс бурения скважин, — плотность и пористость, упругие, деформационные, прочностные, электромагнитные и теплофизические характеристики горных пород.

1.1.1. Плотность и пористость горных пород

Плотность ρ_n — масса единицы объема горной породы

$$\rho_n = m_n / V_n, \quad (1.1)$$

где m_n — масса породы, кг; V_n — объем породы, м³.

В общем случае масса породы m_n состоит соответственно из масс твердой m_t , жидкой $m_{ж}$ и газовой m_g фаз.

Пористостью называется совокупность пространств (пор) между твердой фазой абсолютно сухой породы $V_{п.т}$, т. е. объем, занятый жидкой $V_{п.ж}$ и газообразной $V_{п.г}$ фазами породы.

Общая пористость оценивается с помощью безразмерного коэффициента пористости

$$K_n = (V_{п.ж} + V_{п.г}) / V_{п.т}, \quad (1.2)$$

а отношение суммарного объема влаги в горной породе $V_{п.ж}$ к объему ее твердой фазы $V_{п.т}$ характеризуется коэффициентом полной влагоемкости

$$W_n = V_{п.ж} / V_{п.т}. \quad (1.3)$$

Преобразуя равенство (1.1) с учетом выражений (1.2) и (1.3), получаем

$$\rho_n = (1 - K_n) \rho_t + W_n \rho_{ж} + (K_n - W_n) \rho_g \approx \rho_t + W_n \rho_{ж}, \quad (1.4)$$

где ρ_t , $\rho_{ж}$ и ρ_g — плотность соответственно твердой, жидкой и газовой фаз породы.

Плотность горной породы зависит от плотности ее фаз, коэффициентов пористости и влагоемкости. Определяющим при этом является плотность твердой фазы породы, которая находится как средневзвешенная плотность составляющих ее минералов.

Все сухие горные породы по значениям их плотности ρ_n подразделяются на пять групп:

1) породы очень низкой плотности (от 500 до 1500 кг/м³) — высокопористые разности глинистых, песчаных, алевроитовых пород; разновидности мела, опоки, пепловых туфов; торф, уголь, лед и др.;

2) породы низкой и пониженной плотности (от 1500 до 2500 кг/м³) — осадочные породы, пористые и выветрелые магматические и метаморфические породы;

3) породы средней плотности (от 2500 до 3500 кг/м³) — плотные осадочные, магматические и метаморфические породы, вкрапленные сульфидные и полиметаллические руды;

4) породы повышенной и высокой плотности (от 3500 до 4500 кг/м³) — сплошные неветрелые сульфидные и полиметаллические руды.

5) породы с очень высокой плотностью (выше 4500 кг/м³) — очень плотные руды с высоким содержанием рудных минералов.

В связи с низкой пористостью плотность основных типов магматических и метаморфических пород практически полностью определяется их минеральным составом, возрастая в основном при уменьшении содержания в них кремнезема SiO_2 , а для метаморфических — от более молодых к более древним.

Плотность осадочных горных пород увеличивается с глубиной их залегания, возрастая за счет уменьшения их пористости. В зависимости от минерального состава существует следующая закономерность возрастания плотности для важнейших групп осадочных пород: песчаники (2100—2400 кг/м³) < алевролиты (2100—2500 кг/м³) < глины (2200—2400 кг/м³) < известняки (2400—2600 кг/м³) < доломиты (2500—2600 кг/м³) < ангидриты (2800 кг/м³ и более).

Как показывает выражение (1.4), плотность максимально влажных высокодисперсных пород выше их плотности в абсолютно сухом состоянии. Для низкопористых пород это различие незначительно. Значения плотности отдельных типов горных пород представлены в табл. 1.1.

Влияние возрастающих с глубиной температуры и давления на изменение плотности горных пород незначительно, так как их воздействия противоположны. Совместное влияние температуры и давления на изменение объема породы определяется так называемым декрементом объема $\Delta V_n/V_0$, где V_0 — объем породы в стандартных условиях.

Экспериментально установлено [57, 58], что изменение плотности с увеличением давления до 200 МПа составляет, %: для гранитов 2—5, для габбро 2—3, для ультраосновных пород — от долей до 2. Плотность осадочных пород изменяется с глубиной также за счет уменьшения их пористости. Об этом наглядно свидетельствуют эксперименты по определению пористости керна песчано-глинистых пород, поднятого с различных глубин. Так, пористость песчано-глинистых пород в результате нарушения

Таблица 1.1
Плотность, пористость и упругие характеристики основных типов горных пород и полезных ископаемых

Горные породы и полезные ископаемые	Плотность $\rho_p, 10^3 \text{ кг/м}^3$	Коэффициент пористости $K_p, \%$	Модуль Юнга $E, 10^{11} \text{ Па}$	Модуль сдвига $G, 10^{11} \text{ Па}$	Коэффициент Пуассона ν_p	Скорость распространения упругих волн, км/с	
						продольных v_p	поперечных v_s
Песчаник	1,3—3,6	0,5—40	0,3—1,0	—	0,06—0,5	0,8—4,5	—
Алевролит	1,51—3,2	1—50	0,01—0,69	—	0,05—0,5	0,8—4,0	—
Глина	1,2—3,18	4—75	0,3	—	0,25—0,45	0,3—3,0	0,59
Известняк	1,3—3,5	0,5—48	0,13—1,75	0,12—0,71	0,18—0,31	1,0—7,0	2,75—3,59
Мрамор	2,3—3,0	0,1—2,2	0,23—0,98	0,28—0,36	0,22—0,40	3,75—6,94	2,02—3,86
Ангидрит	2,3—3,0	0,2—17	0,6—1,0	0,28	0,27—0,30	1,5—6,0	—
Каменная соль	2,1—2,3	0—5	0,14—0,32	0,15	0,11—0,44	3,5—5,5	—
Дунит	2,43—2,6	0,3—6,7	0,99—1,95	0,48—0,74	0,27—0,40	6,0—8,7	3,68—4,83
Перидотит	2,43—3,3	0,3—10	0,18—2,35	—	0,24—0,31	7,8—8,7	—
Пироксенит	2,78—3,6	0,8—12	0,3—4,55	—	0,25—0,37	7,8—8,7	—
Габбро	2,5—3,3	0,2—6,2	0,24—1,82	0,03—0,4	0,16—0,30	5,8—7,4	3,42—3,84
Диорит	2,47—3,03	0,4—5,0	0,34—0,87	0,28—0,37	0,10—0,33	5,78—6,13	3,06—3,55
Сиенит	2,55—3,00	0,5—9,0	0,72—1,05	—	0,21—0,23	5,6—6,45	3,0—5,4
Гранит	2,2—2,98	0,3—12	0,2—0,85	0,16—0,28	0,08—0,34	3,7—6,51	2,7—3,8
Базальт	2,1—3,06	0,2—40	0,1—0,2	0,27—0,34	0,04—0,36	2,52—3,2	2,72—3,2
Андезит	2,17—2,72	0,4—22	0,2—0,82	—	0,16—0,3	5,19—5,61	2,73
Диабаз	2,3—3,3	0,2—18	0,21—1,29	—	0,2—0,3	6,14—6,94	3,49—3,85
Туф	1,51—2,86	3—57	0,44—0,87	0,017—0,034	0,08—0,11	1,89—2,38	—
Сланец	2,5—2,92	0,1—0,8	0,09—0,45	—	0,18—0,4	4,8—6,97	—
Амфиболит	2,67—3,27	0,1—27	0,12—1,35	0,47	0,16—0,46	6,5—7,35	3,9—4,3
Роговик	2,55—2,8	0,1—13	0,6—1,25	—	0,1—0,27	5,99—6,21	—
Гнейс	2,3—3,1	0,2—14	0,085—0,84	0,24	0,18—0,32	5,2—6,35	—
Уголь бурый	1,2—1,3	12—40	1,8	—	0,31	2,6—2,7	—
Уголь каменный	1,2—1,35	3—12	0,05—0,1	—	0,43	1,7—2,5	—
Антрацит	1,4—1,8	1—2	—	—	0,14—0,16	2,5—3,5	—
Кварцит железистый	3,8—4,3	0,2—28	0,41—1,19	—	0,18—0,34	5,68—5,81	5,36—3,48
Руда магнетитовая	2,8—4,8	0,3—12	0,68—0,7	—	0,27	—	—
Руда сульфидная	2,8—4,9	—	0,34—1,07	—	0,34	—	—
Руда апатитовая	3,18—3,41	—	0,43—1,47	—	0,24—0,31	—	—

естественных термодинамических условий их залегания при подъеме керна на поверхность с глубин менее 1 км увеличивается от 3 до 20 % при изменении относительной глинистости образцов от 0 до 0,8; с глубин 3—4 км — 2—12 %; с глубин 6—8 км упругое увеличение пористости не превышает 10 %. Упругое увеличение пористости установлено также и для кристаллических пород — не более 2—3 % при подъеме керна с глубин более 6—8 км.

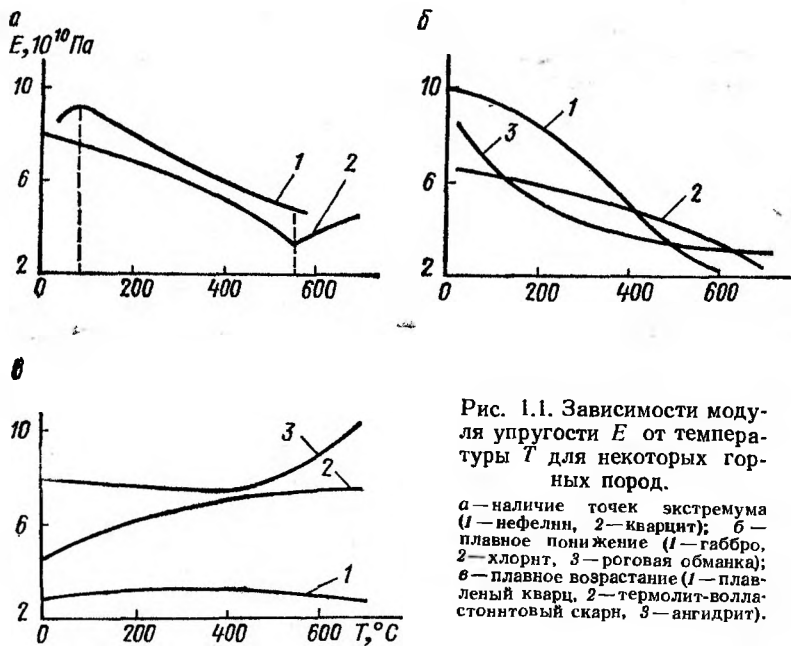
Плотность мерзлых пород определяется плотностью скелета породы, пористостью и степенью заполнения пор. Основное влияние на изменение плотности оказывает льдистость. Для мерзлого пылеватого песка увеличение объемной льдистости от 5 до 40 % приводит к снижению плотности с 2400 до 1700 кг/м³. Плотность мерзлой супеси и суглинка при изменении льдистости от 10 до 70 % уменьшается почти линейно от 2000 до 1300 кг/м³.

1.1.2. Упругие свойства горных пород

Упругие свойства горных пород проявляются в их способности сопротивляться изменениям формы и объема под действием механических напряжений. Основными характеристиками упругих свойств горных пород являются модуль Юнга E , модуль сдвига G , коэффициент сжимаемости β , коэффициент Пуассона ν_r , скорости распространения упругих продольных v_r и поперечных v_s волн.

Модули Юнга E и сдвига G , а также коэффициент сжимаемости β находятся в отчетливой зависимости от плотности пород, при этом с увеличением плотности модули E и G возрастают, а коэффициент β соответственно уменьшается. В этой связи повышение давления и температуры оказывает на эти показатели противоположное действие. Наиболее значительные изменения происходят в диапазоне возрастания давления до 50 МПа и температуры до 550—600 °С; последнее связано с температурой полиморфных изменений одного из наиболее распространенных породообразующих минералов — кварца. Для большинства горных пород значение модуля Юнга изменяется в пределах 1,0—300 ГПа, а модуля сдвига — 0,4—200 ГПа. Наиболее низкие значения модуля упругости у пористого туфа, глинистых сланцев, наиболее высокие — у базальтов, диабазов, пироксенитов. Значений модуля сдвига G получено относительно мало, и они нередко примерно вдвое меньше, чем соответствующие значения модуля Юнга. На рис. 1.1 показано изменение модуля упругости E от температуры для некоторых горных пород [42].

Коэффициент Пуассона не обнаруживает явной связи с минералогической плотностью пород и отражает в основном неоднородность упругих свойств самих породообразующих минералов, т. е. характеризует неоднородность среды. Для большинства пород значения коэффициента Пуассона, изменяясь от 0,04 до 0,5 чаще всего находятся в пределах 0,18—0,35. Малые значения ν_r наблюдаются у пористых базальтов, а также у существенно кварцевых



пород, таких как кварцевидные алевролиты и песчаники, граниты, кварцевые порфиры, филлиты, диориты. Высокие значения ν_r относятся к породам, содержащим минералы с различными упругими свойствами.

Экспериментально установлено, что воздействия высоких температур и давлений на различные горные породы характеризуются сложными зависимостями изменения скорости распространения в них продольных и поперечных волн [58], аномалии скорости часто связываются с полиморфными переходами в некоторых минералах.

Предельные значения упругих характеристик наиболее типичных горных пород приведены в табл. 1.1.

1.1.3. Деформационные и прочностные свойства горных пород

Под воздействием внешних сил горные породы испытывают деформации, связанные с изменениями их линейных размеров, объема или формы. Характер и значение деформаций зависят от приложенных напряжений и их типа. Деформации от нормальных напряжений выражаются через относительные изменения ϵ линейных размеров образца и называются линейными:

$$\epsilon = \Delta l / l, \quad (1.5)$$

где Δl — изменение линейного размера l образца.

Деформации от касательных напряжений выражаются через угол сдвига γ граней образца и определяются, например, для деформации сдвига как $\operatorname{tg} \gamma$ или, вследствие малости углов, $\operatorname{tg} \gamma \approx \gamma$.

С учетом линейных и сдвиговых деформаций деформации любой точки тела определяются симметричным тензором деформаций

$$[T_d] = \begin{vmatrix} \varepsilon_x & \frac{1}{2} \gamma_{xy} & \frac{1}{2} \gamma_{xz} \\ \frac{1}{2} \gamma_{yx} & \varepsilon_y & \frac{1}{2} \gamma_{yz} \\ \frac{1}{2} \gamma_{zx} & \frac{1}{2} \gamma_{xz} & \varepsilon_z \end{vmatrix}, \quad (1.6)$$

где x , y и z — оси координат.

При увеличении нагрузок и соответствующих напряжений в породе деформации возрастают, при этом изменяется их зависимость от напряжения. Первая или ранняя стадия деформации большинства горных пород характеризуется прямой зависимостью между напряжениями и соответствующими деформациями; последние называются упругими, так как после прекращения действия внешних сил деформированный объем горной породы, как правило, принимает исходное состояние.

При дальнейшем возрастании напряжений характер зависимости от них деформаций усложняется, и они уже становятся необратимыми после снятия нагрузки, так как форма и размеры тела полностью не восстанавливаются. Этот вид деформации носит название пластической.

И наконец, увеличение нагрузок может привести к такому возрастанию деформаций, при которых порода теряет свою сплошность и разделяется на части. Это область разрушающих деформаций.

В зависимости от характера деформаций горные породы деляются на упруго-хрупкие (пластические деформации практически не наблюдаются вплоть до разрушения), упруго-пластичные (разрушающей деформации предшествуют упругая и пластическая деформации) и пластичные (упругая деформация практически отсутствует).

Способность горных пород деформироваться и разрушаться определяется характером внутренних связей между частицами породы, наличием в них различных дефектов и зависит от целого ряда внешних факторов: вида и способа приложения нагрузки, давления, температуры и т. п.

Прочность породы определяется критическими напряжениями, при которых происходит ее разрушение. В зависимости от вида напряжений различают пределы прочности при сжатии $\sigma_{сж}$, растяжении σ_r , сдвиге $\tau_{сд}$, изгибе $\sigma_{изг}$ и т. д. Для большинства горных пород имеет место неравенство

$$\sigma_{сж} \gg \tau_{сд} \gg \sigma_{изг} \gg \sigma_r.$$

При этом пределы прочности на растяжение редко превышают 10 % прочности на сжатие, что объясняется большим количеством нарушений и неоднородностей в породах и слабыми силами сцепления между частицами.

Основным показателем, характеризующим прочностные свойства горных пород применительно к процессу их разрушения при механических способах бурения скважин, является твердость — местная прочность на вдавливание в породу элемента вооружения породоразрушающего инструмента.

При повышении температуры в зависимости от величины и направленности термических процессов возможен различный характер изменения прочностных характеристик горных пород.

Если в породе в каком-то диапазоне температур ее нагрева отсутствуют термохимические и физические превращения, то в этом случае основную роль в изменении ее прочностных свойств будут играть термонапряжения, возникающие из-за неравномерного теплового расширения различных минеральных зерен или их полиморфных превращений.

Экспериментальные данные показывают, что возникновение в этих условиях растягивающих напряжений способствует расширению микротрещин и снижению прочности пород, а появление сжимающих напряжений приводит к уменьшению микротрещиноватости и к некоторому увеличению прочности при первоначальном повышении температуры. Об этом говорит появление максимумов на кривых зависимости предела прочности при сжатии некоторых пород от степени их нагревания (рис. 1.2, а).

Опыты показывают, что упрочнение в основном характерно для плотных мелкозернистых пород. Повышение прочности до температур примерно 800 °С обнаружено у мелкозернистого песчаника (размер зерен $d = 0,02 \div 0,3$ мм), серпентинита ($d = 0,1 \div 0,6$ мм), халькозиновой руды, уртита (рис. 1.2, б). У многих крупнозернистых пород, например гранитов, наблюдается снижение прочности с самого начала нагревания (рис. 1.2, в).

При температурах выше 800 °С почти во всех породах начинает преобладать разупрочняющий эффект термонапряжений.

Физические и термохимические эффекты при нагревании горных пород чаще всего приводят к их разупрочнению. Однако некоторые фазовые переходы могут вызвать скачкообразное увеличение механических параметров породы.

Так, для кварцсодержащих пород (например, кварцитов, песчаников) существует точка минимума значения модуля упругости E около температуры 573 °С, выше которой происходит резкое его возрастание. Это объясняется полиморфным превращением кварца — переходом низкотемпературной тригональной модификации кварца (α -кварц) в высокотемпературную гексагональную (β -кварц) (см. рис. 1.1, а).

Глинистые породы, имеющие водно-коллоидный характер связи между частицами, с повышением температуры спекаются, упроч-

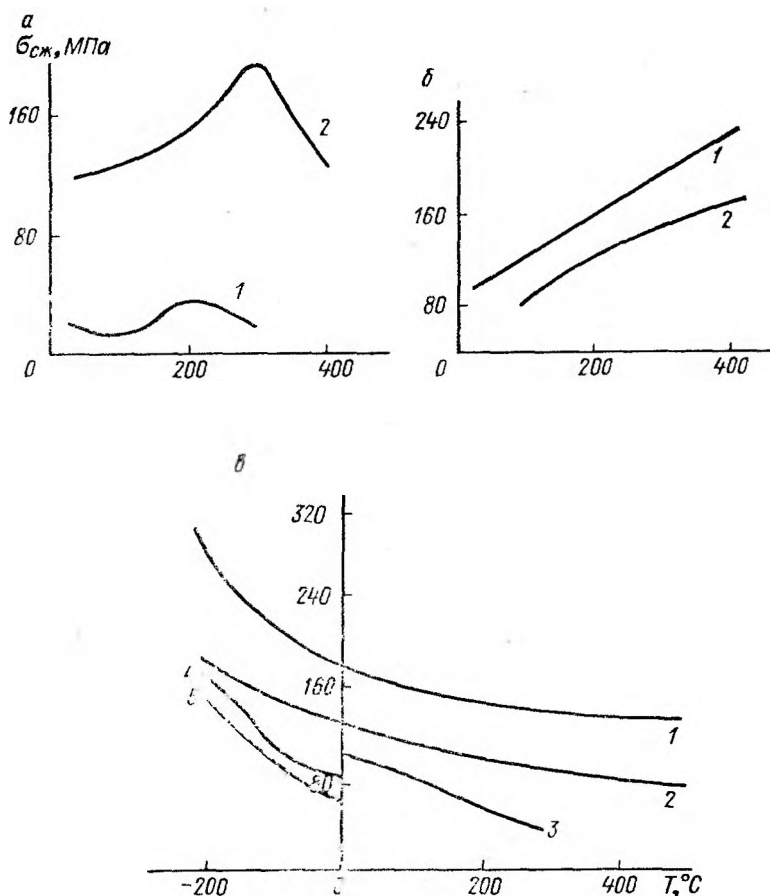


Рис. 1.2. Температурные зависимости прочностных свойств горных пород. а—максимумы на кривых $\sigma_{сж}=f(T)$ (1—уголь, 2—мелкозернистый гранит); б—повышение $\sigma_{сж}$ при нагревании (1—халькозиновая руда, 2—уртит); в—понижение $\sigma_{сж}$ при нагревании (1—железистый кварцит, Лебединский ГОК, 2—гранит, месторождение Ровное. 3—плавленый кварц, 4—габбро, Ждановский ГОК, 5—лабрадорит).

няются, и поэтому их параметры прочности и упругости возрастают в несколько раз.

Во всех случаях, когда высокие температуры приводят к выгоранию породы (уголь, углистые аргиллиты, сланцы), наблюдается уменьшение прочности и модулей упругости с увеличением температуры.

Если нагревание породы не приводит к необратимым изменениям в ее составе или структуре, то при ее охлаждении восстанавливаются параметры упругости. То же наблюдается и в кварцсодержащих породах, так как переход α -кварца в β -кварц явление обратимое.

Все параметры пород, характеризующие их пластичность, ползучесть, релаксацию напряжений, с повышением температуры увеличиваются. Вязкость пород с нагреванием снижается.

Изменение температуры породы приводит к изменению не только ее прочности, но и механизма разрушения. Повышение температуры способствует проявлению пластичного характера разрушения пород.

Понижение температуры приводит к уменьшению пластичности и увеличению модуля упругости пород, возрастает их статическая прочность. В то же время при глубоком охлаждении пород резко возрастает их хрупкость. При динамических нагрузках они разрушаются легче, чем в условиях положительных температур. Так, удельная работа разрушения габбро-диабазы и различных песчаников при температурах ниже -150°C в 4—6 раз меньше работы разрушения при нормальной температуре, несмотря на то, что предел прочности этих пород при низких температурах $\sigma_{сж}$ увеличивается в 1,1—1,7 раза.

Упрочняющие и разупрочняющие эффекты, возникающие при нагревании или охлаждении горных пород, приводят к остаточным изменениям их свойств. Так, прочность фосфоритовых руд Каратау, равномерно нагретых до 500°C и затем охлажденных, снижается на 30—40 %; энергоемкость разрушения неокисленных железистых кварцитов меняется в зависимости от температуры предварительного нагревания. Породы, склонные к значительным проявлениям пластических деформаций при нагревании (например,

Таблица 1.2

Механические свойства основных типов горных пород

Горные породы	Твердость, МПа	Предел текучести, МПа	Коэффициент пластичности
Песчаник мелкозернистый	400—3300	150—1600	1,3—4,2
Песчаник среднезернистый	450—3000	300—2100	1,7—2,8
Алеврит	300—2100	250—1550	1,1—4,3
Глина	110—1790	20—1050	1,3
Известняк	850—2000	100—1200	2,0
Мрамор	950—1300	650—700	2,2—3,0
Ангидрит	1050—1400	400—950	2,1—4,3
Каменная соль	320—450	1,0—1,2	
Дунит	1200	1050	2,0
Перидотит	2300	2100	1,6
Пироксенит	3600	3300	2,0
Диорит	4100	3400	1,4
Снегит	5700	4800	2,2
Гранит (Урал)	3000—3700	2200—200	1,4—1,9
Базальт	3900	1400	4,2
Туф	520—960	360—740	1,5—1,85
Диабаз	6300	5600	1,5
Кристаллический сланец	7400—8300	5800—6300	1,4—2,9
Роговик	8000	5800	2,5
Кварцит	5800—8100	—	1,0
Джеспилит	8100	—	1,0

габбро), обнаруживают повышение энергоемкости разрушения после нагревания.

Эффект разупрочнения пород после нагревания или глубокого охлаждения усиливается при быстром, динамическом воздействии теплового поля. Это связано с большой неоднородностью теплового поля в породе, приводящей к повышению в ней термонапряжений.

С понижением температуры горных пород ниже нуля существенно изменяются прочностные свойства только у рыхлых и пористых водонасыщенных пород. При замерзании содержащейся в них влаги они цементируются льдом и, упрочняясь, переходят в категорию скальных пород.

С увеличением давления в условиях всестороннего сжатия все прочностные характеристики горных пород значительно повышаются. В результате уплотнения пород резко снижается процесс развития в них микротрещин и этим, в частности, объясняется, что разница между прочностью на сжатие и прочностью на растяжение в этих условиях существенно уменьшается.

В табл. 1.2 приведены некоторые механические свойства основных типов горных пород.

1.1.4. Электромагнитные свойства горных пород

Изменение удельного электрического сопротивления горных пород с повышением температуры подчиняется законам зонной теории электрической проводимости. Подвижность ионов в диэлектриках с повышением температуры увеличивается, растет их кинетическая энергия и облегчается их вырывание из решетки. Поэтому электрическая проводимость диэлектрика возрастает. Зависимость электрической проводимости σ_3 чистого диэлектрика от температуры выражается формулой [57]

$$\sigma_3 = \sigma_{30} \exp[-Q_3/(kT)], \quad (1.7)$$

где σ_{30} — некоторая постоянная, См/м; Q_3 — ширина запрещенной зоны, представляющая собой энергию активации, необходимую для вырывания и перемещения иона, Дж; k — постоянная Больцмана ($k = 1,38 \cdot 10^{-23}$ Дж/К); T — абсолютная температура, К.

В полупроводниках повышение температуры приводит к увеличению концентрации электронов в зоне проводимости и соответственно к росту их электрической проводимости. Зависимость электрической проводимости полупроводника от температуры выражается формулой [57]

$$\sigma_3 = \sigma_{30} \exp[-Q_3/(2kT)]. \quad (1.7a)$$

При повышении температуры до 600 °С удельное электрическое сопротивление пород ρ_3 уменьшается от 20 до 10^9 раз. Наибольшее понижение сопротивления с повышением температуры присуще породам с большим начальным сопротивлением.

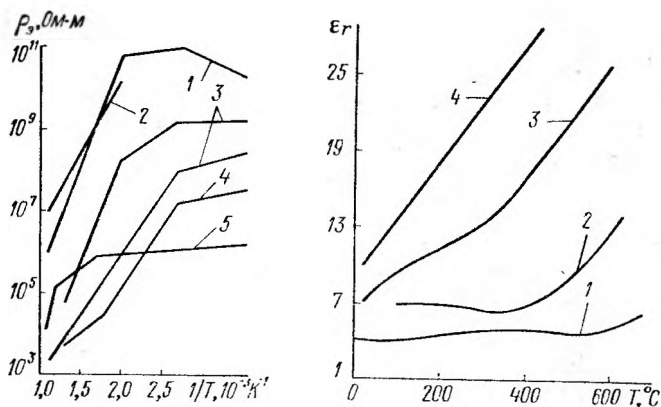


Рис. 1.3. Температурные зависимости удельного электрического сопротивления ρ_3 пород.

1 — мрамор; 2 — тальковый камень; 3 — апатито-нефелиновая руда; 4 — уртит-порфир; 5 — бурый железняк (Коршуновское месторождение).

Рис. 1.4. Температурные зависимости диэлектрической проницаемости ϵ_r минералов.

1 — кварц; 2 — тальк; 3 — ангидрит; 4 — хромит

В породах и минералах при низких температурах, когда основные ионы решетки еще мало диссоциированы, значительное участие в переносе зарядов принимают примесные ионы. Поэтому при низких температурах наблюдается изменение сопротивления в широких пределах, при более высоких температурах — значительно меньшие изменения, а кривые зависимости $\rho_3 = f(1/T)$ имеют точки перегиба (рис. 1.3).

Повышение температуры влажной пористой породы вызывает испарение влаги, в связи с чем зависимость электрического сопротивления такой породы от температуры начинает отличаться от экспоненциальной. Так, чаще всего повышение температуры породы примерно до 200 °C приводит к некоторому увеличению сопротивления (за счет высушивания) и только в дальнейшем начинается его уменьшение. Например, данные по изучению каменных углей (бурых, жирных, газовых) и горючих сланцев показывают, что до температур 50—100 °C электрическое сопротивление испытуемого образца снижается, а при дальнейшем повышении температуры до 200 °C возрастает.

Фазовые превращения, приводящие к изменению состава породы или минерала, четко отражаются на температурной зависимости электрического сопротивления пород. Так, у сидерита наблюдается минимум ρ_3 в области 670 °C, что связано с его разложением ($\text{FeCO}_3 \rightarrow \text{FeO} + \text{CO}_2$).

Диэлектрическая проницаемость ϵ_r большинства пород с повышением температуры также возрастает. Установлено, что с повышением температуры происходит дифференциация пород и минералов по диэлектрической проницаемости. Так, если ϵ_r породооб-

разующих минералов при комнатных температурах не превышает 10, то в области 600°C ϵ_r разных минералов меняется от 6 до 33 (рис. 1.4). Характерно, что в жидкостях, в которых отсутствуют жесткие связи между молекулами, диэлектрическая проницаемость с повышением температуры повышается. В ряде случаев такая закономерность возможна и в породах. При фазовых переходах минералов наблюдаются аномалии в зависимости $\epsilon_r = f(T)$. Так, у серы при температуре 96°C замечен скачок ϵ_r , соответствующий переходу ромбической серы в моноклинную. Переход от арагонита к кальциту в температурном интервале 360—470°C также сопровождается изменением диэлектрической проницаемости.

Влияние температуры на магнитные свойства пород наиболее выражено в группе ферромагнетиков. С повышением температуры растет подвижность атомов, составляющих домены. При определенной температуре, называемой точкой Кюри, домены полностью лишаются магнитных моментов. Выше этой температуры ферромагнетик переходит в парамагнетик. Температура Кюри пород зависит от их строения и минерального состава. Если порода содержит несколько ферромагнитных минералов, то она может иметь ряд точек Кюри, соответствующих каждому минералу.

Ферромагнитным породам присуще также снижение остаточной намагниченности $I_{ост}$ и коэрцитивной силы H_c с повышением температуры. Интересно, что отношение $I_{ост}/H_c$ имеет максимум в области 500—600°C (рис. 1.5).

У некоторых минералов-антиферромагнетиков в кристаллической решетке существуют антипараллельно ориентированные, друг друга взаимно компенсирующие магнитные диполи (подрешетки). Поэтому в определенном диапазоне температур их магнитные проницаемости малы, и они ведут себя как парамагнетики. При температуре фазового перехода происходит опрокидывание подрешеток — они оказываются направленными в одну сторону, и их магнитные моменты суммируются. Это сопровождается резким

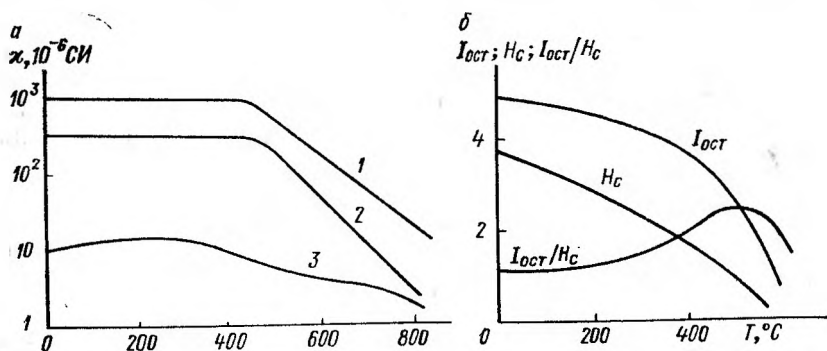


Рис. 1.5. Изменение магнитных свойств пород при нагревании.

а — магнитная восприимчивость χ (1 — гранит биотитовый, 2 — пироксенит, 3 — диорит, по Н. Б. Дортман); б — остаточная намагниченность $I_{ост}$ и коэрцитивная сила H_c магнетита горы Благодать.

увеличением магнитной проницаемости породы. К антиферромагнетикам относятся пиролюзит, алабандин, α -гематит, сидерит и другие минералы. На рис. 1.5 показано изменение магнитных свойств некоторых пород при нагревании.

1.1.5. Теплофизические свойства горных пород

Основными теплофизическими характеристиками горных пород являются теплопроводность λ_n , Вт/(м·К), удельная теплоемкость c_n , Дж/(кг·К), температуропроводность a_n , м²/с, связь между которыми устанавливается следующим выражением:

$$a_n = \lambda_n / (c_n \rho_n), \quad (1.8)$$

где $c_{n\rho_n}$ — объемная теплоемкость, Дж/(м³·К).

Кроме того, теплофизическими характеристиками горных пород являются коэффициенты линейного и объемного расширения горных пород, температуры фазовых (изменение структурного класса) и агрегатных (твердое тело — жидкость — газ) изменений в породе, удельное количество теплоты, необходимое для осуществления последних.

Так как горные породы в общем случае полидисперсные гетерогенные системы, то понятия теплофизических свойств применяются к ним условно как эффективные (эквивалентные). Значения этих свойств зависят от многих факторов, важнейшими из которых являются литологический и гранулометрический состав, пористость, нефтеводогазонасыщенность и термодинамические параметры (p , T).

Коэффициент теплопроводности горной породы λ_n зависит от коэффициентов теплопроводности твердой фазы λ_t , жидкой и газообразной фаз $\lambda_{ж}$ и $\lambda_{г}$, пористости K_n , характера связи между фазами, абсолютного давления p и температуры T .

Анализ результатов исследований зависимости коэффициента теплопроводности от всестороннего давления p приводит к выводу, что влиянием его на низкопористые породы (плотные известняки, мелкозернистые песчаники, плотные магматические и метаморфические породы) можно пренебречь. Однако теплопроводность высокопористых крупнозернистых песчаников, насыщенных нефтью или водой, увеличивается на 25 %, а сухих — на 40—70 % при изменении давления от 0,1 до 40 МПа [53].

Так как основным источником переноса энергии в горных породах являются фононы (звуковые кванты), возникающие в результате колебания атомов и ионов в узлах кристаллической решетки, то с увеличением температуры, как правило, увеличивается и рассеивание фононов, их столкновение друг с другом и с дефектами кристаллической решетки реальных кристаллов. Это снижает путь свободного пробега отдельных фононов и время их существования. Поэтому при повышении температуры снижается теплопроводность многих кристаллических минералов и пород. При этом

наблюдается соответствие известной из фононной теории теплопроводности зависимости

$$\lambda_n T = A, \quad (1.9)$$

где A — некоторая постоянная, равная для плотных изверженных и метаморфических пород (кварцитов, гранитов, пегматитов) 110—1900 Вт/м.

Такая закономерность изменения λ_n с температурой наблюдается только в области до 400 °С. При более высоких температурах теплопроводности стремится к постоянному значению, для некоторых пород отмечено даже возрастание λ_n . Наиболее значительное снижение λ_n с повышением температуры характерно для пород, обладающих большими исходными ее значениями.

Теплопроводность пород, имеющих высокую пористость, с повышением температуры изменяется немного, что связано в основном с наличием радиационной составляющей теплопроводности в пористых породах. В практических расчетах можно принять теплопроводность этих пород независимой от температуры.

Теплопроводность аморфных и скрытокристаллических минералов и пород (обсидиан, аморфные разновидности SiO_2 и др.) с повышением температуры возрастает. Некоторый рост теплопроводности с повышением температуры наблюдается также у анортозитов, глин и углей. Это связано с большой нарушенностью кристаллической решетки пород при исходных температурах.

С повышением температуры λ_n кристаллических пород приближается к теплопроводности аморфных пород и при 1200—1400 К почти для всех горных пород оказывается в довольно узком диапазоне — 1,1—2,3 Вт/(м·К).

Если при нагревании в породах происходят различные фазовые превращения, дегидратация и т. д., то на кривой зависимости $\lambda_n = f(T)$ таких пород возникают области максимумов или минимумов. Например, известняки имеют область минимума λ_n при температурах 300—400 °С.

При повышении температуры влажных пород влага испаряется. Поэтому кривые теплопроводности таких пород при нагревании до 100—200 °С имеют область максимума: вначале, так как теплопроводность воды с повышением температуры увеличивается, λ_n всей породы возрастает, а затем при испарении влаги происходит уменьшение теплопроводности.

Удельная теплоемкость горных пород обычно выше удельной теплоемкости металлов и изменяется в пределах от 0,4 до 2 кДж/(кг·К). При этом объемная теплоемкость c_{np} изменяется в значительно меньших пределах $1,5 \cdot 10^3 \leq c_{np} \leq 3 \cdot 10^3$ кДж/(м³·К). Удельная теплоемкость плотных пород зависит только от их минерального состава и практически не зависит от их строения (структуры и текстуры). В пористых породах удельная теплоемкость зависит от коэффициента пористости и удельной

Теплофизические свойства некоторых горных пород (по данным [53, 58])

Горные породы	Коэффициент теплопроводности λ_n , Вт/(м·К)	Удельная теплоемкость c_n , кДж/(кг·К)	Коэффициент температуропроводности a_n , 10^{-7} м ² /с
Песчаник	0,38—5,17	0,67—3,35	2,54—20,43
Алеврит	0,41—3,58	0,75—1,65	5,36—15,42
Глина	0,38—3,02	0,753—3,596	2,54—11,56
Известняк	0,92—3,4	0,42—1,712	3,91—16,94
Мрамор	1,59—4,0	0,753—0,879	7,8—12,0
Ангидрит	2,5—5,8	0,58—0,61	—
Каменная соль	1,67—5,50	1,447—4,651	11,2—17,7
Дунит	1,11—1,85	0,586—0,795	7,16—8,48
Перидотит	3,78—4,85	0,921—1,088	11,97—14,10
Габбро	1,59—2,98	0,897—1,130	9,32—12,17
Диорит	1,38—2,89	1,118—1,168	3,34—8,64
Сиенит	1,80—2,97	—	5,4—7,9
Гранит	1,12—3,85	0,257—1,548	3,33—16,5
Базальт	0,44—3,49	0,544—2,135	3,44—13,45
Андезит	1,42—2,79	0,808—0,823	6,17—6,44
Диабаз	1,71—3,25	0,791—0,929	5,25—8,14
Туф	1,30—3,95	0,795—1,411	9,99—12,36
Кристаллический сланец	2,66—2,94	—	—
Амфиболит	1,57—2,89	1,063—1,201	5,25—8,14
Роговик	2,12—6,10	1,476—1,482	1,344—15,64
Гиейс	0,94—4,86	0,754—1,176	6,30—8,26
Уголь	0,13—2,24	0,863—1,528	0,7—7,02
Железистый кварц	4,94	0,536	25,3
Руда магнетитовая	2,0—2,7	—	—
Руда сульфидная	4,19—4,21	0,836—1,327	9,9—10,4
Руда апатитовая	3,0—4,7	—	8,6—14,1

теплоемкости заполняющей поры среды. Поэтому теплоемкость водонасыщенных пород из-за высокой теплоемкости воды постоянно растет с увеличением их влагонасыщенности. По этой же причине при насыщении пород жидкими или газообразными углеводородами их теплоемкость значительно ниже теплоемкости водонасыщенных аналогов.

Увеличение энергии собственных колебаний частиц в минеральной фазе горной породы, обусловленное ростом частоты колебаний, приводит к увеличению удельной теплоемкости породы с повышением температуры. Максимальная частота $\omega_{\max}$ и соответственно максимум энергии в твердых телах наблюдаются при определенной, так называемой характеристической температуре (температура Дебая). Однако из-за наложения термохимических эффектов дебаевская закономерность изменения теплоемкости с повышением температуры в горных породах сохраняется далеко не всегда. Так, удельная теплоемкость каменного угля в области 200—400 °С имеет максимум, после чего происходит падение ее вплоть до 1000 °С. Отношение теплоемкости при 600 °С к теплоем-

кости при 100 °С для скарнов составляет 1,4, для кварца, плавленого кварца, кварцитов — 1,36, для гранитов — 1,26.

Температурную зависимость теплоемкости $c_n(T)$ многих пород можно выразить формулой

$$c_n(T) = c_{n0}(1 + bT), \quad (1.10)$$

где c_{n0} — удельная массовая теплоемкость породы при $T = 0$ °С; b — температурный коэффициент, составляющий $(4 \div 8) \cdot 10^{-4} \text{ K}^{-1}$.

Температуропроводность a_n кристаллических пород с повышением температуры в большинстве случаев уменьшается, в то время как температуропроводность аморфных пород, углей и глин с повышением температуры увеличивается. Наибольшее снижение a_n с увеличением температуры наблюдается у гранитов, наименьшее — у базальтов. Так, если при 400 К температуропроводность базальтов в 2,5 раза ниже, чем гранитов, то при 1200 К температуропроводность обеих пород сравнивается.

Коэффициент линейного теплового расширения α_l большинства твердых тел, в том числе и горных пород, с повышением температуры увеличивается. У многих минералов наблюдаются аномалии коэффициента α_l , обусловленные термическими изменениями. Наиболее известен четкий максимум коэффициента линейного теплового расширения кварца и кварцсодержащих пород в

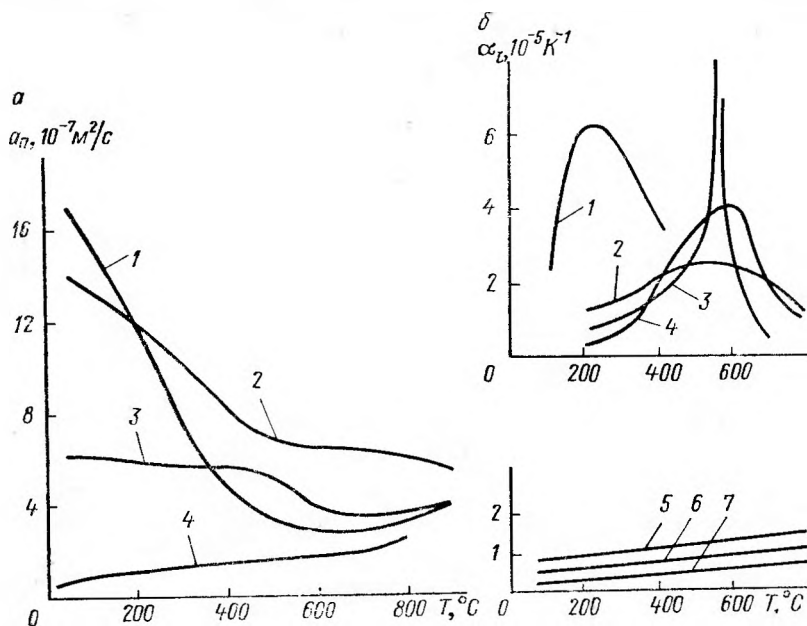


Рис. 1.6. Температурные зависимости тепловых свойств горных пород.

a — температуропроводность a_n (1 — гранит, 2 — пироксенит, 3 — базальт, 4 — уголь); b — коэффициент α_l теплового расширения минералов, имеющих область максимума (1 — пирит, 2 — кальцит, 3 — кварц, 4 — серпентинит), и пород, не имеющих области максимума (5 — нефелиновый снит, 6 — диорит, 7 — габбро).

области 573 °С, связанный с полиморфным превращением α -кварца в β -кварц.

Плавные максимумы α_l в области 400—600 °С характерны для ангидрита, сидерита, кальцита, а в области 200 °С — для пирита. Температурные зависимости α_l многих минералов, у которых не происходит фазовых изменений, представляют собой прямые линии типа

$$\alpha_l = \alpha_{l0}(1 + b'T), \quad (1.11)$$

где α_{l0} — коэффициент линейного теплового расширения при $T = 0$ °С; b' — температурный коэффициент, составляющий примерно $1,25 \cdot 10^{-3} \text{ К}^{-1}$.

Несмотря на снижение модуля упругости с повышением температуры, параметр $\alpha_l E$, определяющий термические напряжения в породах, возрастает, поскольку α_l увеличивается в большей степени. Так, с повышением температуры от 60 до 600 °С $\alpha_l E$ возрастает у гранодиорита в 3,3 раза, у кварцевого порфира — в 20,5 раза.

Коэффициент объемного теплового расширения пород и минералов с повышением температуры также возрастает.

Основные теплофизические свойства некоторых распространенных горных пород приведены в табл. 1.3 и на рис. 1.6.

1.1.6. Свойства расплавов горных пород и образующихся при их твердении и кристаллизации материалов

В результате теплового воздействия на горные породы в них протекают сложные физико-химические процессы, обусловленные повышением температуры. При низких (до 400—500 °С) и средних (до 1000—1100 °С) температурах протекают физические процессы, связанные с нагреванием породы, испарением влаги, выгоранием органических примесей, полиморфными превращениями отдельных минералов, размягчением стеклообразной фазы и частичное расплавление легкоплавких компонентов. При этих же температурах происходят химические процессы — потеря химически связанной воды и диссоциация карбонатов.

При более высоких температурах протекают физико-химические процессы, связанные с образованием первичных расплавов, растворением в этих расплавах тугоплавких компонентов горной породы и образованием новых химических соединений в составе жидкой стекловидной фазы.

В том случае, если в расплавленное состояние переходят без изменения все минеральные составляющие горной породы и получается расплав первоначального соединения, то такое плавление называется конгруэнтным. Если же при плавлении пород получается расплав и новое твердое соединение, отличное по свойствам от исходного, то такой тип плавления называется инконгруэнтным.

При плавлении горных пород образуется в большинстве случаев силикатный расплав, состоящий из различных химических

соединений, между которыми протекают сложные физико-химические процессы.

Температура плавления горных пород зависит главным образом от химического и минералогического составов. Согласно современным представлениям горная порода рассматривается как единая большая молекула, все химические элементы которой представлены в виде оксидов и их соединений, образующих две ведущие группы: кислую (SiO_2 , Al_2O_3 и др.) и основную (CaO , MgO , Fe_2O_3 , FeO и др.).

Оксиды элементов в большинстве случаев имеют высокую постоянную температуру плавления ($\text{MgO} \sim 2800^\circ\text{C}$, $\text{CaO} \sim 2570^\circ\text{C}$, $\text{Al}_2\text{O}_3 \sim 2050^\circ\text{C}$, $\text{SiO}_2 \sim 1713^\circ\text{C}$), а их многочисленные соединения плавятся при более низких температурах.

Как правило, кислые породы с повышенным содержанием SiO_2 и Al_2O_3 имеют более высокую температуру плавления, а более основные породы из-за присутствия оксидов натрия, калия и железа — относительно низкую температуру плавления. Наиболее легкоплавкими являются породы, минералогический состав которых представлен моноклинными пироксенами, полевыми шпатами, железистыми разновидностями оливина. При возрастании содержания минералов кварца, плагиоклаза, ромбического пироксена и некоторых других температура плавления породы увеличивается. На температуру плавления пород оказывает влияние и их структура: породы мелкозернистой структуры являются более легкоплавкими. Так как горная порода состоит из ряда минералов, то прежде всего начинает плавиться их эвтектическая смесь.

Важное влияние на процесс плавления породы оказывает отношение оксидов $\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{FeO}$, входящих в химический состав ее минералов, и атмосфера, в которой протекает плавление. Чем меньше отношение $\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{FeO}$, тем легче протекает процесс плавления, при этом понижается вязкость образующегося расплава и повышается его кристаллизационная способность. Увеличение содержания FeO происходит в восстановительной атмосфере за счет Fe_2O_3 , в окислительной среде процесс обратим.

С технологической точки зрения наибольший интерес представляют вязкостные и кристаллизационные свойства расплава. Согласно ионной теории, вязкость расплава определяется наличием в нем укрупненных, недостаточно подвижных анионов, широко представленных в силикатных расплавах кремнекислородными комплексами, сложность которых зависит от соотношения кислорода и кремния. С повышением температуры связи внутри анионов уменьшаются и в результате диссоциации упрощаются с приобретением большей подвижности. Перегретые силикатные расплавы по свойствам близки к ньютоновским жидкостям, но при появлении твердых фаз, наличии растворенных флюидов (H_2O , HCl , HF , CO_2) и вблизи точки кристаллизации они приобретают свойства неньютоновских жидкостей, характеристики которых меняются от бингамовских пластиков до дилатантных жидкостей

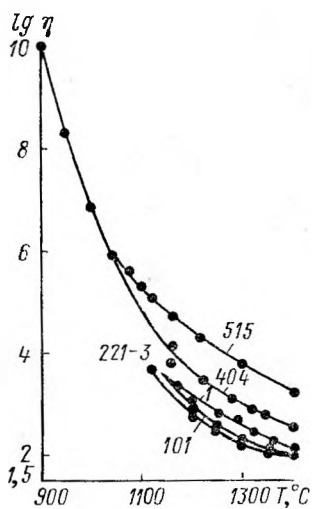


Рис. 1.7. Температурная зависимость вязкости базальтовых расплавов.

101 — диабаз; 515 — андезито-базальт; 221-3 и 1 — камчатские базальты; 404 — алагезский базальт.

в зависимости от условий течения, состава и др. [3, 42]. Ввиду отсутствия строгой теории вязкости таких сложных систем в работе [35] предложен метод расчета и прогнозирования реологических характеристик расплавов горных пород с использованием известного уравнения Аррениуса — Френкеля — Эйринга:

$$\eta = \eta_0 \exp [E/(RT)], \quad (1.12)$$

где η — вязкость расплава; η_0 — передэкспоненциальный множитель,

характеризующий вязкость сплава при $T \rightarrow \infty$, теоретическое значение которого по порядку величины равно 10^{-3} Па·с; E — энергия активации вязкого течения, Дж/моль; R — универсальная газовая постоянная, $R = 8,32$ Дж/(моль·К); T — температура по шкале Кельвина, К.

Анализ результатов статистического анализа экспериментальных данных по вязкости магматических, силикатных и алюмосиликатных расплавов позволил получить простое полуэмпирическое уравнение барической и температурной зависимости вязкости для всего природного диапазона составов расплавов горных пород в следующем виде [35]:

$$\lg \eta = E/(4,576T - 4,5) + \beta(p_{\text{общ}} - p_{\text{фл}}^L), \quad (1.13)$$

где E — энергия активации вязкого течения «сухих» расплавов при $p_{\text{Н}_2\text{O}}^L = 0$ или водосодержащих расплавов (флюидосодержащих) при $p_{\text{общ}} > p_{\text{фл}}^L$; β — пьезокоэффициент вязкости, $\beta_1 = 5,02 \times 10^{-4}$ МПа $^{-1}$ для «сухих» расплавов, $\beta_2 = -1,2 \cdot 10^{-3}$ МПа $^{-1}$ для недонасыщенных водой расплавов; $p_{\text{общ}}$ — общее (литостатическое) давление, МПа; $p_{\text{фл}}^L$ — флюидное давление в расплаве, МПа.

Значения вязкости и энергии активации расплавов приведены в табл. 1.4.

Зависимость изменения вязкости расплавов различных базальтов от температуры T приведена на рис. 1.7.

В лаборатории Донецкого камнелитейного завода исследована вязкость расплава из шихты на основе горелых шахтных пород; полученные данные зависимости вязкости от температуры расплава показаны на рис. 1.8. Экспериментально установлено, что введение в шихту до 3 % железного концентрата или плавикового шпата снижает вязкость расплава в интервале температур 1200—

Вязкость и энергия активации расплавов [35]

$t, ^\circ\text{C}$	$\rho_{\text{общ}}, \text{МПа}$	$\rho_{\text{фл}}, \text{МПа}$	Концентрация компонентов флюида, вес. %	$\eta, \text{Па}\cdot\text{с}$	$E, 10^5 \text{ Дж/моль}$
Гранит + H_2O					
800	50	50	$\text{H}_2\text{O} = 2,1$	6,4	2,04
1100	50	50	То же	4,25	2,04
800	200	200	$\text{H}_2\text{O} = 5,2$	4,97	1,74
1200	200	200	То же	2,67	1,74
850	700	700	$\text{H}_2\text{O} = 12,3$	4,2	1,65
950	700	700	То же	3,36	1,65
Гранит + $\text{H}_2\text{O} + \text{HCl}$					
1100	60	50	$\text{H}_2\text{O} = 2,1, \text{Cl} < 0,1$	5,04	2,29
1250	60	50	То же	4,36	2,29
950	200	200	$\text{H}_2\text{O} = 5,54, \text{Cl} < 0,1$	4,65	1,94
1100	200	200	То же	3,85	1,94
900	400	400	$\text{H}_2\text{O} = 8,95, \text{Cl} < 0,1$	4,10	1,72
1100	400	400	То же	3,50	1,72
Гранит + $\text{H}_2\text{O} + \text{NaCl}$					
1000	200	200	$\text{H}_2\text{O} = 5,25, \text{Cl} < 0,1$	4,62	2,01
1250	200	200	То же	3,7	2,01
900	400	400	$\text{H}_2\text{O} = 8,7, \text{Cl} < 0,1$	4,03	1,72
1100	400	400	То же	3,35	1,72
Гранит + $\text{H}_2\text{O} + \text{HF}$					
900	200	200	$\text{H}_2\text{O} = 6,30, \text{F} = 1,6$	4,66	1,89
1200	200	200	То же	3,36	1,89
Андезит (вулкан Авача)					
1200	0,1	0	$\text{H}_2\text{O} = 0$	3,75	2,06
1300	0,1	0	$\text{H}_2\text{O} = 0$	3,22	2,06
1300	400	0	То же	3,15	2,0
1950	400	0	»	2,86	2,0
1150	25	25	$\text{H}_2\text{O} = 1,0$	3,50	1,90
1200	225	25	То же	3,25	1,90
1100	300	25	»	3,64	1,86
1200	300	25	»	3,01	1,86
Базальт (вулкан Ключевская Сопка)					
1200	0,1	0	$\text{H}_2\text{O} = 0$	3,64	2,02
1300	0,1	0	То же	3,16	2,02
1200	400	0	»	3,48	1,97
1300	400	0	»	2,94	1,97
1100	100	100	$\text{H}_2\text{O} = 2,5$	2,74	1,65
1300	100	100	То же	1,91	1,65

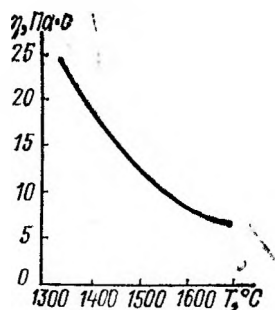


Рис. 1.8. Температурная зависимость вязкости расплава Донецкого камнелитейного завода.

1300 °C на 25—30 %. То же самое установлено при исследовании вязкостных свойств расплава светлокаменного литья из пород различного состава (рис. 1.9) [35].

Непосредственную связь с вязкостью расплава имеет его плотность, знание которой для целого ряда технологических процессов особенно необходимо, так как позволяет рассчитать усадку расплава при кристаллизации. Зависимость обратной величины плотности — удельного объема расплава от температуры для некоторых горных пород показана на рис. 1.10, а значения изменения плотности для исследуемого интервала температур приведены в табл. 1.5.

Анализ результатов исследования силикатных расплавов позволяет установить определенную связь между вязкостью, другими физическими свойствами расплавов и их химическими особенностями [35]. Так, на вязкостные свойства силикатного расплава большое влияние оказывает отношение кислорода к кремнию, с увеличением которого вязкость понижается. Оксиды различных элементов оказывают на вязкость расплава и другие его свойства разное влияние. Оксид кремния SiO_2 повышает температуру плавления горных пород, вязкость расплава и снижает его кристаллизационную способность. Чем выше содержание SiO_2 в породе, тем в большей степени изменение вязкости зависит от температуры

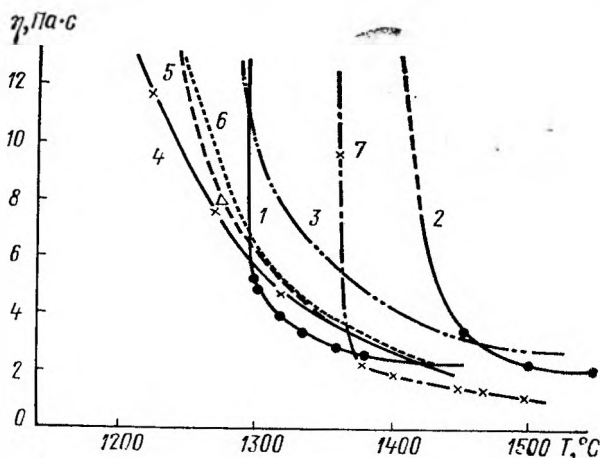
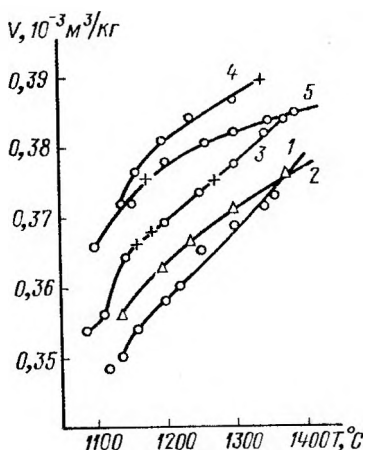


Рис. 1.9. Температурная зависимость вязкости расплава светлокаменного литья. 1—эвтектическая смесь диоксида, волластонита и триндита; 2—диоксид с избытком SiO_2 ; 3—эвтектическая смесь диоксида и анортита; 4—сплав анортита и диоксида с добавкой плавленого шпата; 5—сплав анортита и диоксида с добавкой кремнефтористого натрия; 6—пироксен с избытком CaO и Al_2O_3 ; 7—чистый диоксид.

Рис. 1.10. Зависимость удельного объема расплава V от температуры T .
1—диабаз 101; 2—диабаз 102; 3—диабаз 104;
4—базальт из Закавказья; 5—диорит с Урала
(+—повторные измерения плотности).



расплава. Al_2O_3 также повышает вязкость расплава, но при содержании в расплаве до 10 % вязкость его несколько понижается. Оксид магния MgO снижает вязкость расплава и температуру плавления пород, однако с увеличением его содержания снижается возможность получения однородного расплава Fe_2O_3 в целом снижает температуру плавления породы и вязкость расплава, повышает кристаллизационную способность последнего. Важное значение при этом имеет отношение Fe_2O_3/FeO , характеризующее степень окисления расплава. Активный катион Fe^{2+} разрушает кремнекислородные анионы, препятствует окислению расплава за счет кислорода воздуха и тем самым снижает вязкость расплава. Оксид кальция CaO в меньшей степени, чем магния, снижает вязкость расплава и повышает его кристаллизационную способность. MnO снижает вязкость, но ухудшает кристаллизационную способность. Оксиды натрия Na_2O и калия K_2O существенно снижают вязкость расплава, но практически не влияют на его кристаллизационные свойства.

Свойства расплава горной породы существенно зависят от наблюдаемой в нем дифференциации за счет диффузионных и гравитационных процессов.

Кристаллизация расплава породы происходит с понижением его температуры и уменьшением теплового движения атомов. В итоге создается дальний порядок в расположении атомов с постепенным выделением кристаллов отдельных минералов.

Таблица 1.5

Плотность расплава горных пород
(по данным [Хай Б. Х. и др., 1969 г.]

Породы	Температура расплава, °C	Плотность, кг/м ³
Шилихинский диабаз 101	1360—1120	2610—2865
» » 102	1360—1140	2660—2800
» » 104	1360—1090	2610—2820
Закавказский базальт	1390—1100	2600—2740
Уральский диорит	1340—1140	2566—2685

В случае резкого понижения температуры расплава образуется стекло, которое рассматривается как переохлажденная жидкость, сохраняющая в твердом состоянии ближний порядок в расположении атомов. Способность расплава к переохлаждению зависит от линейной скорости кристаллизации и от числа центров кристаллизации, образующихся в единице объема в единицу времени. Как показали исследования [35], линейная скорость кристаллизации твердых фаз из силикатных расплавов и скорость возникновения центров кристаллизации зависят от концентрации в расплаве соответствующих компонентов, вязкости и температуры расплава, а также темпа охлаждения последнего (рис. 1.11).

Важное влияние на процесс кристаллизации расплава оказывают различные модификаторы, которые специально вводятся в расплав для создания дополнительных многочисленных центров кристаллизации с целью повышения кристаллизационной способности, снижения температуры кристаллизации и регулирования структуры и свойств полученного при твердении материала.

В процессе кристаллизации расплава образуется твердая переплавленная порода, в структуре которой всегда присутствуют как кристаллическая, так и стекловидная фазы. Роль последней при этом двойственна и зависит от характера ее распределения в застывшем расплаве. Если стекловидная фаза равномерно распределена между отдельными кристаллическими зернами и играет роль цементирующей основы, то механическая прочность полученного материала возрастает. При неравномерном ее распределении механическая прочность снижается.

В зависимости от содержания стекла структуры отвердевших расплавленных пород подразделяются на следующие группы: стекловатую (70—100 % стекла); полустекловатую (30—70 %); —

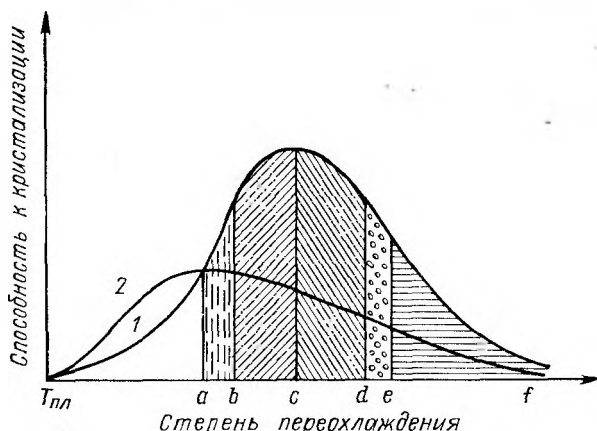


Рис. 1.11. Зависимость кристаллизационной способности силикатного расплава от степени переохлаждения (по А.С. Гинзбургу).

1 — скорость образования центров кристаллизации; 2 — скорость роста кристаллов; строение: *ав* — микролитовое, *с* — крупнозернистое, *de* — мелкозернистое, *cd* — сферолитовое, *ef* — форфовидное.

**Характеристики механической прочности каменного литья и других материалов
(по данным [Хан Б. Х. и др., 1969 г.; Липовский И. Е., 1969 г.])**

Виды литья и материалы	$\sigma_{сж}$, МПа	$\sigma_{н}$, МПа	$\sigma_{р}$, МПа	E , 10^5 МПа	Ударная вязкость МПа
Базальт-горнблендитовое (Московский завод)	250	47	25	1,0	—
Базальт-доломитовое (Донецкий комбинат)	376	57	30,8	1,11	0,26
Термостойкое (Московский завод)	180	30	—	—	—
Базальт-шлаковое (Кривой Рог)	200	23	—	—	—
Гранито-шлаковое (Кривой Рог)	175	39	—	—	—
Горнблендитовое (Первоуральск)	225	до 70	—	1,15	0,06
Литье из медных шлаков (Балхаш)	100	10—15	9—10	—	—
Литье из медных шлаков (Джезказган)	140—165	15—20	6,5—14	—	—
Светлокаменное (Москва)	До 400	35	20	1,01	—
Литье из медных шлаков (Армения)	300	40	—	—	—
Литье из доменных шлаков (Караганда)	70—80	—	7—8	—	—
Габбропоритовое	400	78	—	—	—
Базальт естественный	200	48	—	—	0,17
Гранит естественный	150	—	—	—	—
Диабаз естественный	300	—	—	—	—
Стекло техническое	700	70	—	0,8	0,2
Бетон	5—60	—	—	—	0,2—0,45
Фарфор технический	—	55	—	—	0,2
Чугун серый	1000	280	—	—	1,0—2,0
Сталь	2000	—	450	2,15	—

почти кристаллическую (10—30 %); полнокристаллическую (0—10 %). Каждая из этих структурных групп имеет отдельные структурные типы и виды.

В процессе охлаждения расплава возникают внутренние напряжения в образующемся твердом веществе, которые в условиях быстрого охлаждения могут привести к растрескиванию и разрушению твердеющего материала. Прочностные свойства кристаллизующегося вещества зависят также от минералогических особенностей, размеров кристаллических зерен и характера их связи. Экспериментально установлено, что сопротивление сжатию растет с уменьшением размеров кристаллических зерен. В крупнокристаллических образованиях могут появляться микротрещины, снижающие механическую прочность материала.

В табл. 1.6 и 1.7 приведены прочностные характеристики и теплофизические свойства камнелитейных изделий и других материалов [57].

Анализ многочисленных экспериментальных и производственных данных показывает, что для получения материала с заданными физико-механическими свойствами необходимо с учетом хи-

Таблица 1.7

**Теплофизические свойства каменного литья и других материалов
(по данным [Хан Б. Х. и др., 1969 г.; Липовский И. Е., 1969 г.])**

Виды литья и материалы	λ , Вт/(м·°С)	α , 10^{-7} м ² /с	c , кДж/(кг·°С)
Базальт естественный	3,5	—	—
Литье из базальта кристаллическое:			
до 100 °С	1,27	3,44	0,78
до 600 °С	1,58	5,67	1,07
Литье из базальта стекловидное:			
до 100 °С	1,97	5,19	0,79
до 600 °С	2,63	6,83	1,03
Литье базальто-шлаковое (Кривой Рог)	1,45	3,56	—
Литье светлокаменное	0,99	—	1,05
Литье из горелых пород:			
до 100 °С	—	—	0,68
до 330 °С	—	—	0,93
до 800 °С	—	—	0,95
Литье из доменных шлаков	1,15	—	0,67
Литье из медных шлаков			
700 °С	2,87	—	—
100 °С	—	4,19	—
Стекло оконное, до 350 °С	0,92	—	0,33—1,05
Кирпич:			
красный	0,77	—	0,88
динасовый	0,93	—	0,84
шамотный	0,84	—	0,88
Сталь мягкая, до 500 °С	38,0	—	0,55
Чугун серый, до 400 °С	43,3	—	0,54
Алюминий, до 550 °С	268,3	—	0,95

мического и минералогического состава горных пород регулировать температурный режим как плавления, так и кристаллизации расплава, чтобы получить нужное минеральное образование и соответствующую структуру.

1.2. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛО- И МАССОПЕРЕНОСА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Процессы тепло- и массопереноса, происходящие в скважине при бурении, разнообразны и подвержены влиянию большого количества разнородных по своему действию факторов. Их прогнозирование и нормализация являются весьма сложной задачей, для решения которой целесообразно привлечение методов моделирования [5, 11, 23, 31, 45].

В самом общем виде модель есть искусственно создаваемый объект исследования, отражающий свойства, характеристики и связи оригинала, существенные для решения поставленной задачи. Модель отражает действительные свойства и состояние объекта-оригинала только приближенно, в некоторой области характеризующих его параметров и, как правило, намного проще оригинала. В соответствии с формой представления все модели можно разделить на идеальные или теоретические и материальные или экспериментальные.

В общем случае теоретическая модель — это система математических соотношений, которая отражает наиболее существенные свойства реального объекта или устанавливает взаимосвязи между определяющими параметрами исследуемого процесса.

Моделирование на прикладном уровне заключается в первую очередь в выборе для описания заданного процесса достаточно общей «стандартной» модели, схематизацию геометрических форм и квалификацию тел в качестве материальных точек, абсолютно твердых и деформируемых сред с теми или иными реологическими свойствами. Взаимодействие тел учитывается понятием силы. «Стандартные» математические модели используют универсальные физические законы (сохранения массы, движения, энергии, второй закон Ньютона и т. п.). Для составления систем уравнений часто применяют хорошо обоснованные полуэмпирические и чисто эмпирические соотношения. При выборе законов или гипотез, полагаемых в основу модели, нужно останавливаться на самых простых, которые легко подтвердить или опровергнуть экспериментально.

Тепловые явления характеризуются процессами теплопереноса, которые часто сопровождаются переносом вещества (при агрегатных превращениях, диффузии и пр.), называемым массообменом. В этих случаях имеет место сложный процесс тепло- и массопереноса или тепло- и массообмена.

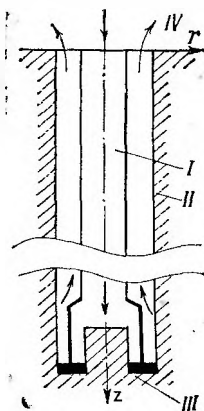
Основой математического описания явлений тепло- и массопереноса являются законы сохранения массы, импульса и энергии, к которым для конкретных условий присоединяются дополнитель-

ные соотношения связи между параметрами среды и процесса. Эти законы и соотношения формулируются в виде системы дифференциальных уравнений. Для описания конкретного процесса к системе дифференциальных уравнений добавляются краевые условия или условия однозначности.

При анализе происходящих в бурящейся скважине процессов она рассматривается как теплообменная система с изменяющимися по глубине и во времени условиями и параметрами. Определяющими являются конструкция скважины, технология бурения, и прежде всего способ очистки забоя от продуктов разрушения породы: качество и расход очистного агента как холодо- или теплоносителя, схема и характер циркуляции. Обычно приходится иметь дело с течением жидких, газообразных и газожидкостных промывочных агентов в цилиндрических каналах колонн бурильных и обсадных труб, в кольцевых каналах между бурильными и обсадными трубами и стенками скважины, а также в каналах трубопроводов и соединительных шлангов поверхностной обвязки. В циркуляционной системе скважины встречаются различные местные сопротивления (сужения и расширения сечений, изгибы, повороты и т. д.).

Анализ гидравлических и связанных с ними тепловых процессов существенно облегчается, если циркуляционную систему скважины разделить на четыре характерные и относительно самостоятельные части (рис. 1.12).

I. Ствол скважины, заполненный в процессе бурения промывочной средой, обеспечивающей очистку забоя и вынос продуктов разрушения породы, а также устойчивость стенок скважины. При механическом способе бурения эта часть состоит из связанных между собой двух зон. Первая представляет собой внутренний канал бурильных или обсадных труб, через который происходит подача промывочной среды в зону забоя в процессе бурения или продавливание тампонажного раствора в затрубное пространство в процессе цементирования, вторая — кольцевой канал между колонной бурильных труб и стенками скважины или обсадными тру-



бами. Тепло- и массообмен в этой зоне определяется интенсивностью циркуляции среды, ее взаимодействием с окружающим скважину горным массивом, в том числе с пластовыми жидкостями и газами. При цементации тепло- и массообмен определяется характером и временем вытеснения одного раствора другим, а также условиями формирования цементного камня.

II. Массив окружающих скважину горных пород, характеризующийся определенными

Рис. 1.12. Схема для анализа процессов тепло- и массообмена при бурении скважины.

физическими и тепловыми свойствами, процессами тепло- и массопереноса и др.

III. Зона забоя скважины, где происходит разрушение горной породы, образующийся буровой шлам выносятся потоком промывочной среды, которая участвует в теплообмене с породоразрушающим инструментом, породой забоя и буровым шламом. Для передачи энергии породоразрушающему инструменту вблизи этой зоны может быть размещен забойный двигатель или другой преобразователь энергии.

IV. Поверхностная обвязка устья скважины, включающая в себя емкости и устройства, где происходят очистка, обработка и приготовление промывочной среды и тампонажных растворов.

При бурении характер протекающих в скважине гидравлических и тепловых процессов часто меняется, но может считаться относительно установившимся для следующих основных технологических процессов.

1. Нормальное бурение (углубка) скважины без существенных геологических и технологических нарушений, когда в зоне забоя при работе породоразрушающего инструмента выделяется теплота, а циркуляция промывочной среды в системе происходит по схеме «противотока».

2. Промывка скважины, когда циркуляция промывочной среды происходит без углубки скважины, т. е. без разрушения породы забоя.

3. Спуско-подъемные операции, связанные с необходимостью извлечения керна или замены бурового инструмента, когда отсутствуют процесс разрушения породы забоя и циркуляция промывочной среды, теплообменные процессы происходят между заполняющей скважину средой и массивом горных пород.

4. Цементирование обсадной колонны и создание вокруг нее оболочки из цементного камня. Одна жидкость вытесняется другой, тепло- и массообменные процессы определяются динамикой и теплофизическими свойствами этих жидкостей, физико-химическими процессами образования цементного камня и влиянием окружающих горных пород.

Тепло- и массообмен во всех частях рассматриваемой области взаимосвязан, однако для конкретных технологических операций определяющими становятся процессы, происходящие в какой-нибудь одной или двух из четырех частей. Например, температурный режим бурящейся скважины определяется в основном теплообменными процессами в стволе скважины и в окружающем его горном массиве, а влияние призабойной и поверхностной частей исследуемой области может быть учтено условиями на границах. При изучении температурного режима породоразрушающего инструмента или процессов разрушения горных пород нетрадиционными способами возникает необходимость исследования тепломассообмена в призабойной части скважины, а влияние остальных частей области можно отразить в граничных условиях.

Изучение процессов тепло- и массопереноса в бурящейся скважине начнем с рассмотрения задачи о распределении температуры вдоль оси скважины во встречных потоках промывочной среды, т.е. задачи о температурном режиме бурящейся скважины. Эта задача крайне сложна, так как распределение температуры в стволе скважины зависит от большого числа факторов: конструкции скважины, геометрических характеристик колонн обсадных и бурильных труб, физических и теплофизических свойств промывочной среды, металла, цементного камня и окружающих горных пород; режима течения и реологических характеристик бурового раствора, его расхода; распределения температуры в массиве горных пород; наличия местных источников тепла; длительности циркуляции и ее перерывов и т. д. Кроме того, значения целого ряда характеристик и параметров сами по себе зависят от температуры, а граничные и начальные условия не всегда легко и просто сформулировать. Поэтому в качестве исходной и наиболее общей рассмотрим следующую задачу.

Пусть в скважину радиусом R_0 опущена колонна бурильных труб с радиусом внутреннего канала r_1 , через которую нагнетается промывочная среда с массовым расходом G и начальной температурой $t_{1н}$. В процессе бурения поток промывочной среды в бурильной колонне по мере приближения к забою изменяет свою температуру, которая всегда остается отличной от температуры окружающей среды. В области забоя за счет теплоты, выделяемой при работе породоразрушающего инструмента, промывочная среда претерпевает местный нагрев на величину Δt_3 . Изменив в зоне забоя направление на противоположное, промывочная среда по затрубному кольцевому каналу устремляется к устью скважины (см. рис. 1.12). Восходящий поток промывочной среды в кольцевом канале находится в тепловом взаимодействии с массивом горных пород и с нисходящим потоком. Кроме того, промывочная среда воспринимает теплоту, в которую превращается практически вся энергия, необходимая на преодоление гидравлических сопротивлений и на вращение бурового инструмента в скважине.

Требуется определить температурные поля во внутреннем канале колонны бурильных труб, в кольцевом канале и в окружающей скважину массиве горных пород.

Рассмотрим связь между движением промывочной среды и теплопередачей в отдельных частях исследуемой области. Процессы передачи теплоты и движения среды неразрывно связаны друг с другом. Состояние потока промывочной среды (жидкости или газа) можно считать определенным, если известны пять его основных гидродинамических характеристик: давление p , температура t и три компонента вектора скорости $\mathbf{v}$, т.е. известны зависимости

$$\begin{aligned} p &= p(x, y, z, \tau); \\ t &= t(x, y, z, \tau); \\ \mathbf{v} &= \mathbf{v}(x, y, z, \tau), \end{aligned} \tag{1.14}$$

где x , y и z — декартовы координаты; τ — время.

Теоретическое изучение теплообмена и движения промывочной среды сводится к отысканию соотношений (1.14). Для определения пяти неизвестных целесообразно вывести систему из не менее чем пяти общих уравнений, которыми в гидродинамике являются соотношения, выражающие законы сохранения массы, импульса (количества движения) и энергии.

Дополнительные уравнения, связывающие физические свойства среды и внутреннюю энергию с давлением и температурой (термодинамические уравнения состояния и реологические соотношения) позволяют составить замкнутую систему, описывающую процесс конвективного теплопереноса. Решение такой системы уравнений в сочетании с граничными и начальными условиями позволяет в общем решить поставленную задачу и определить зависимости (1.14) в любой точке и в любой момент времени.

Если обозначить концентрацию субстанции (массы, импульса, энергии) через c , мощность источников или стоков субстанции — через J , удельный диффузионный поток субстанции — через j , уравнение, выражающее закон сохранения субстанции, запишется в виде

$$\frac{d}{d\tau} \left(\int_V c \, dV \right) = - \oint_S (\mathbf{j} \cdot \mathbf{n}) \, dS + \int_V J \, dV. \quad (1.15)$$

Здесь $d/d\tau$ — полная производная по времени; V — выделенный объем; S — поверхность, ограничивающая объем; $\mathbf{n}$ — нормаль к поверхности S .

Применив к уравнению (1.15) формулу Лейбница и теорему Остроградского — Гаусса, нетрудно получить дифференциальное уравнение переноса субстанции

$$\frac{\partial c}{\partial \tau} = - \operatorname{div} (\mathbf{j} + c\mathbf{v}) + J, \quad (1.16)$$

где

$$\operatorname{div} \mathbf{A} = \frac{\partial A_x}{\partial x} + \frac{\partial A_y}{\partial y} + \frac{\partial A_z}{\partial z}.$$

Из уравнения (1.16), в частности, следует, что поток субстанции определяется диффузионным переносом и видимым движением среды (конвективным переносом).

Для простоты будем считать, что циркуляционный агент в скважине является однородной средой, в которой отсутствует перенос теплоты излучением. Если теперь принять, что переносимой субстанцией является масса, то, очевидно, имеем $c = \rho$, $\mathbf{j} = \mathbf{J} = 0$, и уравнение (1.16) принимает вид

$$\partial \rho / \partial \tau + \operatorname{div} \rho \mathbf{v} = 0. \quad (1.17)$$

Здесь ρ — плотность среды.

Уравнение (1.17) называется дифференциальным уравнением сохранения массы или уравнением неразрывности.

Пусть переносимой субстанцией является количество движения, тогда $c = \rho \mathbf{v}$, а так как диффузионный поток импульса

обусловлен тензором давления P , то $\mathbf{j} = P$. Известно, что тензор P раскладывается на сумму двух тензоров:

$$P = Ip + \sigma,$$

где p — гидростатическое давление;

$$I = \begin{pmatrix} 100 \\ 010 \\ 001 \end{pmatrix}$$

— единичный тензор;

$$\sigma = \begin{Bmatrix} \sigma_{xx} & \sigma_{xy} & \sigma_{xz} \\ \sigma_{yx} & \sigma_{yy} & \sigma_{yz} \\ \sigma_{zx} & \sigma_{zy} & \sigma_{zz} \end{Bmatrix}$$

— тензор вязких напряжений.

Внутренним источником движения является суммарное действие всех массовых сил (гравитационные и др.) F_k

$$J = \Sigma \rho_k F_k.$$

Подставляя в уравнение (1.16) соответствующие выражения для c , $\mathbf{j}$ и J , после преобразований получаем

$$\rho d\mathbf{v}/d\tau = -\nabla p - \operatorname{div} \sigma + \Sigma \rho_k \mathbf{F}_k. \quad (1.18)$$

Это уравнение называется уравнением сохранения импульса или уравнением движения. Оно выражает тот факт, что полное ускорение потока равно сумме градиента давления, изменения скорости за счет сил внутреннего трения и действия всех массовых сил. В частном случае, когда поле массовых сил сводится к гравитационному, уравнение движения можно записать в виде

$$\rho d\mathbf{v}/d\tau = -\nabla p - \operatorname{div} \sigma + \rho \mathbf{g}. \quad (1.18a)$$

Здесь $d\mathbf{v}/d\tau = \partial\mathbf{v}/\partial\tau + (\mathbf{v} \cdot \nabla)\mathbf{v}$; $\nabla = \operatorname{grad} = (\partial/\partial x, \partial/\partial y, \partial/\partial z)$; $(\mathbf{v} \cdot \nabla)$ — скалярное произведение векторов, $\operatorname{div} \sigma = \partial\sigma_x/\partial x + \partial\sigma_y/\partial y + \partial\sigma_z/\partial z$; $\sigma_x = (\sigma_{xx}, \sigma_{xy}, \sigma_{xz})$; $\sigma_y = (\sigma_{yx}, \sigma_{yy}, \sigma_{yz})$; $\sigma_z = (\sigma_{zx}, \sigma_{zy}, \sigma_{zz})$.

В том случае, когда переносимой субстанцией является энергия,

$$c = \rho v + (1/2) \rho v^2, \quad (1.19)$$

где ρv — потенциальная энергия, $(1/2) \rho v^2$ — кинетическая энергия.

Диффузионный поток энергии для однородной однокомпонентной системы равен потоку тепла $\mathbf{q}$, т. е. $\mathbf{j} = \mathbf{q}$. Источниками энергии являются работа всех сил и объемное выделение теплоты ρe . В рассматриваемом случае работа производится силой тяжести, а также силами давления и внутреннего трения, которые характеризуются тензором давления P . Следовательно, в выделенном объеме V источники энергии будут равны

$$\int_V J dV = \int_V (\rho \mathbf{v} \mathbf{g}) dV - \oint_S (\mathbf{v} P) \mathbf{n} dS + \int_V \rho e dV$$

или, применяя теорему Остроградского — Гаусса, получаем

$$\int_V J dV = \int_V (\rho \mathbf{v} \mathbf{g}) dV - \int_V \operatorname{div} (\mathbf{v} P) dV + \int_V \rho \varepsilon dV.$$

Отсюда

$$J = (\rho \mathbf{v} \mathbf{g}) - \operatorname{div} (\mathbf{v} P) + \rho \varepsilon.$$

Подставив полученные выражения в уравнение (1.16), найдем зависимость, характеризующую перенос энергии

$$\begin{aligned} (\partial/\partial \tau) \left(\rho v + \frac{1}{2} \rho v^2 \right) + \operatorname{div} \left[\left(\rho v + \frac{1}{2} \rho v^2 \right) \mathbf{v} \right] + \\ + \operatorname{div} \mathbf{g} = (\rho \mathbf{v} \mathbf{g}) - \operatorname{div} (\mathbf{v} P) + \rho \varepsilon. \end{aligned} \quad (1.20)$$

Первый член в левой части полученного уравнения характеризует локальное изменение энергии в единицу времени, второй член — конвективный перенос энергии со скоростью текущей среды и третий член — диффузионный поток энергии. Правая часть уравнения состоит из суммы трех источников энергии: работы сил тяги, работы сил давления и внутреннего трения и объемного выделения теплоты.

Уравнению (1.20) можно придать иную форму, записав его как уравнение переноса энтальпии $h = v + P/\rho$:

$$\rho dh/d\tau = -\operatorname{div} \mathbf{q} + dP/d\tau - [(\sigma_x \nabla) \mathbf{v}] + \rho \varepsilon. \quad (1.20a)$$

Здесь

$$[(\sigma_x \nabla) \mathbf{v}] = (\sigma_x \partial \mathbf{v} / \partial x) + (\sigma_y \partial \mathbf{v} / \partial y) + (\sigma_z \partial \mathbf{v} / \partial z).$$

Получение трех уравнений недостаточно для полного описания явлений тепломассопереноса, так как число искоемых переменных превышает число уравнений. Действительно, к членам уравнений (1.14) добавились плотность, компоненты тензора напряжений и поток тепла $\mathbf{q}$. В качестве недостающих уравнений воспользуемся так называемыми феноменологическими законами, устанавливающими связь перечисленных выше параметров со скоростью потока, давлением и температурой. Так, например, уравнение состояния связывает плотность среды с давлением и температурой. Вид этой связи зависит от вида рассматриваемой жидкости или газа. Простейшей структурой обладает уравнение для несжимаемой жидкости

$$\rho = \text{const}. \quad (1.21)$$

Весьма употребительна баротропная форма уравнения состояния — $P = p(\rho)$. В случае реального газа можно воспользоваться уравнением Клайперона — Менделеева, широко применяемым для зон, удаленных от критической области движения:

$$p/\rho = ZRT. \quad (1.22)$$

Здесь T — абсолютная температура, К; $R = (\bar{R}/M)g$; $\bar{R}$ — универсальная газовая постоянная ($\bar{R} = 843$ моль/К); M — молекулярная масса; g — ускорение свободного падения; Z — коэффи-

циент сжимаемости, характеризующий отклонение реального газа от идеального.

Зависимость вектора теплового потока $\mathbf{q}$ от температуры устанавливается законом Фурье, согласно которому

$$\mathbf{q} = -\lambda \nabla t, \quad (1.23)$$

где t — температура, $^{\circ}\text{C}$; λ — коэффициент теплопроводности, зависящий от свойств рассматриваемой среды.

Течение представляет собой один из видов деформации, которая очевидно связана с возникшими в среде напряжениями, характеризуемыми тензором σ . Структура этой связи зависит от вида промывочной среды, от нагрузки, ее направления и др.

В случае вязкой ньютоновской жидкости уравнения связи между тензором напряжений и тензором скоростей деформации записываются в виде линейных зависимостей Навье — Стокса

$$\begin{cases} \sigma_{xx} = 2\mu \partial v_x / \partial x - \frac{2}{3} \mu \operatorname{div} \mathbf{v}; & \sigma_{xy} = \mu (\partial v_x / \partial y + \partial v_y / \partial x); \\ \sigma_{yy} = 2\mu \partial v_y / \partial y - \frac{2}{3} \mu \operatorname{div} \mathbf{v}; & \sigma_{xz} = \mu (\partial v_x / \partial z + \partial v_z / \partial x); \\ \sigma_{zz} = 2\mu \partial v_z / \partial z - \frac{2}{3} \mu \operatorname{div} \mathbf{v}; & \sigma_{yz} = \mu (\partial v_y / \partial z + \partial v_z / \partial y), \end{cases} \quad (1.24)$$

где μ — коэффициент вязкости.

Для того чтобы перейти к температуре, необходимо воспользоваться термодинамическими соотношениями между внутренней энергией и удельным объемом $1/\rho$, давлением и температурой:

$$dU = [-p + T (\partial p / \partial T)_{\rho}] d(1/\rho) + c_v dT, \quad (1.25)$$

где c_v — удельная изохорная теплоемкость.

Уравнения (1.17), (1.18а), (1.20) совместно с равенствами (1.21) или (1.22), (1.23), (1.24), (1.25) составляют уже замкнутую систему для определения основных параметров промывочной среды (1.14). Однако, как уже отмечалось, скважина не является изолированной в тепловом отношении системой. Она постоянно взаимодействует с окружающим массивом. При исследовании течения в скважине необходимо учитывать процессы переноса теплоты в окружающем ее массиве горных пород. С этой целью напишем уравнение энергии для пород, считая их неподвижной недеформируемой средой. Оно выводится из общего уравнения (1.20а), если в последнем положить

$$\begin{aligned} \rho dh &= c_{\text{эф}}(t_n) dt_n, & \mathbf{v} &= 0, \\ \varepsilon &= 0, & \mathbf{q} &= -\lambda_n \nabla t_n. \end{aligned}$$

Тогда

$$\begin{aligned} c_{\text{эф}}(t_n) \frac{\partial t_n}{\partial \tau} &= \operatorname{div} (\lambda_n \nabla t_n) = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_n \frac{\partial t_n}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda_n \frac{\partial t_n}{\partial y} \right) + \\ &+ \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda_n \frac{\partial t_n}{\partial z} \right), \end{aligned} \quad (1.26)$$

где t_n — температура пород; λ_n — коэффициент теплопроводности пород; $c_{эф}(t_n)$ — объемная эффективная теплоемкость пород.

При бурении скважин в мерзлых породах или при бурении с одновременным замораживанием процесс переноса теплоты в окружающем скважину массиве сопровождается фазовым переходом содержащейся в нем влаги. В этом случае теплоемкость $c_{эф}$ зависит не только от температуры, но и от теплоты фазового перехода. Так, если фазовый переход происходит при фиксированной температуре $t = t_{гр}$, то согласно работе [56] можно записать

$$c_{эф}(t_n) = c_n(t_n) + \psi_V \delta(t_n - t_{гр}), \quad (1.27)$$

где

$$c_n = \begin{cases} c^- & \text{при } t_n < t_{гр}; \\ c^+ & \text{при } t_n > t_{гр}; \end{cases}$$

c^- и c^+ — теплоемкость мерзлой и талой породы соответственно; ψ_V — объемная теплота фазового перехода, δ — дельта-функция Дирака.

Для решения задачи (1.14), строго говоря, следует решить систему уравнений (1.17), (1.18), (1.20) и (1.26) с соответствующими граничными условиями и соотношениями, устанавливающими связь между параметрами. Решение такой сложной нелинейной системы уравнений даже при современном высоком уровне вычислительной техники практически невозможно. С другой стороны, не все процессы, происходящие в циркуляционной системе скважины, одинаково влияют на формирование и изменение полей давления, температуры и скоростей в рассматриваемой области. Кроме того, основные параметры, характеризующие эти процессы, как правило, определяются приближенно. Это позволяет отказаться от необходимости решения полной системы уравнений и перейти к рассмотрению более простых соотношений, получаемых из соответствующего анализа общей математической модели [17, 31, 41, 46, 68].

1.3. ПРИБЛИЖЕННЫЕ МЕТОДЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ О ТЕМПЕРАТУРНОМ РЕЖИМЕ СКВАЖИН ПРИ БУРЕНИИ

Результаты исследований процессов тепло- и массопереноса в бурящейся скважине [40, 65, 68] показали, что дальнейшее их изучение целесообразно проводить как в направлении упрощения общей постановки задачи о ее температурном режиме для нахождения замкнутого приближенного решения в аналитическом виде или с помощью ЭВМ, так и путем перехода к исследованию отдельных частных случаев с более полным отражением основных деталей реальных физических явлений, происходящих в отдельных частях системы скважина — массив горных пород. В первом случае структурный анализ решения общей задачи открывает новые возможности для нахождения приближенных зависимостей распределения температуры в скважине с учетом конкретных условий бурения. Во втором случае при сохранении некоторых

основных особенностей, характеризующих процессы тепло- и массо-переноса в бурящейся скважине, появляется возможность рассмотреть влияние того или иного фактора, участвующего в формировании температурного поля в скважине, на каком-либо конкретном примере, которому может соответствовать более простая математическая модель.

Рассмотрим общую задачу о температурном режиме бурящейся скважины. С целью упрощения полученной в предыдущем разделе ее общей математической модели воспользуемся осевой симметрией исследуемой системы и перейдем к цилиндрическим координатам, совместив ось z с осью скважины и направив ее вертикально вниз, а за начало координат взяв точку пересечения оси скважины с горизонтальной плоскостью, проходящей через ее устье (см. рис. 1.12).

В области I, занятой промывочной средой, как это показано в работах [40, 46], достаточно знать лишь усредненные по сечению каналов значения скорости, давления и температуры в циркулирующем потоке среды. Тогда из общих уравнений (1.17), (1.18) и (1.20), отмечая параметры потока во внутреннем канале бурильной колонны индексом 1, а в кольцевом канале индексом 2, с учетом проведенных в работе [40] исследований получаем следующие уравнения для определения средних по сечению каналов величин:

$$\begin{cases} \frac{\partial (\rho_1 f_1)}{\partial \tau} + \frac{\partial G_1}{\partial z} = 0; \\ \frac{\partial G_1}{\partial \tau} + \frac{\partial (v_1 G_1)}{\partial z} = g \rho_1 f_1 - \frac{\partial (\rho_1 f_1)}{\partial z} - 2\pi r_1 \sigma_1; \\ c \frac{\partial}{\partial \tau} \left(\frac{G_1 t_1}{v_1} \right) + c \frac{(G_1 t_1)}{\partial z} - \beta t_1 f_1 \frac{\partial p_1}{\partial \tau} - 2\pi r_1 v_1 \sigma_1 = q_1; \end{cases} \quad (1.28)$$

$$\begin{cases} \frac{\partial (\rho_2 f_2)}{\partial \tau} + \frac{\partial G_2}{\partial z} = 0; \\ \frac{\partial G_2}{\partial \tau} + \frac{\partial (v_2 G_2)}{\partial z} = g \rho_2 f_2 - \frac{\partial (\rho_2 f_2)}{\partial z} - 2\pi (r_2 \sigma_2 + R_0 \sigma_c); \\ c \frac{\partial}{\partial \tau} \left(\frac{G_2 t_2}{v_2} \right) - c \frac{\partial (G_2 t_2)}{\partial z} - \beta t_2 f_2 \frac{dp_2}{d\tau} - \\ - 2\pi v_2 (r_2 \sigma_2 + R_0 \sigma_c) = q_2 - q_1. \end{cases} \quad (1.29)$$

Здесь G — массовый расход; f — площадь сечения канала; c — удельная теплоемкость среды; v — скорость потока промывочной среды; β — коэффициент объемного расширения среды; r_2 — внешний радиус бурильной колонны; σ_1 , σ_2 и σ_c — касательные напряжения на внутренней и наружной стенках бурильных труб и на стенке скважины; q_1 и q_2 — тепловые потоки через бурильные трубы и на стенке скважины.

Тепловой поток в единицу времени через стенку бурильных труб, отнесенный к единице длины, может быть определен из условия теплообмена по закону Ньютона (граничное условие

третьего рода) в виде выражения

$$q_1 = 2\pi r_1 k (t_2 - t_1), \quad (1.30)$$

где $k = (1/\alpha_1 + \delta_\tau/\lambda_\tau + 1/\alpha_2)^{-1}$ — коэффициент теплопередачи через стенку бурильной трубы толщиной δ_τ ; λ_τ — коэффициент теплопроводности материала трубы; α_1 и α_2 — коэффициенты теплоотдачи на внутренней и внешней поверхностях бурильной трубы.

Аналогично находим выражение для теплового потока на стенке скважин

$$q_2 = 2\pi R_0 \alpha_c (t_n|_{r=R_0} - t_2), \quad (1.31)$$

где α_c — коэффициент теплообмена на стенке скважины; $t_n|_{r=R_0}$ — температура пород на стенке скважины.

Для замыкания системы уравнений (1.28) — (1.29) ее необходимо дополнить уравнением состояния, связывающим давление, плотность и температуру среды. Для однозначного определения искомых параметров среды необходимо также задать начальные и граничные условия, которые в нашем случае могут быть сформулированы следующим образом:

$$\begin{aligned} \text{а) } \tau &= \tau_0; \quad t_1 = t_1^0(z); \quad t_2 = t_2^0(z); \quad p_1 = p_1^0(z); \quad p_2 = p_2^0(z); \\ \text{б) } z &= 0; \quad t_1 = t_{1n}(\tau); \quad p_1 = p_{1n}(\tau); \quad G_1 = G_1(\tau); \\ \text{в) } z &= H; \quad t_2 = t_1 + \Delta t_3; \quad p_2 = p_1 + \Delta p_3; \quad G_2 = G_1 + \Delta G_3. \end{aligned} \quad (1.32)$$

Условие (1.32а) определяет закономерность распределения параметров промывочной среды по глубине скважины в начальный момент времени. Предполагается, что эта закономерность известна или задана.

Условие (1.32б) является условием на устье скважины при входе промывочной среды в бурильную колонну и выражает тот случай, когда температура, давление и расход промывочной среды заданы. При замкнутой системе циркуляции на устье скважины, как правило, известна разность температур $\Delta t_y = t_{y2} - t_{y1}$, поэтому условие (1.32б) в этом случае принимает вид

$$z = 0; \quad t_1 = t_2 + \Delta t_y; \quad p_2 = p_y(\tau); \quad G_1 = G(\tau).$$

Условие (1.32в) представляет собой математическое описание условий на забое скважины. Здесь t_3 — повышение температуры промывочной среды в зоне забоя за счет источников тепла, связанных с работой породоразрушающего инструмента или забойного двигателя; Δp_3 — перепад давления промывочной среды в зоне забоя; ΔG_3 — изменение расхода промывочной среды в зоне забоя скважины за счет возможных ее утечек или притоков к ней флюидов из горного массива.

В условиях (1.32б) и (1.32в) Δt_y , Δt_3 , Δp_3 , ΔG_3 определяются процессами тепло- и массопереноса, происходящими в третьей и четвертой частях рассматриваемой нами области (см. рис. 1.12).

Если температура стенки скважины известна, то система уравнений (1.29) — (1.31) с условием (1.32) становится замкнутой.

В общем случае температура $t_n|_{r=R_0}$ не известна и определяется условиями переноса тепла в области II из уравнения (1.26), которое в цилиндрических координатах принимает вид

$$\rho_n c_{\text{эф}} \frac{\partial t_n}{\partial \tau} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda_n r \frac{\partial t_n}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda_n \frac{\partial t_n}{\partial z} \right) \quad (1.33)$$

для $R \leq r \leq \infty$; $0 \leq z \leq H$; $\tau \geq 0$.

Начальные и граничные условия для уравнения (1.33) могут быть записаны в виде

$$\begin{aligned} \text{а) } \tau = \tau_0; \quad t_n &= t_n^0(z); \quad H = H_0; \\ \text{б) } z = 0; \quad t_n &= t_{n0}(\tau); \\ \text{в) } z = H; \quad \lambda_n \frac{\partial t_n}{\partial z} &= \alpha_s (t_n - t_s); \\ \text{г) } r = R_0; \quad \lambda_n \frac{\partial t_n}{\partial r} &= \alpha_c (t_n|_{r=R_0} - t_2); \\ \text{д) } r \rightarrow \infty; \quad t_n - t_n^0(z) &\rightarrow 0. \end{aligned} \quad (1.34)$$

Здесь $t_n^0(z)$ — распределение начальной температуры пород по глубине; t_{n0} — температура пород на поверхности земли; α_s — коэффициент теплообмена между промывочной средой и забоем скважины; t_s — температура промывочной среды на забое скважины.

В период простоя скважины и отсутствия теплообмена с массивом горных пород уравнение (1.33) с условиями (1.34) описывает температурное поле пород горного массива, при этом

$$H = \text{const}; \quad \alpha_c = \alpha_s = 0.$$

Полученная система уравнений (1.28)–(1.32) и (1.33) с условиями (1.32) и (1.34) значительно проще исходных, однако решение и этих уравнений возможно в общем виде только численными методами. Принимая во внимание особенности изучаемого процесса, можно продолжить упрощение математической модели нашей задачи, пренебрегая в полученных уравнениях слагаемыми, которые не оказывают заметного влияния на точность решения. В работах [40, 68] обоснованы следующие дополнительные предположения, которые могут существенно упростить математическую формулировку исследуемой задачи и ее последующее решение:

а) движение потока промывочной среды установившееся, т. е. его расход и давление не зависят явно от времени;

б) распределение температуры в стенке бурительных труб подчиняется линейному закону по r ;

в) теплота в окружающем скважину горном массиве распространяется только в радиальном направлении;

г) сечение циркуляционных каналов не меняется по глубине скважины;

д) изменением физических и теплофизических характеристик промывочной среды по глубине скважины можно пренебречь.

Тогда с учетом вышеперечисленных упрощений и дополнительно выполненных преобразований, математическая модель задачи о температурном режиме бурящейся скважины примет вид

$$\begin{aligned} \text{а) } (1/v_1) \partial t_1 / \partial \tau + \partial t_1 / \partial z + \epsilon_1(z) - q_1' &= 0; \\ \text{б) } (1/v_2) \partial t_2 / \partial \tau - \partial t_2 / \partial z + \epsilon_2(z) + q_1'' - q_2 &= 0; \\ \text{в) } \partial (\rho_1 f_1) / \partial z &= g \rho_1 f_1 - 2\pi r_1 \sigma_1; \\ \text{г) } \partial (\rho_2 f_2) / \partial z &= -g \rho_2 f_2 + 2\pi (r_2 \sigma_2 + R_0 \sigma_c); \\ \text{д) } G_1 = G = \text{const}; \quad G_2 = G_1 + \Delta G_3 &= \text{const}. \end{aligned} \quad (1.35)$$

Здесь

$$\begin{aligned} q_1' &= \frac{2\pi r_1 k}{Gc} (t_2 - t_1); \\ q_1'' &= \frac{2\pi r_2 k}{G_2 c} (t_2 - t_1); \quad q_c = \frac{2\pi R_0 \alpha_c}{G_2 c} (t_n|_{r=R_0} - t_2); \\ \epsilon_1(z) &= -\frac{\beta t_1 v_1 f_1}{G_1 c} \frac{dp_1}{dz} - \frac{2\pi r_1 v_1 \sigma_1}{G_1 c}; \\ \epsilon_2(z) &= -\frac{\beta t_2 v_2 f_2}{G_2 c} \frac{dp_2}{dz} - \frac{2\pi v_2 (r_2 \sigma_2 + R_0 \sigma_c)}{G_2 c}; \end{aligned}$$

$\epsilon_1(z)$ и $\epsilon_2(z)$ — изменение температуры в циркуляционных потоках промывочной среды за счет ее объемного расширения и трения при движении о стенки канала.

Начальные и граничные условия:

$$\begin{aligned} \text{а) } \tau &= \tau_0; \quad t_1 = t_1^0(z); \quad t_2 = t_2^0(z); \\ \text{б) } z &= 0; \quad t_1 = t_{1n}(\tau) \text{ или } t_1 = t_2 + \Delta t_y; \quad p_1 = p_n(\tau); \\ \text{в) } z &= H; \quad t_2 = t_1 + \Delta t_3; \quad p_2 = p_1 + \Delta p_3. \end{aligned} \quad (1.36)$$

Расчетный анализ величин, характеризующих изменение теплоты в циркуляционных потоках за счет объемного расширения среды и преодоления сил трения при движении о стенки каналов $\epsilon_1(z)$ и $\epsilon_2(z)$, проведенный в работе [40], показывает, что их влияние на изменение температуры среды в потоке взаимно противоположно. По абсолютным значениям для конкретных условий разведочного бурения это часто величины одного порядка, не выходящие за пределы погрешностей, связанных с расчетом основных характеристик циркуляционной среды. Поэтому с достаточной для наших расчетов точностью учет влияния этих слагаемых можно пренебречь, считая $\epsilon_1(z) = \epsilon_2(z) = 0$.

При использовании в качестве промывочной среды несжимаемой жидкости, т. е. $\rho_1 = \text{const}$, $\rho_2 = \text{const}$, в случае постоянного массового расхода среды $G_1 = \text{const}$ гидродинамические параметры в системе уравнений (1.35) становятся известными и задача определения температурного поля в скважине оказывается самостоятельной. Для ее исследования необходимо только рассмотреть совместно уравнения переноса энергии промывочной среды в бурильной колонне и в кольцевом канале скважины с уравнением

теплопроводности, описывающим процесс переноса тепла в окружающих скважину горных породах.

Если в качестве промывочной используется сжимаемая среда (воздух, газожидкостная смесь), то система уравнений (1.35) применима только для случая установившегося в скважине квазистационарного режима теплообмена, когда $\partial t_1 / \partial \tau \rightarrow 0$ и $\partial t_2 / \partial \tau \rightarrow 0$.

Рассмотрим подробнее распределение температуры в потоках циркулирующей промывочной среды для случая бурения скважины. С этой целью перейдем в системе уравнений (1.35) к безразмерным переменным, определив предварительно следующие характерные параметры: $H = H_0 + v_m(\tau - \tau_0)$ — изменение глубины скважины в процессе бурения; H_0 — глубина скважины к началу процесса (цикла) бурения скважины; v_m — средняя механическая скорость бурения (скорость перемещения забоя скважины); τ_0 — начальный период, связанный с промывкой скважины без углубки забоя; $H_* = H_0 + v_m \tau_*$ — характерная глубина скважины в процессе бурения; τ_* — характерное время проходки (продолжительность рейса, цикла); $\Delta H = H_* - H_0$ — абсолютное углубление скважины в процессе бурения.

Будем считать, что начальное распределение температуры в скважине совпадает с геотермическим, т. е.

$$t_0 = t_1^0 = t_2^0 = t_A + \Gamma z,$$

где Γ — геотермический градиент температуры; t_A — температура нейтрального слоя.

Тогда в качестве характерной температуры в скважине t_* можно принять, например, при глубоком бурении $t_* = \Gamma H_*$, а в случае бурения мелких скважин температуру нейтрального слоя $t_* = t_A$.

Введем обозначения для безразмерных величин

$$\Theta_i = \frac{t_i - t_0}{t_*}, \quad i = 1, 2; \quad \Theta_n = \frac{t_n - t_0}{t_*};$$

$$\bar{\tau} = \frac{\tau}{\tau_*}; \quad X = \frac{z}{H}; \quad K_H = \frac{H_0}{H}$$

и перепишем уравнения (1.35а) и (1.35б) в безразмерном виде:

$$\frac{\tau_1}{\tau_*} \frac{\partial \Theta_1}{\partial \bar{\tau}} + \frac{H_*}{H} \left(1 - \frac{\tau_1 \Delta H}{\tau_* H_*} X \right) \frac{\partial \Theta_1}{\partial X} = \frac{2\pi r_1 k}{G_2 c} H_* (\Theta_2 - \Theta_1) - \frac{\Gamma H_*}{t_*}; \quad (1.37)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\tau_2}{\tau_*} \frac{\partial \Theta_2}{\partial \bar{\tau}} - \frac{H_*}{H} \left(1 + \frac{\tau_2 \Delta H}{\tau_* H} X \right) \frac{\partial \Theta_2}{\partial X} = \\ & = \frac{2\pi r_2 k}{G c} H_* (\Theta_1 - \Theta_2) - \frac{2\pi R_0 a c}{G_2 c} (\Theta_2 - \Theta_n) + \frac{\Gamma H_*}{t_*}, \end{aligned} \quad (1.38)$$

где $\tau_i = H_*/v_i$ — время, за которое частица жидкости пройдет от устья к забюю и обратно.

Анализ полученных уравнений показывает, что если множитель $\tau_i/\tau_* \ll 1$, то соответствующие слагаемые в уравнениях можно без ущерба для точности нашего решения отбросить. Таким образом,

если характерное время рассматриваемого процесса бурения значительно больше времени прохождения элементарного объема промывочной среды от устья скважины до ее забоя, то в уравнениях (1.37) и (1.38) можно не учитывать слагаемые, характеризующие скорость изменения температуры от времени, и составляющую конвективного переноса теплоты за счет перемещения забоя вдоль оси z в процессе углубки скважины. Кроме того, конвективный перенос тепла за счет перемещения забоя можно не учитывать и при сравнительно небольших углубках скважины по сравнению с ее характерной глубиной, когда $\Delta H \leq H_*$. Условие малости вышеупомянутых слагаемых очевидно будет выполняться всегда, когда изменение температуры во времени незначительно или носит плавный характер.

Так как все эти условия характерны для установившегося квазистационарного процесса бурения, являющегося основным технологическим режимом бурения разведочных скважин различной глубины, в дальнейшем ограничимся рассмотрением только таких случаев.

Учитывая вышесказанное, температурное поле в бурящейся скважине можно определить системой уравнений

$$\frac{1}{k_H} \frac{\partial \Theta_1}{\partial X} = \frac{2\pi r_1 k}{Gc} (\Theta_2 - \Theta_1) - \frac{\Gamma H}{t_*}; \quad (1.39)$$

$$-\frac{1}{K_H} \frac{\partial \Theta_2}{\partial X} = \left[\frac{2\pi r_1 k}{Gc} (\Theta_2 - \Theta_1) - \frac{2\pi R_0 \alpha_c}{Gc} (\Theta_2 - \Theta_n) \right] H + \frac{\Gamma H}{t_*} \quad (1.40)$$

с начальными и граничными условиями

$$\begin{aligned} X=0, \quad \Theta_1 &= \Theta_n \quad \text{или} \quad \Theta_1 = \Theta_2 + \Delta\Theta_y; \\ X=1, \quad \Theta_2 &= \Theta_1 + \Delta\Theta_a, \end{aligned} \quad (1.41)$$

где

$$\Theta_n = \frac{t_n - t_A}{t_*}; \quad \Delta\Theta_y = \frac{\Delta t_y}{t_*}; \quad \Delta\Theta_a = \frac{\Delta t_a}{t_*}.$$

Уравнения (1.39) и (1.40) с соответствующими начальными и граничными условиями (1.41) полностью определяют распределение температуры в бурящейся скважине, как это уже отмечалось выше, только при известной температуре стенки скважины Θ_c , которая является в свою очередь результатом теплового воздействия потока промывочной среды в кольцевом канале скважины на массив горных пород, а поэтому должна быть определена решением задачи о переносе тепла в области II, представленной на схеме нашей задачи (см. рис. 1.12).

Рассмотрим для этой области уравнение переноса тепла в безразмерном виде. Для этого перейдем к следующим безразмерным переменным

$$\begin{aligned} \Theta_n &= \frac{t_n - t_n^0}{t_*}; \quad \bar{R} = \frac{r}{R_0}; \\ \bar{Fo} = Fo &= -\frac{\lambda_n^0}{c_n^0 \rho_n R_0^2} \left(\tau_0 + \frac{z - H_0}{v_m} \right); \quad K_c = \frac{c_{\Phi}}{c_n^0}; \quad K_\lambda = \frac{\lambda_n}{\lambda_n^0}, \end{aligned}$$

где $Fo = \lambda_n^0 \tau / (c_n^0 \rho_n R_0^2)$ — критерий Фурье (безразмерное время); c_n^0 и λ_n^0 — характерные значения теплоемкости и теплопроводности пород.

Тогда уравнение переноса тепла в горных породах примет вид

$$K_c \frac{\partial \Theta_n}{\partial Fo} = \frac{1}{R} \frac{\partial}{\partial R} \left(K_\lambda \frac{\partial \Theta_n}{\partial R} \right) + \frac{R_0^2}{H^2} \frac{\partial}{\partial X} \left(K_\lambda \frac{\partial \Theta_n}{\partial X} \right). \quad (1.42)$$

Так как для скважины $R_0 \leq H$, то переносом тепла в горных породах вдоль оси z можно пренебречь, и уравнение (1.42) значительно упрощается

$$K_c \frac{\partial \Theta_n}{\partial Fo} = \frac{1}{R} \frac{\partial}{\partial R} \left(K_\lambda R \frac{\partial \Theta_n}{\partial R} \right). \quad (1.43)$$

Начальные и граничные условия для уравнения (1.43) могут быть записаны в виде

$$\begin{aligned} \text{а) } Fo = 0, \quad \Theta_n &= 0; \\ \text{б) } \bar{R} = 1, \quad K_\lambda \frac{\partial \Theta_n}{\partial \bar{R}} &= \bar{\alpha}_c (\Theta_n|_{\bar{R}=1} - \Theta_2); \\ \text{в) } R \rightarrow \infty, \quad \Theta_n &\rightarrow 0, \end{aligned} \quad (1.44)$$

где $\bar{\alpha}_c$ — безразмерный коэффициент теплоотдачи.

При отсутствии в породах фазовых переходов анализ точного, но довольно сложного решения уравнения (1.43) с условиями (1.44), приведенный в работах [11, 40, 68], позволил обосновать возможность использования для расчета температурного режима бурящейся скважины с необходимой для практических целей точностью понятия о коэффициенте нестационарного теплообмена, который определяется следующим соотношением [11]:

$$k_\tau = \alpha_c (t_2 - t_n|_{r=R_0}) / (t_2 - t_n^0). \quad (1.45)$$

Идея основана на предположении о том, что производными по времени в уравнениях теплопереноса можно пренебречь, а нестационарность процесса учесть специальным поправочным коэффициентом k_τ , определяя с его помощью тепловой поток на стенке скважины следующим образом:

$$q_2 = - \frac{2\pi R_0}{G_2 c} k_\tau (t_2 - t_n^0). \quad (1.46)$$

В работе [23, 40] рассмотрены точные и приближенные методы определения k_τ при известных значениях коэффициента теплоотдачи в кольцевом зазоре скважины α_c . Для определения k_τ предлагается зависимость

$$k_\tau = \alpha_c \varphi(Fo), \quad (1.47)$$

где $\varphi(Fo)$ может быть вычислена как по точным, так и по приближенным формулам, учитывающим возможность определения среднего и среднеинтегрального значения k_τ как по времени бурения, так и по глубине скважины.

С помощью понятия о коэффициенте нестационарного теплообмена k_τ связь между температурой стенки скважины и температурой циркулирующей среды в кольцевом канале может быть определена в безразмерном виде следующим выражением:

$$\Theta_n|_{R=1} = (1 - k_\tau/a_c) \Theta_2. \quad (1.48)$$

Необходимо отметить, что с помощью коэффициента нестационарного теплообмена k_τ можно рассчитать температуру только после наступления квазистационарного режима теплообмена в скважине.

На основании анализа и упрощения общей математической модели процессов тепло- и массопереноса в бурящейся скважине получена система двух уравнений, описывающая изменение температуры циркулирующей в скважине промывочной среды.

При условии отсутствия в скважине утечек промывочной среды и притоков к ней флюидов из горного массива, т. е. при $G_1 = G_2 = G = \text{const}$, при отбрасывании производных по времени и использовании понятия о коэффициенте нестационарного теплообмена k_τ , уравнения (1.39) и (1.40) с учетом равенства (1.48) могут быть преобразованы к виду

$$\partial\Theta_1/\partial X - a(\Theta_2 - \Theta_1) + T_0 = 0; \quad (1.49)$$

$$\partial\Theta_2/\partial X + a(\Theta_2 - \Theta_1) + bk_\tau\Theta_2 - T_0 = 0 \quad (1.50)$$

при следующих граничных условиях:

$$\begin{aligned} \text{а) } X=0, \quad \Theta_1 &= \Theta_n \text{ или } \Theta_1 = \Theta_2 + \Delta\Theta_y; \\ \text{б) } X=1, \quad \Theta_2 &= \Theta_1 + \Delta\Theta_s, \end{aligned} \quad (1.51)$$

где

$$a = \frac{2\pi r_1 k K_H H}{Gc}; \quad b = \frac{2\pi R_0 K_H H}{Gc};$$

$$T_0 = \frac{\Gamma H}{t^*}.$$

Поставленная задача в упрощенном виде сводится к решению системы, состоящей из двух линейных однородных дифференциальных уравнений с двумя переменными Θ_1 и Θ_2 . Для решения данной системы из первого ее уравнения (1.49) определим Θ_2 , и полученное выражение подставим в уравнение (1.50). После ряда преобразований приходим к следующему выражению для распределения температуры в канале бурильной колонны:

$$\frac{\partial^2 \Theta_1}{\partial X^2} - bk_\tau \frac{\partial \Theta_1}{\partial X} - ab\Theta_1 - (a + bk_\tau)T_0 = 0 \quad (1.52)$$

с граничными условиями

$$\begin{aligned} \text{а) } X=0, \quad \Theta_1 &= \Theta_2 \text{ или } \Theta_1 = \Theta_2 + \Delta\Theta_y; \\ \text{б) } X=1, \quad \partial\Theta_1/\partial X &= a\Delta\Theta_s - T_0. \end{aligned} \quad (1.53)$$

Определив выражение для Θ_1 из решения уравнения (1.52) с граничными условиями (1.53), решение для Θ_2 можно найти

с помощью преобразования равенства (1.49) к виду

$$\Theta_2 = \Theta_1 + \frac{1}{a} \frac{\partial \Theta_1}{\partial X} + aT_0. \quad (1.54)$$

Анализ полученного в работе [40] точного решения уравнений (1.49) и (1.50) позволил обосновать следующие пригодные для практических расчетов приближенные выражения для Θ_1 и Θ_2 :

$$\Theta_1 = -T_0/a + [(\Theta_n + T_0/a)(1 - \sigma) + \Delta\Theta_3\sigma] X_1 + (a\Delta\Theta_3 - T_0) Y_1; \quad (1.55)$$

$$\Theta_2 = [(\Theta_n + T_0/a)(1 - \sigma) + \Delta\Theta_3\sigma] X_2 + (a\Delta\Theta_3 - T_0) Y_2, \quad (1.56)$$

где

$$X_1 = \frac{S_2 e^{-S_2 - (1-X)S_1} - S_1 e^{S_2 X}}{D};$$

$$Y_1 = \frac{(\sigma + \sigma S_2/a - 1) e^{-S_1(1-X)} - (\sigma + \sigma S_1/a - 1) e^{S_2 X - S_1}}{D};$$

$$X_2 = \frac{S_2(1 + S_2/a) e^{S_2 - (1-X)S_1} - (\sigma + \sigma S_1/a) e^{S_2 X - S_1}}{D};$$

$$Y_2 = \frac{(\sigma + \sigma S_2/a - 1) e^{-S_1(1-X)} - (\sigma - \sigma S_1/a - 1)(1 + S_2/a) e^{S_2 X - S_1}}{D};$$

$$D = S_1(\sigma + \sigma S_2/a - 1) - S_2(\sigma + \sigma S_1/a - 1) e^{S_2 - S_1}.$$

При $\sigma = 0$ схема циркуляции разомкнутая, при $\sigma = 1$ система циркуляции замкнутая.

В последних выражениях S_1 и S_2 — корни характеристического уравнения:

$$S_{1,2} = bk_\tau/2 \pm \sqrt{b^2 k_\tau^2/4 + abk_\tau}.$$

При расчетах с помощью полученных аналитических выражений для Θ_1 и Θ_2 необходимо определить среднее по глубине скважины значение коэффициента нестационарного теплообмена в соответствии со следующим равенством:

$$\bar{k}_\tau(F_0) = k_\tau(F_0) \frac{H_0}{H} + \frac{H - H_0}{H} \tilde{k}_\tau(F_0), \quad (1.57)$$

где $H = H_0 + v_m F_0 R_0/a_n$ — глубина скважины на момент расчета ее температурного режима; $\tilde{k}_\tau(F_0) = \frac{1}{F_0} \int_0^{F_0} k_\tau dF_0$ — среднее интегральное по времени значение.

Из выражения (1.57) видно, что если бурение скважины ведется непрерывно с нулевой глубины ($H_0 = 0$) или глубина скважины, с которой начался цикл бурения, значительно меньше глубины скважины, для которой выполняется расчет ($H_0 \leq H$), то следует принимать $\tilde{k}_\tau(F_0) = \bar{k}_\tau(F_0)$. В случае, когда температурный режим скважины рассчитывается для интервала времени, в течение которого ее глубина по сравнению с первоначальной существенно не меняется ($H \approx H_0$), то тогда $\tilde{k}_\tau(F_0) = k_\tau(F_0)$.

В работе [23] предложены следующие приближенные зависимости для определения k_τ и $\bar{k}_\tau$, точность которых удовлетворяет

в большинстве случаев требованиям технологических и технических расчетов:

$$k_{\tau} = \frac{\alpha}{1 + \text{Bi} \sqrt{Fo}}; \quad (1.58)$$

$$k_{\tau} = \frac{\alpha}{1 + \text{Bi} \ln(1 + 2\sqrt{Fo})}; \quad (1.59)$$

$$\bar{k}_{\tau} = \frac{4}{3} k_{\tau}. \quad (1.60)$$

Здесь

$$\text{Bi} = \alpha_c R_0 / \lambda_n.$$

Для расчета температурного режима бурящейся скважины рекомендуются следующие зависимости для определения основных теплофизических параметров, входящих в расчетные формулы [5, 23].

Для буровых растворов

$$\alpha_i = (\lambda/d_s) \text{Nu}_i, \quad i = 1, 2, \text{с},$$

где число Нуссельта или безразмерный коэффициент теплоотдачи

$$\text{Nu}_i = \begin{cases} 0,15 \text{Re}^{0,33} \text{Pr}^{0,4} \text{Gr}, & \text{Re} < \text{Re}_{\text{кр}}; \\ 0,023 \text{Re}^{0,8} \text{Pr}^{0,4}, & \text{Re} > \text{Re}_{\text{кр}}. \end{cases}$$

Здесь $\text{Re} = v d_s \rho / \mu$ — критерий Рейнольдса, определяющий характер течения среды; $\text{Pr} = \mu / (a\rho)$ — критерий Прандтля, характеризующий соотношение между кинематическими и тепловыми свойствами среды; $\text{Gr} = \beta (g\rho^2 l^2 / \mu^2) \Delta t$ — критерий Грасгофа, характеризующий процесс естественной конвекции в жидкости; l — характерный размер; $\beta = (\rho - \rho_0) / \rho$ — температурный коэффициент объемного расширения, ρ_0 и ρ — плотность холодной и нагретой жидкости, Δt — температурный перепад в жидкости.

В зависимости от реологических свойств бурового раствора при расчете безразмерных критериев Re , Pr и Gr используются значения динамической μ , структурной η и эффективной $\eta_{\text{эф}}$ вязкости.

Значение $\text{Re}_{\text{кр}}$, определяющего момент перехода ламинарного режима в турбулентный (и обратно), также зависит от реологических свойств растворов. Для ньютоновских жидкостей $\text{Re}_{\text{кр}} = 2320$. Данные по различным неньютоновским буровым растворам приведены в работах [1, 5].

Для бурения скважин с продувкой воздухом критерий Nu определяется выражением

$$\text{Nu}_i = 0,018 \text{Re}_i^{0,8}, \quad i = 1, 2, \text{с}.$$

Во всех расчетных формулах $d_s = 2r_1$ при $i = 1$ и $d_s = 2(R_0 - r_2)$ при $i = 2$, с.

Местный прирост температуры промывочной среды у забоя

$$\Delta t_s = N_s / (Gc).$$

Таблица 1.8

Исходные данные для расчета температурного режима бурящихся скважин

Показатели	Варианты			
	1	2	3	4
H , м	2000	2000	200	200
R_0 , м	0,038	0,038	0,038	0,038
r_0 , м	0,030	0,030	0,020	0,020
r_1 , м	0,035	0,035	0,025	0,025
G , кг/с	0,5	0,6	1,2	0,06
ρ_p , кг/м ³	1040	1000	1100	1,206
C_p , Дж/(кг · °C)	2350	4191	3400	1009
λ_p , Вт/(м · °C)	0,457	0,575	0,560	0,0245
a_p , 10 ⁻⁶ м ² /с	0,187	0,137	0,123	20,1
ν_p , 10 ⁻⁶ м ² /с	1,095	1,306	—	14,7
μ_p , 10 ⁻⁶ Па · с	1139	1305	5000	17,75
τ_0 , Па	—	—	4,0	—
$\lambda_{пв}$, Вт/(м · °C)	1,4	1,4	1,86	1,86
$a_{пв}$, 10 ⁻⁶ м ² /с	1,2	1,2	0,72	0,72
$\rho_{пв}$, кг/м ³	2600	2600	2600	2600
$\lambda_{пв}$, Вт/(м · °C)	46,5	46,5	46,5	46,5
B , °C	10	10	10	10
Γ , °C/м	0,03	0,03	0,03	0,03
τ , с	3600/7200	3600/7200	3600/7200	3600/7200

Таблица 1.9

Расчетные параметры и критерии

Параметры и критерии	Варианты			
	1	2	3	4
v_1 , м/с	0,204	0,212	0,868	13,26
v_2 , м/с	0,839	0,872	0,424	15,55
Re_1	11 178	9 739	1 089	107 574
Re_2	4 597	4 006	260	34 158
Pr	5,85	9,53	21,04	0,722
α_1 , Вт/(м ² · °C)	609	823	212	117
α_2 , Вт/(м ² · °C)	2 910	4 005	725	71,8
$K_{св}$, Вт/(м ² · °C)	478	637	161	44,2
a	127,7	95,5	0,994	18,35
b	0,339	0,190	0,0117	0,789
Bi	79,0	153,7	14,8	1,47
Fo	3/6	3/6	2/4	2/4
$kt\tau$, Вт/(м ² · °C)	24,4/20,6	17,5/14,8	34,1/29,2	24,1/21,3
s_1	36,9/33,6	19,6/17,8	0,86/0,78	30,5/28,0
s_2	-28,6/-26,6	-16,2/-15	-0,46/-0,44	-11,5/-11,0

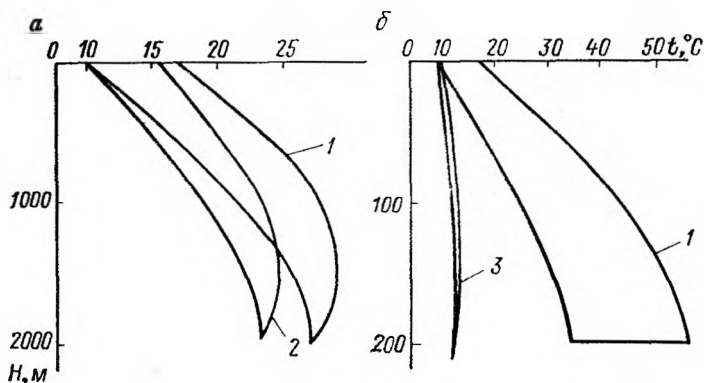


Рис. 1.13. Распределение температуры промывочной среды в бурящейся скважине.

a — варианты 1 и 2; b — варианты 3 и 4.

В качестве примера использования полученных приближенных решений проведем расчеты по следующим четырем вариантам (рис. 1.13).

Вариант 1. Глубокое разведочное бурение, промывочная среда — полимерный раствор.

Вариант 2. Глубокое разведочное бурение, промывочная среда — техническая вода.

Вариант 3. Бурение неглубоких скважин, промывочная среда — глинистый раствор.

Вариант 4. Бурение неглубоких скважин, промывочная среда — сжатый воздух.

Значения исходных данных для расчетов приведены в табл. 1.8, а значения параметров и критериев даются в табл. 1.9.

Необходимые для тепловых расчетов значения физических и теплофизических характеристик горных пород и буровых промывочных агентов приведены в прил. 1 и 2.

БУРЕНИЕ СКВАЖИН В МЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ С СОХРАНЕНИЕМ ИХ ЕСТЕСТВЕННОГО АГРЕГАТНОГО СОСТОЯНИЯ

2.1. ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ СКВАЖИНЫ ПРИ БУРЕНИИ В МЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ И УСЛОВИЯ ЕГО НОРМАЛИЗАЦИИ

Особо важную роль тепло- и массообменные процессы приобретают при бурении скважин в многолетнемерзлых породах, которые распространены приблизительно на половине территории СССР [23, 30, 38, 44]. Высокая чувствительность цементированных льдом рыхлых отложений и разрушенных коренных скальных пород к нарушению их температурного и агрегатного состояния, влияние аккумулярованного горными породами холода на устойчивость ствола скважины и протекающие в нем процессы являются причинами частых, разнообразных по природе и тяжелых по последствиям осложнений.

Главной причиной этих осложнений является недоучет температурного фактора, нарушение нормального температурного режима скважины, при котором интенсивность теплообменных процессов между мерзлыми породами и циркулирующей в скважине промывочной средой, оставаясь в допустимых пределах, не вызывает нарушения агрегатного состояния льда как связующего цемента. Примерами неверного подхода в этом вопросе являются известные в практике попытки применять нагретую воду или глинистый раствор в целях борьбы с образованием шуги, ледяных пробок, намерзанием сальников и т. п., что приводило к нарушению связности цементированных льдом пород и их обрушению, обвалам и тяжелым авариям. Эффективнее оказалось применение солевых и подсолненных глинистых растворов, но и в этих случаях осложнения не устранялись полностью из-за недоучета влияния положительной температуры раствора и растворяющего действия соли на лед [23, 24, 30, 44].

Возможность искусственного регулирования температуры в стволе бурящейся скважины зависит от физических и теплофизических свойств промывочной среды. Замена замерзающей при 0°C воды незамерзающими при естественной температуре мерзлых пород (до -15°C) достаточно концентрированными растворами NaCl или CaCl₂, растворами на углеводородной основе или воздухом еще не решает задачи, не обеспечивает нормального температурного режима скважины при бурении в мерзлоте. Даже охлаждение той или иной незамерзающей промывочной среды на поверхности до отрицательных температур не всегда гарантирует от осложнений и аварий без знания закономерностей теплообмен-

ных процессов в стволе бурящейся скважины, характера распределения температуры по глубине. Температура жидкой или газообразной промывочной среды различна в каждой точке циркуляционной системы скважины, является результатом нестационарного (зависящего от времени, продолжительности процесса) теплообмена между окружающим скважину массивом мерзлых или «морозных» пород и циркулирующей в скважине промывочной среды и зависит от физических и теплофизических свойств последней.

Частые и разнообразные по природе осложнения, связанные с высокой чувствительностью мерзлых пород к нарушению их температурного режима и агрегатного состояния содержащейся в них влаги, требуют детального изучения и учета температурного фактора при выборе технических средств и разработке рациональной технологии бурения как сравнительно неглубоких разведочных, гидрогеологических и инженерно-геологических скважин, так и глубоких скважин на нефть и газ.

В соответствии со спецификой протекания тепло- и массообменных процессов при бурении скважин в мерзлых породах рассмотрим следующую упрощенную постановку задачи о ее температурном режиме.

Пусть температура циркулирующего в кольцевом канале скважины потока промывочной среды t_2 будет выше температуры агрегатного перехода содержащегося в мерзлых породах льда $t_{\text{агр}}$, т. е. $t_2 > t_{\text{агр}}$. Тогда в результате теплового взаимодействия потока промывочной среды с массивом мерзлых пород в процессе бурения вокруг ствола скважины будет образовываться зона талых пород радиусом $r_{\text{агр}}(z, \tau)$, т. е. область с температурой горных пород $t_{\text{п}} \geq t_{\text{агр}}$, толщина которой будет зависеть от теплофизических свойств горных пород, интенсивности и времени теплового взаимодействия и от глубины рассматриваемого интервала скважины.

Так как температура мерзлых пород, как правило, ниже температуры замерзания (протаивания) содержащейся в них влаги, то образование зоны талых пород вокруг скважины начнется тогда, когда температура на ее стенке станет равной $t_{\text{агр}}$, т. е. $t_{\text{п}}|_{r=R_0} = t_{\text{агр}}$.

Таким образом, задача о температурном режиме скважины при бурении в мерзлых породах может быть разделена на две вполне самостоятельные задачи. Первая задача характеризуется тем, что температура на стенке скважины не превышает температуры протаивания мерзлых пород, и теплообмен последних с потоком циркулирующей среды происходит без агрегатного перехода лед — вода. Вторая задача сводится к определению температурных полей в потоках промывочной среды и в горных породах, когда вокруг скважины начинают образовываться две зоны — талая и мерзлая — с подвижной границей между ними $r_{\text{агр}}(z, \tau)$.

Первая задача аналогична ранее рассмотренной задаче о температурном режиме бурящейся скважины до периода времени от τ_0 до $t_{\text{агр}}$, за который температура пород на стенке скважины

достигнет температуры агрегатного перехода $t_{\text{арг}}$. Для этого случая температурные поля в восходящем и нисходящем потоках t_2 и t_1 можно рассчитать по методике, рассмотренной в разделе 1.3.

Температурное поле в окружающем скважину мерзлом массиве при отсутствии в последнем фазовых (агрегатных) изменений может быть определено из решения задачи о переносе тепла в горных породах. Для скважины при $R \ll H$ можно пренебречь в окружающих горных породах переносом тепла вдоль оси z , и тогда задача о распределении температуры в горных породах может быть упрощена и сформулирована в следующем виде:

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = a_n \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial t_n}{\partial r} \right) \quad \text{для } R_0 \leq r < \infty \quad \text{и} \quad \tau_0 \leq \tau \leq \tau_{\text{арг}} \quad (2.1)$$

с начальными и граничными условиями

$$\begin{aligned} \text{а) } \tau &= \tau_0, \quad t_n = t_{n0}(r, \tau_0); \\ \text{б) } r &= R_0, \quad \lambda_n \frac{\partial t_n}{\partial r} = \alpha_2 (t_n - t_2); \\ \text{в) } r &= \infty, \quad \lim (t_n - t_{n0}) \rightarrow 0. \end{aligned} \quad (2.2)$$

Исследование задачи (2.1) с условиями (2.2) было проведено в работе [40]. Предполагаемое решение отыскивалось в виде

$$t_n = t_{n0}(r, \tau_0 + \tau) + U(r, \tau). \quad (2.3)$$

После перехода к безразмерным параметрам $Fo = a_n \tau / R_0^2$, $R = r / R_0$, $Bi = \alpha_2 R_0 / \lambda_n$ задача (2.1) — (2.2) путем подстановки в нее выражения (2.3) была преобразована к следующему виду:

$$\frac{\partial U}{\partial Fo} = \frac{1}{R} \frac{\partial}{\partial R} \left(R \frac{\partial U}{\partial R} \right) \quad \text{для } 1 \leq R \leq \infty, \quad 0 \leq Fo \leq Fo_{\text{арг}} \quad (2.4)$$

с начальными и граничными условиями

$$\begin{aligned} \text{а) } Fo &= 0, \quad U = 0; \\ \text{б) } R &= 1, \quad \partial U / \partial R = Bi [U - U_0(Fo)]; \\ \text{в) } R &\rightarrow \infty, \quad U \rightarrow 0. \end{aligned} \quad (2.5)$$

Здесь

$$U_0(Fo) = t_2 - \left(t_{n0} - \frac{1}{Bi} \frac{\partial t_{n0}}{\partial R} \Big|_{R=1} \right);$$

$$Fo_{\text{арг}} = \frac{a_n \tau_{\text{арг}}}{R_0^2}.$$

С помощью метода интегральных соотношений в работе [40] было получено приближенное решение задачи (2.4) с условиями (2.5) в виде

$$t_n(R, Fo) = t_{n0} + (t_2 - t_{n0}) \frac{Bi \ln [l(Fo)/R]}{1 + Bi \ln l(Fo)} \quad \text{для } 1 \leq R \leq l(Fo), \quad (2.6)$$

где $l(Fo) = r_{\text{воз}} / R_0$ — безразмерная граница возмущенной зоны радиуса $r_{\text{воз}}$, т. е. граница области, где произошли температурные изменения в породе.

Для определения $l(F_0)$ в той же работе предлагается следующая зависимость:

$$F_0 = \frac{1}{K_a} \left\{ \frac{f_2[l(F_0)]}{f_1[l(F_0)]} - Bi f_2(1) \right\}, \quad (2.7)$$

где

$$f_1 = \ln l(F_0) + \frac{1}{Bi};$$

$$f_2 = \frac{l^2(F_0)}{4} + \left[\ln l(F_0) + \frac{1}{Bi} - 1 \right] + \frac{Bi^2 - 2 Bi + 2}{4 Bi^2}.$$

Ввиду того что для сохранения связности и устойчивости сценария бурения скважин, обеспечивающих нормальный процесс бурения скважин, необходимо, чтобы ни на одном из участков ее ствола температура пород на стенке не превышала температуры агрегатного перехода лед — вода, с практической точки зрения особую важность приобретает определение момента времени F_{0agr} , после которого возможно начало процесса изменения агрегатного состояния мерзлых пород. Для того чтобы найти время F_{0agr} , положим в уравнении (2.6) $t_n|_{R=1} = t_{agr}$. Тогда, считая $t_{agr} = 0^\circ C$, получаем

$$0 = t_{n0} + (t_2 - t_{n0}) \frac{Bi \ln l(F_{0agr})}{1 + \ln l(F_0)} \quad (2.8)$$

или после преобразований

$$l(F_{0agr}) = \exp \left(- \frac{t_{n0}}{t_2 Bi} \right), \quad (2.9)$$

где $l(F_{0agr})$ — безразмерная граница возмущенной температурной зоны в породах вокруг скважины на момент времени F_{0agr} , когда на стенке скважины температура достигает $0^\circ C$.

Подставляя выражение (2.9) в уравнение (2.7), находим

$$F_{0agr} = \frac{1}{K_a} \left[\frac{f_2(t_0)}{f_1(t_0)} - Bi f_2(1) \right]. \quad (2.10)$$

Таким образом, с помощью выражений (2.9) и (2.10) мы можем определить момент времени F_{0agr} , соответствующий установлению на стенке скважины при бурении температуры $0^\circ C$.

После достижения этого момента начинается процесс изменения агрегатного состояния содержащегося в породе льда, и температурный режим в скважине будет определяться решением второй задачи. Следует отметить, что, так как $l(F_{0agr}) = f(t_2)$, а t_2 зависит от глубины скважины, т. е. в нашем случае от ее безразмерной координаты $Z = z/H$, значение безразмерного времени F_{0agr} будет зависеть от координаты Z . Следовательно, процесс агрегатного перехода в мерзлых породах по глубине скважины будет начинаться в разные моменты времени.

Для решения второй задачи, связанной с определением температурного режима скважины в условиях происходящих в окружающих ее мерзлых породах агрегатных изменений, воспользуемся понятием об интенсификации теплообмена при агрегатном

переходе влаги, содержащейся в горных породах $k_{ар}$. Этот коэффициент впервые был предложен Ю. Д. Дядькиным [23] для приближенных расчетов температурных полей в горных выработках и успешно применен для решения аналогичных задач при бурении скважин [23, 24]. Для условий нестационарного теплообмена, сопровождающегося процессами промерзания или протавивания горных пород, в работе [40] предлагается использовать коэффициент нестационарного теплообмена при наличии в породах агрегатных переходов $k_{та}$, который удобно записать в следующем виде:

$$k_{та} = k_{ар} k_{т}. \quad (2.11)$$

Таким образом, с физической точки зрения коэффициент теплопередачи $k_{та}$ учитывает изменение количества теплоты на агрегатный переход влаги в связи с продвижением границы оттаивания мерзлых пород, окружающих в данном интервале ствол скважины, и на увеличение теплосодержания окружающих скважину пород, т. е. увеличение температуры последних. Наличие агрегатного перехода в окружающих скважину породах существенно снижает границы зоны с возмущенной (измененной) температурой, особенно в начальные моменты времени. Это приводит к уменьшению теплового сопротивления этой зоны при теплообмене циркулирующего в кольцевом канале очистного агента с окружающим горным массивом и тем самым повышает коэффициент теплопередачи, т. е. $k_{ар} \geq 1$. В случае, когда теплообмен протекает без агрегатных переходов, $k_{ар} = 1$, а $k_{та} = k_{т}$.

В условиях изменения агрегатного состояния влаги в горных породах при бурении скважины связь между температурой ее стенки и температурой промывочной среды в кольцевом канале с использованием понятия о коэффициенте нестационарного теплообмена при агрегатных переходах $k_{та}$ можно записать по аналогии с выражением (1.48) в безразмерном виде:

$$\Theta_n|_{R=1} = \left(1 - \frac{k_{та}}{a_2}\right) \Theta_2. \quad (2.12)$$

С помощью коэффициента $k_{та}$ выразим тепловой поток на стенке скважины в случае квазистационарного режима теплообмена между промывочной средой в кольцевом канале скважины и массивом мерзлых пород в виде следующей зависимости:

$$q = - \frac{2\pi R_0}{Gc} k_{та} (t_2 - t_{п0}). \quad (2.13)$$

Кроме того, тепловой поток на стенке скважины со стороны массива горных пород может быть определен равенством

$$q = \frac{2\pi R_0}{Gc} \lambda_n \left. \frac{\partial t_n}{\partial r} \right|_{r=R_0}. \quad (2.14)$$

Приравнивая (2.13) и (2.14), находим выражение для определения $k_{\tau a}$ в следующем виде:

$$k_{\tau a} = - \frac{\lambda_n \frac{\partial t_n}{\partial r} \Big|_{r=R_0}}{t_2 - t_{n0}}. \quad (2.15)$$

Итак, вторая задача по определению температурных полей может быть сформулирована аналогично первой задаче с заменой k_{τ} на $k_{\tau a}$. Следовательно, вся сложность второй задачи формально сведена к определению $k_{\tau a}$, а с учетом выражения (2.15) — к определению температурного поля в окружающем скважину массиве мерзлых пород.

Задача о температурном поле в горных породах с учетом происходящих в них фазовых превращений для момента времени $\tau > \tau_{\text{арп}}$ может быть сформулирована следующим образом:

$$\begin{aligned} \frac{\partial t_n^+}{\partial \tau} &= a_n^+ \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial t_n^+}{\partial r} \right), \quad R_0 \leq r \leq r_{\text{арп}}(\tau); \\ \frac{\partial t_n^-}{\partial \tau} &= a_n^- \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial t_n^-}{\partial r} \right), \quad r_{\text{арп}}(\tau) \leq r \leq \infty \end{aligned} \quad (2.16)$$

с начальными и граничными условиями

$$\begin{aligned} \text{а) } \tau &= \tau_{\text{арп}}, \quad t_n^- = t_{n0}(r), \quad R_0 \leq r \leq \infty; \\ \text{б) } r &= R_0, \quad \lambda_n \frac{\partial t_n}{\partial r} = \alpha_2(t_n - t_2); \\ \text{в) } r &= r_{\text{арп}}(\tau), \quad t_n = t_{\text{арп}}, \quad \lambda_n^+ \frac{\partial t_n^+}{\partial r} + \lambda_n^- \frac{\partial t_n^-}{\partial r} = \Psi_V \frac{dr_{\text{арп}}}{d\tau}; \\ \text{г) } r &\rightarrow \infty, \quad t_n^- - t_{n0} = 0. \end{aligned} \quad (2.17)$$

Здесь индексы «+» и «-» относят значения соответствующих им характеристик соответственно к немерзлым и мерзлым породам. В условии «а» функция t_{n0} определяется решением первой задачи для момента времени $\tau = \tau_{\text{арп}}$ и при $t_n = t_{\text{арп}}$ (для случая оттаивания мерзлых пород $t_{\text{арп}} = 0^\circ\text{C}$). Условие «в» подобно условию Стефана на границе раздела талой и мерзлой зон в породе, где Ψ_V — объемная теплота агрегатного перехода.

Следует отметить, что задача (2.16) с условиями (2.17) является частным случаем рассмотренной нами выше задачи (1.43) — (1.44).

Для получения простых расчетных зависимостей воспользуемся приближенным решением поставленной задачи, найденным в работе [40].

При $Fo > Fo_{arp}$

$$t_n^+ = t_2 \frac{Bi \ln(l_{arp}/R)}{1 + Bi \ln l_{arp}}, \quad 1 \leq R \leq l_{arp}; \quad (2.18)$$

$$t_n^- = t_{n0} \left[1 + \frac{R^2 - L^2 - 2L \ln(R/L)}{L^2 - l_{arp}^2 - 2L^2 \ln(L/l_{arp})} \right],$$

$$l_{arp} \leq R \leq L; \quad (2.19)$$

$$L = l_{arp} \sqrt{Z}; \quad (2.20)$$

$$l_{arp} = \begin{cases} \exp(x), & x > 0; \\ 1, & x \leq 0; \end{cases} \quad x = \frac{Z - 1}{2Ko + |t_{n0}/t_2| F(x)} - \frac{1}{Bi}; \quad (2.21)$$

$$\frac{\bar{f}_2(l_{arp})}{\bar{f}_1(l_{arp})} - Bi \bar{f}_2(1) + Ko \left(\frac{l_{arp}^2 \ln l_{arp}}{2} + \frac{l_{arp}^2 - 1}{2Bi} - \frac{l_{arp}^2 - 1}{4} \right) +$$

$$+ \left| \frac{t_{n0}}{4t_2} \right| [F_1(Z) \bar{f}_1(l_{arp}) - F_1(Z_0) + F_2(Z) - F_2(Z_0)] =$$

$$= (1 + |t_{n0}/t_2|) (Fo - Fo_{arp}). \quad (2.22)$$

В этих выражениях

$$\bar{f}_2(l_{arp}) = \frac{l_{arp}^2}{4} \left(\ln l_{arp} + \frac{1}{Bi} - 1 \right) + \frac{Bi^2 - 2Bi + 2}{4Bi};$$

$$\bar{f}_1(l_{arp}) = \ln l_{arp} + \frac{1}{Bi};$$

$$F_1(Z) = \frac{(Z-1)^2}{1-Z+Z \ln Z};$$

$$F_2(Z) = \frac{2Z^2 \ln Z - 5Z^2 + 8Z - 3}{4(1-Z+Z \ln Z)};$$

$$Ko = \frac{\Psi_V}{c_n \rho_n l_2}; \quad Z_0 = L_0^2.$$

Проведенный анализ этого приближенного решения позволяет для случая квазистационарного режима определять коэффициент нестационарного теплообмена с учетом изменения агрегатного состояния горных пород

$$k_{та} = \frac{a_2}{1 + Bi \ln l_{arp}} \quad (2.23)$$

и коэффициент интенсификации теплообмена при агрегатном переходе

$$k_{arp} = \frac{1 + Bi \ln(1 + \sqrt{2Fo})}{1 + Bi \ln l_{arp}}. \quad (2.24)$$

Более простое выражение для определения безразмерной величины зоны изменения агрегатного состояния мерзлых пород вокруг скважины l_{arp} получено в работе [40] при решении задачи (2.7) для талой зоны методом интегральных соотношений при условии, что начальная температура пород близка к температуре

агрегатного перехода содержащейся в ней влаги, в следующем виде:

$$Fo = - \frac{\Psi_V}{c_{пф} \rho_{п} t_2} \left(\frac{l_{арп}^2 \ln l_{арп}}{2} + \frac{l_{арп}^2 - 1}{2 Bi} - \frac{l_{арп}^2 - 1}{4} \right) - \frac{Bi}{1 + Bi \ln l_{арп}} \left(\frac{l_{арп}^2 - 1}{4 Bi} - \frac{l_{арп}^2 - 1}{4} + \frac{\ln l_{арп}}{4} - \frac{\ln l_{арп}}{2 Bi} \right). \quad (2.25)$$

Для удобства практического использования расчетной зависимости (2.25) необходимо границу оттаявшей зоны в мерзлых породах считать параметром и для каждого его значения определять соответствующие значения температуры промывочной среды в кольцевом канале скважины при фиксированных значениях времени циркуляции Fo или наоборот.

Анализ выражений (2.15), (2.24) и (2.25) показывает, что в общем случае коэффициент $k_{та}$ является функцией многих параметров, так как зависит от времени, от начальной температуры пород, температуры промывочной среды в скважине, теплофизических характеристик пород, от критерия Bi . Как показал анализ, выполненный в работе [40], для практических расчетов использование $k_{та}$ возможно во всех случаях, когда соблюдается условие

$$\frac{\partial t_2}{\partial l_{арп}} \frac{\partial l_{арп}}{\partial Z} \ll 1, \quad (2.26)$$

т. е. когда температура промывочной среды в кольцевом канале незначительно меняется с перемещением границы фронта оттаивания мерзлых пород вокруг скважины и изменение этой границы по глубине скважины также незначительно. Первое условие практически всегда выполняется при бурении разведочных скважин глубиной до нескольких сотен метров, что отвечает реальным глубинам распространения мерзлых горных пород для большинства геологических разрезов. Второе условие иногда может не выполняться, особенно при нарушении технологического режима бурения в мерзлых породах, связанном с использованием промывочных агентов с высокими положительными температурами. Однако для нормализованных условий бурения и это условие должно соблюдаться. Поэтому использование коэффициента теплопередачи $k_{та}$ для практических расчетов температурного режима скважины при бурении мерзлых пород вполне правомочно.

Для расчета температурного режима скважины при бурении в мерзлых породах с учетом возможного растепления ее стенок на отдельных интервалах (устье, призабойная зона) или по всему стволу воспользуемся полученными в разделе 1.3 приближенными выражениями для распределения температуры промывочной среды в канале бурильных труб t_1 (1.55) и в кольцевом затрубном пространстве t_2 (1.56). Влияние агрегатных изменений в мерзлых породах на температуру промывочной среды будет учитываться при вычислении корней характеристического уравнения S_1 и S_2 для определения переменных значений векторов X_1 , X_2 , Y_1 и Y_2 . Для

этого k_t в характеристическом уравнении нужно заменить на $k_{та}$, вычисляемый по формуле (2.23).

Так как $l_{арп}$ в общем виде зависит от времени циркуляции и глубины скважины, решение второй задачи представим в виде

$$t_1(X, Fo) = t_n X_1(X, l_{арп}) + \Delta t_3 Y_1(X, l_{арп}); \quad (2.27)$$

$$t_2(X, Fo) = t_n X_2(X, l_{арп}) + \Delta t_3 Y_2(X, l_{арп}). \quad (2.28)$$

Для определения $l_{арп}$ можно использовать точное выражение (2.21) или приближенное (2.25). Если нужны точные расчеты, следует использовать описанный ниже алгоритм вычислений по формулам (2.27) и (2.28).

1. задается параметрически граница фронта оттаивания мерзлых пород $l_{арп}$ в необходимом по глубине скважины сечении, определяемом координатой $Z = z/H$.

2. По формуле (2.23) вычисляется соответствующий заданному значению $l_{арп}$ коэффициент нестационарного теплообмена с учетом агрегатных изменений, происходящих в мерзлых породах.

3. С помощью выражений (2.27) и (2.28) определяется температура циркулирующей промывочной среды в заданном сечении и при заданном положении границы раздела фаз.

4. Из выражения (2.25), имея значения $l_{арп}$ и t_2 для данного сечения, определяем время, которому соответствует заданная граница оттаявшей области в мерзлых породах и определенная уже нами температура промывочной среды.

Для реализации этого алгоритма разработана программа в режиме диалога на языке *BASIC* для персональных ЭВМ IBM PC-XT, а также совместимых с ними отечественных ЕС-1842, «ИСКРА-1030-II».

Для приближенных практических расчетов этот алгоритм можно значительно упростить, используя при определении $k_{арп}$ другие, менее сложные методы.

Так, для определения значений $k_{арп}$ в конкретных условиях проветривания горных выработок Ю. Д. Дядькиным [23] предложена приближенная (не учитывающая длительности циркуляции Fo) формула

$$k_{арп} = 1 + \frac{2\psi W_n}{K_R |t| c_n}, \quad (2.29)$$

где W_n — активная массовая влажность породы (отношение массы льда или свободной воды в единице объема мерзлой или немерзлой породы к ее объемной плотности), доли единицы; ψ — удельная теплота плавления льда (кристаллизации воды), Дж/кг; $|t|$ — абсолютное значение температуры циркулирующей среды, осредненное по протяженности расчетного участка и длительности циркуляции, °C; K_R — безразмерный коэффициент, зависящий от характера поля температур вокруг цилиндрической выработки.

Применительно к проветриванию подземных горных выработок в мерзлых породах при постоянной температуре воздуха $K_R = 4,8$, тогда как при ее сезонных колебаниях $K_R = 10$.

Поскольку при бурении с продувкой или промывкой температура нагнетаемой в скважину промывочной среды практически постоянна и не переходит через 0°C , подставим в выражение (2.29) $K_R = 4,8$, а также $\psi = 3,34 \cdot 10^5$ Дж/кг и после численных преобразований для определения $k_{\text{агр}}$ в условиях бурения скважин получим приближенную расчетную формулу

$$k_{\text{агр}} = 1 + 1,4 \cdot 10^5 \frac{W_{\text{п}}}{|t| c_{\text{п}}}. \quad (2.30)$$

Тогда для нахождения $k_{\text{та}}$ достаточно $k_{\text{т}}$, определяемый по формуле (1.47), умножить на $k_{\text{агр}}$, определяемый из выражения (2.30). В этом случае распределение температуры в скважине можно определять по упрощенным формулам

$$t_1(X, Fo) = t_{\text{н}} X_1(X) + \Delta t_3 Y_1(X); \quad (2.31)$$

$$t_2(X, Fo) = t_{\text{н}} X_2(X) + \Delta t_3 Y_2(X). \quad (2.32)$$

Расчет по формулам (2.31) и (2.32) предполагает, что коэффициент $k_{\text{агр}}$ зависит только от свойств мерзлых горных пород и не зависит от глубины скважины, от интенсивности и длительности теплообменных процессов.

Простым и достаточно полным по учету определяющих факторов применительно к случаю бурения скважин в мерзлых породах является решение, полученное ранее в работе [23]. В результате исследования математической модели тепломассообмена в циркуляционной системе скважины при бурении в мерзлых породах задача о ее температурном режиме была сведена к решению неоднородного линейного дифференциального уравнения второго порядка с постоянными коэффициентами.

Окончательные аналитические выражения для температуры на любой глубине h при конечной в данный момент глубине скважины H представим в данном случае в упрощенном виде (без учета выделения тепла за счет гидравлической работы трения): для нисходящего потока в бурильной колонне

$$t_1 = m_1 e^{S_1 h} + n_1 e^{S_2 h} + T_0 - \sigma \left(\frac{Gc}{k\pi} - h \right), \quad (2.33)$$

где

$$m_1 = - \frac{AS_2 e^{S_2 H} + B}{E}; \quad n_1 = \frac{AS_1 e^{S_1 H} + B}{E};$$

для восходящего потока в кольцевом канале

$$t_2 = m_2 e^{S_1 h} + n_2 e^{S_2 h} + T_0 + \sigma h, \quad (2.34)$$

где

$$m_2 = \frac{AS_1 e^{S_1 H} + BS_1/S_2}{E}; \quad n_2 = - \frac{AS_2 e^{S_2 H} + BS_2/S_1}{E}.$$

В этих выражениях A , B и E — обозначают:

$$A = \left(t_{\text{ин}} - T_0 + \frac{Gc}{k\pi} \sigma \right); \quad B = \sigma - \frac{k\pi}{Gc} \Delta t_3; \quad E = S_1 e^{S_1 H} - S_2 e^{S_2 H},$$

где корни характеристического уравнения

$$S_{1,2} = \frac{\pi}{Gc} \left(\frac{k_{\tau} D}{2} \pm \sqrt{\frac{k_{\tau}^2 D^2}{4} + k_{\tau} k D} \right);$$

t_{1n} — температура промывочной среды, нагнетаемой в бурильные трубы, °C; T_0 — условная постоянная температура поверхности (температура нейтрального слоя), °C; σ — геотермический градиент, °C/м; h , H и D — глубина (текущая координата), конечная глубина и диаметр скважины, м; G и c — массовый расход и удельная теплоемкость промывочной жидкости, кг/с и Дж/(м·°C); Δt_3 — прирост температуры промывочной среды у забоя за счет охлаждения работающего породоразрушающего инструмента, °C; k — коэффициент теплопередачи через стенку бурильной колонны, отнесенной к единице длины трубы, Вт/(м·°C); k_{τ} — коэффициент нестационарного теплообмена, Вт/(м²·°C).

Аналитические выражения (2.33) и (2.34) позволяют определить температуру в любой системе бурильные трубы — затрубное пространство в любой момент времени от начала циркуляции при известной конечной глубине скважины H или некотором ее относительном изменении в течение одного рейса $H = H_0 + vt$ и применимы при любом виде промывочной среды (глинистые и другие растворы, вода, воздух, пена) как в случае ее охлаждения при бурении по многолетнемерзлым породам, так и в случае нагревания, например, при глубоком бурении [40].

Для определения по формулам (2.33) и (3.24) температуры промывочной среды при бурении скважины в условиях происходящих в мерзлых породах агрегатных превращений влаги при вычислении корней характеристического уравнения S_1 , S_2 коэффициент нестационарного теплообмена k_{τ} умножается на коэффициент $k_{агр}$, определяемый из выражения (2.30). При этом также предполагается, что значение коэффициента $k_{агр}$ не зависит от глубины скважины и интенсивности и длительности протекания теплообменных процессов. Однако поскольку смысл анализа теплообменных процессов при бурении скважин в мерзлых породах сводится к определению условий, при которых плавление льда-цемента (агрегатное превращение влаги в породах) не будет происходить, сложные аналитические построения и расчеты, связанные с определением $k_{агр}$ и учетом его влияния на температурное поле в скважине, имеют только теоретическое значение. Важное практическое значение они имеют, например, при анализе температурного режима скважины, бурящейся с одновременным замораживанием слабосвязных влажных пород за счет циркуляции в стволе низкотемпературной промывочной среды — хладоносителя, когда интенсивность теплообменных процессов повышена за счет кристаллизации влаги в окружающем массиве.

Результаты расчетов, выполненных по рассмотренным трем методикам — формулы (2.27) — (2.28), (2.31) — (2.32), (2.33) —

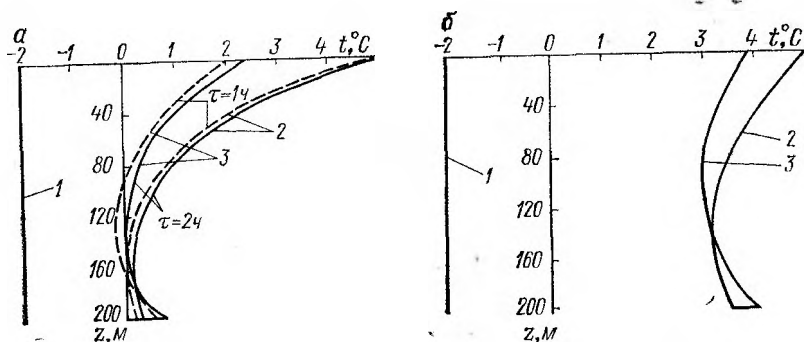


Рис. 2.1. Расчетное распределение температуры промывочной среды в бурящейся скважине с учетом (а) и без учета (б) агрегатных переходов.
1—начальное распределение температуры; 2—температура в бурильной колонне; 3—температура в затрубном пространстве.

(2.34)—показаны графически на рис. 2.1 и рис. 2.2. Исходные данные для расчетов приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Исходные данные для расчета температурного режима скважины, бурящейся в мерзлых породах

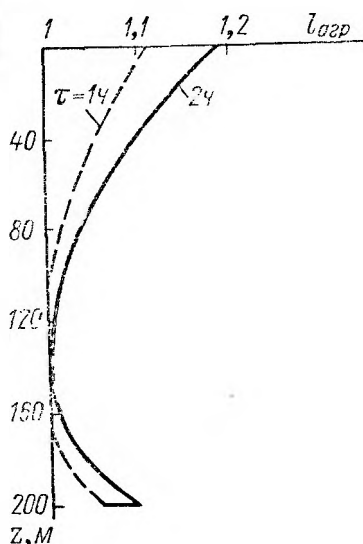


Рис. 2.2. Положение границы агрегатных переходов в мерзлых породах.

Показатели	Значения
Диаметр скважины, м	$7,8 \cdot 10^{-2}$
Внешний диаметр бурильных труб, м	$5,0 \cdot 10^{-2}$
Внутренний диаметр бурильных труб, м	$3,9 \cdot 10^{-2}$
Промывочная среда:	
с, Дж/(кг·°C)	4190
λ, Вт/(м·°C)	0,573
а, м²/с	$1,37 \cdot 10^{-7}$
η, Па·с	$1,306 \cdot 10^{-3}$
ρ, кг/м³	1000
G, кг/с	1
t, °C	5
Горные породы:	
ρ _п , кг/м³	2000
а ⁻ , м²/с	$6,2 \cdot 10^{-7}$
а ⁺ , м²/с	$1,28 \cdot 10^{-6}$
λ ⁻	2,2
λ ⁺ , Вт/(м·°C)	3,1
ψ, Дж/кг	$3,35 \cdot 10^5$
t _{агр} , °C	0
Δt _з , °C	0,5

Как видно из графиков, если в качестве очистного агента используется сжатый воздух, то оттаивание мерзлых пород происходит главным образом в районе устья скважины и в районе забоя. Этот факт подтверждается и практикой бурения с продувкой в мерзлых породах: образование сальников при бурении, связанное с налипанием шлама на оттаявшие стенки скважины, наблюдается, как правило, в призабойной зоне и в зоне устья скважины. При бурении с использованием в качестве очистного агента жидкости с положительной температурой растепление стенок скважины происходит по всей ее глубине, что также подтверждается практикой бурения скважин в мерзлых породах.

Полное устранение осложнений, связанных с растеплением мерзлоты, возможно в случае, когда ни в одной точке циркуляционной системы скважины температура промывочной среды не превышает 0°C . Как показал расчетный анализ [23, 24], даже в случае бурения с продувкой охлажденным до отрицательных температур сжатым воздухом не исключена его положительная температура в призабойной зоне за счет теплоты, выделяющейся при работе породоразрушающего инструмента. Однако при достаточно высокой механической скорости бурения это не влечет осложнений, поскольку вполне допустимо растепление мерзлых пород в пределах их отрицательных температур вплоть до 0°C , так как для потери связности рыхлой породы при 0°C она еще должна воспринять скрытую теплоту плавления льда. Для оценки максимально допустимой положительной температуры промывочной среды в кольцевом канале скважины при бурении в мерзлых породах в работе [23] получено выражение

$$t_{\max} = - \frac{t_{\text{по}}}{\text{Bi} \sqrt{\text{Fo}}},$$

наглядно показывающее влияние продолжительности циркуляции (Fo) и природы промывочной среды (Bi) на ее величину. В силу малых значений Bi , характерных для воздушной продувки, и небольших значений Fo по причине кратковременности рейсов колонкового бурения температура воздуха $+5 \div 10^{\circ}\text{C}$ не вызывает осложнений, что подтверждается опытными данными ВИТР и практическими наблюдениями [23, 24]. В случае применения жидкой промывочной среды ($\text{Bi} \rightarrow \infty$) с положительной температурой растепление мерзлоты неизбежно в течение весьма ограниченного отрезка времени.

С помощью приближенных выражений типа (2.31), (2.32) или (2.33), (2.34) можно получить простые выражения, позволяющие с достаточной для практики точностью определять температуру нагнетаемого в бурильную колонну очистного агента, при которой ни в одной точке кольцевого канала скважины температура не будет превышать $t_{\max}$. Это условие должно быть обеспечено технологическими приемами.

2.2. БУРЕНИЕ СКВАЖИН В МЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ С ПРОДУВКОЙ ВОЗДУХОМ

Сжатый воздух в отличие от воды и глинистых растворов не замерзает при бурении в мерзлых породах. Поэтому полностью устраняются осложнения, связанные с замерзанием промывочной среды.

Массовые расходы воздуха обычно в 15—25 раз меньше массовых расходов любой промывочной жидкости, а его теплоемкость в 4 раза меньше. При одной и той же начальной температуре воздух несет в 60—100 раз меньше тепла, чем промывочная жидкость. Это существенно снижает опасность осложнений, связанных с протаиванием мерзлых пород. Воздух значительно эффективнее солевого раствора, который хотя и не замерзает в скважине, но легко может нарушить естественное агрегатное состояние льда в мерзлых породах путем его растворения.

Сжатый воздух, снижая опасность и остроту осложнений, связанных с протаиванием пород, не устраняет этих осложнений полностью. На выходе из компрессора он имеет повышенную температуру (70—80 °C), которая может приводить к протаиванию мерзлоты и всегда вызывает выпадение и замерзание в циркуляционной системе конденсата с последующими осложнениями.

При выпадении конденсата из воздуха могут возникнуть специфические осложнения: слипание частиц шлама, образование сальников, намерзание конденсата в соединениях, уменьшение проходных сечений, прижоги породоразрушающего инструмента, прихваты и др. Эти осложнения также вызваны недоучетом температурного фактора при бурении.

Для практических расчетов по прогнозированию и регулированию температурного режима скважин с продувкой воздухом можно получить более простые формулы, нежели приведенные в разделе 2.1 аналитические зависимости. Применительно к колонковому бурению в мерзлых породах с продувкой воздухом без большой ошибки можно в формулах (2.33) и (2.34) принять $\sigma = 0$, $e^{S_2 H} = 0$, что позволяет получить простые выражения для распределения температуры в потоках промывочной среды:

в бурильных трубах

$$t_1 = (T_n - t_{1n}) e^{S_1 h} + \frac{k\pi}{Gc} \frac{\Delta t_3}{S_1} e^{S_1 (h-H)} + T_n; \quad (2.35)$$

в кольцевом канале

$$t_2 = (t_{1n} - T_n) \frac{S_2}{S_1} e^{S_2 h} - \frac{k\pi}{Gc} \frac{\Delta t_3}{S_2} e^{S_1 (h-H)} + T_n, \quad (2.36)$$

где T_n — средняя постоянная по глубине естественная температура пород, °C.

Эти формулы можно применять в случае использования обычных нетеплоизолированных бурильных труб.

Рассмотрим расчетным путем особенности температурного режима в двух крайних случаях: бурение скважин большого

диаметра со значительным расходом воздуха (разведка россыпей) и малого диаметра с небольшим расходом (алмазное бурение).

В первом случае принято: скважина диаметром 180 мм, глубиной до 150 м; бурильные трубы муфтово-замкового соединения диаметром 63,5 мм; породы типа мерзлого суглинки с $\rho_n^- = 2070 \text{ кг/м}^3$, $c_n^- = 1,21 \cdot 10^3 \text{ Дж/(кг} \cdot ^\circ\text{C)}$, $\lambda_n^- = 2,33 \text{ Вт/(м} \cdot ^\circ\text{C)}$, со средней температурой $T_n = -3^\circ\text{C}$; расход воздуха $9 \text{ м}^3/\text{мин}$ с начальными температурами $t_{1n} = +30, -5$ и -30°C ; мощность на забое 3 кВт.

Во втором случае: скважина диаметром 76 мм, глубиной до 200 м; бурильные трубы ниппельного соединения диаметром 50 мм; породы типа песчаников с $\rho_n^- = 2600 \text{ кг/м}^3$, $c_n^- = 1,05 \cdot 10^3 \text{ Дж/(кг} \cdot ^\circ\text{C)}$, $\lambda_n^- = 1,86 \text{ Вт/(м} \cdot ^\circ\text{C)}$, со средней температурой $T_n = -5^\circ\text{C}$; расход воздуха $4 \text{ м}^3/\text{мин}$ с начальными температурами $t_{1n} = +30$ и -20°C ; мощность на забое 1,5 кВт.

В обоих случаях принято $\lambda_t = 46,5 \text{ Вт/(м} \cdot ^\circ\text{C)}$. Расчеты проведены по формулам (2.35) и (2.36) при $\tau = 2 \text{ ч}$. Изменение агрегатного состояния не учитывалось ($k_{\text{агр}} = 1$).

Результаты расчетов на ЭВМ представлены графически на рис. 2.3 и 2.4. Кривые на рис. 2.3 и 2.4 показывают, что даже при глубинах до 100—200 м температура в скважине резко изменяется и тем больше, чем сильнее начальная температура воздуха отличается от температуры пород в большую или меньшую сторону. Причина в том, что воздух несет малый запас холода или тепла и быстро приобретает с глубиной температуру, близкую к температуре пород. Этот процесс протекает тем быстрее, чем меньше расход воздуха и интенсивнее теплообмен. Во втором из приме-

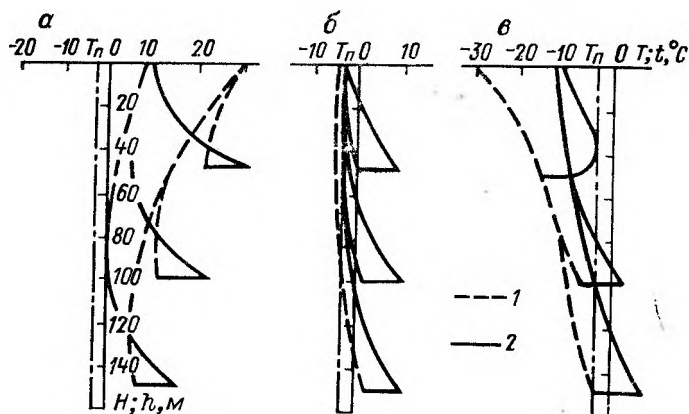


Рис. 2.3. Расчетное распределение температуры в бурильных трубах (1) и кольцевом канале (2) скважины диаметром 180 мм при бурении на россыпях при расходе воздуха $9 \text{ м}^3/\text{мин}$, конечных глубинах 50, 100 и 150 м, продолжительности циркуляции 2 ч и начальных температурах нагнетаемого в скважину воздуха $+30^\circ\text{C}$ (а), -5°C (б) и -30°C (в).

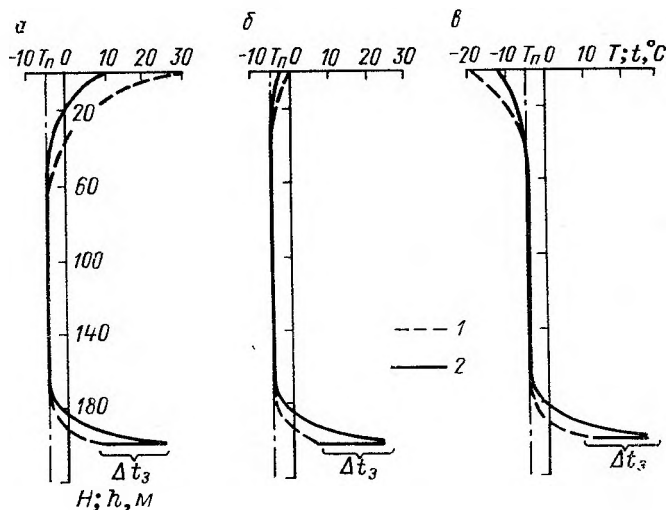


Рис. 2.4. Расчетное распределение температуры в бурильных трубах (1) и кольцевом канале (2) скважины диаметром 76 мм (алмазное бурение) при расходе воздуха 4 м³/мин, конечной глубине 200 м, продолжительности циркуляции 2 ч и начальных температурах нагнетаемого в скважину воздуха +30°С (а), —0°С (б) и —20°С (в).

ров (алмазное бурение) из-за малого расхода воздуха, высоких скоростей его движения и, следовательно, больших значений коэффициента теплоотдачи температура в скважине уже на глубине 50—70 м становится равной температуре пород независимо от начальной температуры воздуха (см. рис. 2.4).

Наиболее неблагоприятны условия бурения по мерзлым породам при высоких начальных температурах воздуха и больших его расходах. При этом по всему стволу может сохраняться положительная температура (рис. 2.3, а), что ведет к осложнениям. При малых расходах высокая начальная температура воздуха с глубиной перестает играть отрицательную роль. На верхнем участке ствола, где влияние начальной температуры сохраняется, осложнения предупреждаются установкой обсадной колонны.

Во всех случаях бурения с продувкой температура воздуха резко возрастает у забоя скважины за счет теплоты, отбираемой от породоразрушающего инструмента. При охлажденном воздухе максимум температуры при нетеплоизолированных бурильных трубах устанавливается, как правило, у забоя, и лишь при малой глубине и большом расходе — несколько выше забоя (рис. 2.4, в).

При начальной температуре воздуха, близкой к температуре породы, ее распределение по скважине определяется теплотой, генерируемой на забое (рис. 2.3, б и 2.4, б).

Важнейшими являются значения температуры воздуха в кольцевом канале у забоя и устья. Их определение возможно с помощью приближенных зависимостей, полученных из выражения

(2.34) при условиях $h = H$ и $h = 0$:

$$t_3 = T_n - \frac{k\pi}{Gc} \frac{\Delta t_3}{S_2}; \quad (2.37)$$

$$t_y = (T_n - t_{1n}) \frac{S_2}{S_1} + T_n. \quad (2.38)$$

Последние выражения показывают, что при достаточно большой глубине скважины забойная и устьевая температуры практически не зависят от глубины и определяются температурой мерзлых пород, условиями и продолжительностью теплообмена. Решающее влияние на призабойную температуру оказывает мощность, развиваемая на забое при разрушении породы, а на устьевую — начальная температура воздуха.

Нормальным следует считать такой температурный режим скважины, при котором ни на одном из участков ствола не происходит протавнения пород с потерей связности. Условием сохранения устойчивости является поддержание в стволе температуры не выше максимально допустимой, которая определяется выражением [23]

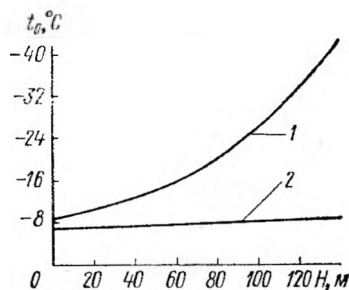
$$t_{\max} = k_\tau T_n / (k_\tau - \alpha_2) \quad (2.39)$$

и зависит от продолжительности теплового воздействия, т. е. от механической скорости бурения. Чем последняя выше, тем меньше продолжительность рейса ($k_\tau \rightarrow \alpha_2$) и соответственно выше допустимая температура воздуха в кольцевом канале.

Из рис. 2.3, в и 2.4, в следует, что в условиях продувки охлажденным воздухом его температура превышает естественную температуру мерзлых пород лишь в призабойной зоне, которая в процессе бурения непрерывно перемещается. Чем выше механическая скорость, тем меньше растеplяющее действие воздуха. Эти рассуждения справедливы, когда механическая скорость определяется буримостью пород, а не мощностью N_3 , пропорциональной осевой нагрузке и частоте вращения снаряда. Форсирование режима бурения ведет к увеличению N_3 и самой температуры воздуха в призабойной зоне. Создаваемый на поверхности запас холода в процессе теплообмена между нисходящим и восходящим потоками затрачивается на бесполезное понижение температуры верхних горизонтов пород, не достигая забоя скважины.

Эффективное использование холода при производстве его на поверхности может быть достигнуто с помощью теплоизолированной бурильной колонны. На рис. 2.5 представлены расчеты зависимости потребной температуры охлажденного на поверхности воздуха для обеспечения $t_3 = 0^\circ\text{C}$ при обычных и теплоизолированных бурильных трубах в условиях первого из рассмотренных примеров [23]. Уже при глубине скважины 100 м потребное охлаждение воздуха на поверхности при теплоизолированных трубах в несколько раз меньше, чем при обычных. Современные теплоизоляционные материалы позволяют обеспечить столь надеж-

Рис. 2.5. Зависимость температуры охлажденного на поверхности сжатого воздуха, потребной для обеспечения нулевой температуры в призабойной зоне скважины в процессе бурения, от глубины скважины при обычных (1) и теплоизолированных (2) буровых трубах.



ную изоляцию, что холод будет достигать забоя практически без потерь.

Устранение резкого прироста температуры воздуха в призабойной зоне может быть достигнуто на основе сочетания охлаждения воздуха на поверхности с использованием пневматического забойного двигателя или обычного пневмоударника.

Охлаждение и осушение сжатого воздуха на поверхности позволяет простейшим образом устранить осложнения, связанные с выпадением конденсата. Подаваемый в буровые трубы непосредственно от компрессора теплый сжатый воздух при движении по скважине охлаждается, что вызывает выпадение конденсата в буровых трубах и кольцевом канале. Предварительно охлажденный и осушенный сжатый воздух может лишь поглощать влагу в призабойной зоне и кольцевом канале, где он контактирует с породами, содержащими влагу в жидкой или твердой фазах. При этом полностью устраняются выпадение конденсата и все связанные с ним осложнения. Нагревающийся при движении по скважине охлажденный воздух осушает ее.

Для регулирования и нормализации температурного режима скважин при бурении с продувкой в мерзлых породах необходимо в первую очередь разработать и внедрить на производстве эффективную систему принудительного охлаждения и осушения сжатого воздуха.

При колонковом разведочном бурении используются двухступенчатые компрессоры, оснащенные одним промежуточным холодильником между первой и второй ступенями для снижения затрат энергии на сжатие воздуха. После второй ступени сжатый воздух без принудительного охлаждения поступает в ресивер. Поэтому его температура на выходе из ресивера компрессорных станций типа ДК-9 или ЗИФ-55 может составлять 70—80°C. Техническая характеристика основных типов компрессорных станций приведена в табл. 2.2.

Для полного устранения осложнений при бурении в мерзлых породах вполне достаточно снизить температуру нагнетаемого в буровые трубы сжатого воздуха приблизительно до —10°C.

Из существующих способов охлаждения сжатого воздуха наиболее простым и дешевым является теплообмен с естественным хладоносителем. На Крайнем Севере и Северо-Востоке в зимний

Техническая характеристика компрессорных станций, используемых

Техническая характеристика	ПП-1,5	ПКС-5	ДК-9М	ЭК-9М
Производительность (при условиях всасывания), м³/мин	1,5	$5 \pm 5 \%$	$10 \pm 5 \%$	$9 \pm 5 \%$
Абсолютное давление, МПа:				
всасывания	0,1	0,1	0,1	0,1
нагнетания	0,8	0,8	0,7	0,7
Наибольшая скорость транспортирования, км/ч:				
по шоссе	50	50	25	25
по грунтовой дороге	25	30	12	12
Габаритные размеры, мм:				
длина с дышлом (без дышла)	3110(1800)	4985(3830)	6400(5070)	5565(4230)
ширина	1600	1870	1940	1940
высота	1685	1830	2620	2030
Масса, кг	1200	2550	5200	4000
Компрессор:				
тип	Поршневой	Поршневой	Поршневой	Поршневой
потребляемая мощность л. с. (кВт)	15(11)	45(33)	$94(69) \pm 5\%$	$(67,5 \pm 5\%)$
масса, кг	200	745	780	780
Привод	Д-21 или Д-21А	ЗИБ-164А или КАЗ-120	Д-108-1	Д-108
Номинальная мощность, л. с.	20 (или 25)	100	108	—
Электродвигатель	—	—	—	А2-92-6
Номинальная мощность, кВт	—	—	—	75
Завод-изготовитель	Ереванский компрессорный завод	Мелитопольский компрессорный завод	Читинский машиностроительный завод	Читинский машиностроительный завод

* Передвижная шахтная воздушно-компрессорная станция перемещается при помощи эле земных условиях).

период имеются идеальные условия для охлаждения сжатого воздуха до отрицательных температур за счет теплообмена с атмосферным воздухом в поверхностных (разделительных) теплообменниках. Возможно применение и других естественных хладоносителей (многолетнемерзлых пород и льда). Так, в практике буровых работ известен способ охлаждения сжатого воздуха с помощью поверхностного теплообменника, погружаемого в шурф, пройденный в мерзлых породах, а также с помощью двухнитового трубопровода, помещенного в скважину, пройденную в мерзлых породах и заполненную незамерзающей жидкостью. Эффектив-

на геологоразведочных работах в организациях Министерства геологии СССР

ПК-10	ПВ-10	ПР-10М	ЗИФ-55	ЗИФ-51	ЗИФ-ШВКС-5*
10	10 + 5 %	10 ± 5 %	5	5	5
0,1 0,8	0,1 0,8	0,1 0,8	0,1 0,7	0,1 0,7	0,1 0,6
30 15	50 25	50 26	60 25	60 25	— —
6320(4700)	4550(3395)	—(3940)	3387(4362)	3070(4128)	2550(—)
1890 2610 5000	1730 1870 3200	1700 2100 3000	1820 1770 1920	1820 1770 1700	1050 1400 1200
Поршневой	Винтовой	Ротационный пластинчатый РКМ-10/7 90(66)	Винтовой ЗИФ-ПВ-5*		
94(69)	94(69) ± 5 %	—	—	—	—
780 ЯМЗ-236	375 А-01МД	430 ЗИЛ-1575М	— —	— —	— —
108	180	130	—	—	—
— —	— —	— —	— —	АК2-81-4 40	ВАО-81-4 40
Ташкент- ский завод «Компрес- сор»	Читинский машино- строитель- ный завод	Ташкент- ский завод «Компрес- сор»	Завод им. М. В. Фрунзе, Ленинград	Завод им. М. В. Фрунзе, Ленинград	Завод им. М. В. Фрунзе, Ленинград

ктрoвoзa пo узкoкoлeйнoй жeлeзнoй дoрoгe c ширинoй кoлeи 900 мм (испoльзoвeтся в пoд-

нoсть oхлaждeния мoжнo пoвыcить, прoпускaя cжaтый вoздyх пo гeрмeтичнoй вырaбoткe в мeрзлых пoрoдax, чтo дaeт вoзмoжнoсть дoстижeния oтрицaтeльных тeмпeрaтур кaк зимoй, тaк и лeтoм. Oднaкo нeoбхoдимoсть дoрoгocтoящих гoрных рaбoт иcключaeт ширoкoe примeнeниe этoгo вaриaнтa oхлaждeния.

Испoльзoвaниe льдa в зимний пeриoд cвязaнo c труднoстями eгo зaгoтoвки и дoстaвки к мeстy рaбoт, a в лeтний пeриoд вoзмoжнo лишь зa счeт иcкусствeннoгo cздaния eгo зaпacoв. To и дpyгoe в cлoжных ycлoвиях oргaнизaции бyрoвых рaбoт нeцeлeсoбoбрaзнo.

Наиболее рационально охлаждение сжатого воздуха за счет теплообмена с атмосферным. На практике этот способ применяется в зимнее время. Используются дополнительные ресиверы от компрессора, длинные трубопроводы или сварные из труб батареи. Эти устройства громоздки, неудобны в условиях частных перевозок и малоэффективны.

Отличные результаты дает применение компактного ребристо-трубчатого холодильника с большей поверхностью теплообмена со стороны холодного атмосферного воздуха в сочетании с принудительной его циркуляцией с помощью вентилятора. Поскольку сжатый воздух охлаждается с давлением до 0,7—0,8 МПа, применять водяные и масляные радиаторы или калориферы нельзя. Целесообразно использовать применяемые в разнообразных рефрижераторных установках ребристо-трубчатые конденсаторы КВ-25, КВ-30 с внешней площадью теплообмена 25—30 м², рассчитанные на рабочее давление 1,6 МПа. Для циркуляции атмосферного воздуха удобно использовать осевые вентиляторы типа МЦ № 4 или № 5 с электро- или механическим приводом мощностью 0,5—1 кВт, а также другие вентиляторы для местного проветривания горных выработок.

В летний период, когда температура даже в условиях Севера и Северо-Востока может достигать 25—30 °С, охладить сжатый воздух до отрицательных температур этим способом невозможно. Однако охлаждение выходящего из компрессора горячего сжатого воздуха за счет теплообмена с атмосферным очень полезно для повышения экономичности системы охлаждения, которая должна содержать две ступени — предварительного и окончательного охлаждения. Снижение в предварительной ступени охлаждения температуры сжатого воздуха с +80 °С (на выходе из ресивера компрессора) до +25 °С (на выходе из теплообменника) позволяет более чем вдвое снизить потребную холодопроизводительность второй ступени охлаждения. В зимний период может эксплуатироваться лишь первая ступень охлаждения, достаточная для получения сжатого воздуха с отрицательной температурой около -10 °С, а в летний период — в сочетании со второй ступенью охлаждения.

Из существующих способов искусственного охлаждения наиболее приемлемыми следует считать: а) охлаждение в результате изменения внутреннего баланса энергии при расширении воздуха с отдачей внешней работы; б) охлаждение за счет теплообмена с искусственным хладоносителем — хладагентом с помощью паровой холодильной машины.

Расширение воздуха с отдачей работы проводится в поршневых или турбодетандерах. Турбодетандеры требуют тщательной очистки и осушения воздуха, нуждаются в высококвалифицированном обслуживании и весьма дороги. Специальные турбодетандеры для охлаждения воздуха при бурении с продувкой скважин на нефть и газ разрабатывались в Куйбышевском авиационном

институте под руководством В. И. Метенина, но практического применения не нашли.

Поршневые детандеры, серийно выпускаемые для специальных целей, также не соответствуют требованиям колонкового бурения с продувкой.

Проведенные в ЛГИ и ЦНИГРИ исследования [23] позволили сделать вывод о возможности использования в условиях колонкового разведочного бурения в качестве детандера серийного поршневого пневматического двигателя, широко применяемого на горных работах.

**Техническая характеристика поршневых пневмодвигателей
завода «Пневматика»**

Тип поршневого пневмодвигателя	П6,3-12	П7,5-12
Номинальное рабочее давление сжатого воздуха на входе в пневмодвигатель, МПа	0,4—0,5	0,4—0,5
Расход воздуха, м³/мин	7,1—8,1	8,75—10,4
Номинальная частота вращения выходного вала, с⁻¹	12,5	12,5—13,3
Мощность, кВт	6,3—7,5	7,5—9,6
Масса, кг	95	95

Процесс расширения воздуха в поршневом пневмодвигателе является политропным. Для влажного сжатого воздуха в сравнительно тихоходных пневмодвигателях показатель политропы может быть принят $n = 1,25$ [22]. Тогда для наиболее тяжелых условий при начальной температуре сжатого воздуха после предварительного охлаждения в ребристо-трубчатом теплообменнике, равной 25 °С, и падении абсолютного давления с $p_1 = 0,8$ МПа до $p_2 = 0,4$ МПа на основании известной формулы политропного расширения температура на выходе из пневмодвигателя

$$T_2 = T_1 \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} = 298 \left(\frac{0,4}{0,8} \right)^{\frac{1,25-1}{1,25}} = 259 \text{ К} = -14 \text{ °С}, \quad (2.40)$$

где $T_{1,2}$ — абсолютная температура воздуха, К.

На основании полученных результатов разработана, изготовлена и испытана в лабораторных условиях воздушная холодильная машина ВХМ-ЛГИ (рис. 2.6). Сжатый воздух с давлением 0,7—0,8 МПа и температурой 70—80 °С от ресивера компрессора по шлангу 1 подается на первую ступень охлаждения — в компактный ребристо-трубчатый теплообменник 2 марки КВ-25 (30) высокого давления, принудительно вентилируемый атмосферным воздухом с помощью осевого вентилятора 6 марки МЦ № 5, помещенного в диффузоре. В теплообменнике 2 горячий сжатый воздух охлаждается практически до температуры атмосферного, при этом из него выпадает конденсат, периодически выпускаемый с помощью вентиля в нижней части теплообменника.

Охлажденный и осушенный сжатый воздух поступает на вторую ступень охлаждения — в поршневой пневмодвигатель ДР-5У (П6,3-12) — детандер 5, где в процессе частичного расширения и падения избыточного давления до 0,2—0,3 МПа отдает свою

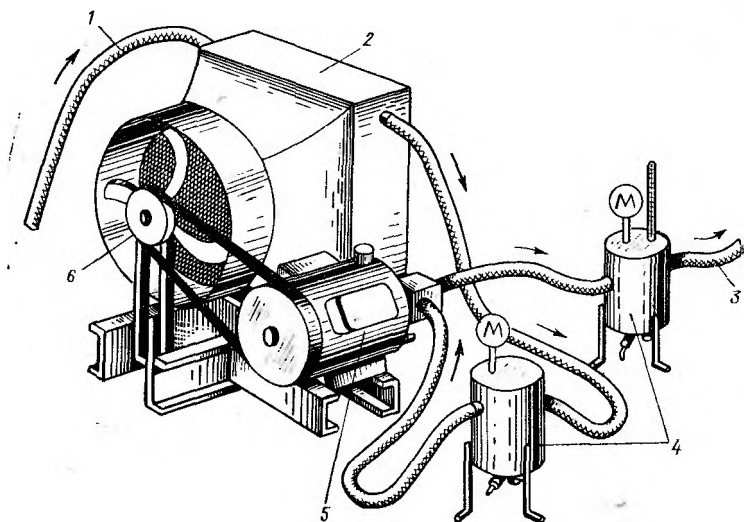


Рис. 2.6. Воздушная холодильная машина ВХМ-ЛГИ.

1—нагнетательный шланг от компрессора; 2—ребристо-трубчатый теплообменник КВ-30 с диффузором; 3—нагнетательный шланг к скважине; 4—влагомаслоотделители; 5—поршневой пневматический двигатель ДР-5У; 6—осевой вентилятор МЦ № 5.

внутреннюю тепловую энергию в виде внешней механической работы, полезно затрачиваемой на привод вентилятора 6 с помощью клиноременной передачи.

Для лучшего осушения сжатого воздуха между теплообменником 2 и детандером 5, а также на выходе из последнего установлены дополнительные влагомаслоотделители 4 для сбора масла, жидкого конденсата и снега (на выходе из детандера). Охлажденный и осушенный воздух по нагнетательному шлангу 3 подается в скважину с избыточным давлением 0,2—0,3 МПа, что в условиях неглубокого бурения при правильно подобранном сочетании диаметра скважины и конструкции бурильной колонны достаточно для создания устойчивой циркуляции охлажденного воздуха.

Техническая характеристика установки ВХМ-ЛГИ

Минимальный расход воздуха, м³/мин	3,5
Максимальное давление на входе, МПа	0,8
Максимальное давление воздуха на выходе из пневмодвигателя, МПа	0,4
Максимальная температура воздуха на входе в промежуточный радиаторный холодильник, °С	80
Перепад температуры, обеспечиваемый машиной, °С	40
Масса, кг	300

Испытания при бурении мелких скважин для инженерных изысканий подтвердили работоспособность данной системы охлаждения. Ее преимущества в простоте, безотказности, дешевизне и доступности комплектующих элементов, возможности монтажа в условиях механических мастерских ГРП. Однако так как процесс охлаждения происходит за счет расширения воздуха с отдачей

внешней работы, то при этом резко снижается его давление, необходимое для устойчивой циркуляции воздуха в скважине. Данная система охлаждения рациональна только при бурении мелких скважин до 20—30 м и может найти применение при бурении в целях инженерных изысканий или поисков и разведки россыпей.

В настоящее время Ленгидропроектом вместе с ЛПИ создана усовершенствованная система охлаждения данного типа для бурения с продувкой охлажденным воздухом изыскательских скважин глубиной до 100 м.

Охлаждение сжатого воздуха до необходимых при бурении отрицательных температур при практически полном сохранении развиваемого компрессором рабочего давления воздуха возможно с помощью современных фреоновых парокомпрессорных холодильных машин. Давно освоенные промышленностью эти машины доведены до высокой степени совершенства, оснащены автоматикой, позволяющей в течение многих тысяч часов поддерживать заданный режим охлаждения. Надежность и безотказность этих машин проверена в тяжелых условиях эксплуатации на судах, автомобильном транспорте и др.

Двухступенчатая система охлаждения сжатого воздуха с первой ступенью охлаждения за счет теплообмена с атмосферным воздухом, принудительно циркулирующим через ребристо-трубчатый теплообменник высокого давления, и второй ступенью в виде фреоновой парокомпрессорной холодильной машины оптимальна для условий бурения скважин с продувкой воздухом в многолетнемерзлых породах.

Целесообразно применять компрессорно-конденсаторные агрегаты с воздушным охлаждением, работающие на доступном и дешевом фреоне-12 (табл. 2.3).

Таблица 2.3

Технические характеристики малых фреоновых парокомпрессорных холодильных машин с воздушным охлаждением конденсатора

Холодопроизводительность при стандартном режиме, кВт	Компрессорно-конденсаторный агрегат	Фреоновый компрессор	Площадь поверхности конденсатора, м ²	Мощность электродвигателя, кВт	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
1,30	ФАК-1,1	2ФВ-4	5,18	1,0	690×513×530	120
1,30	ФКГ-1,1	ФВ-1,1	5,08	0,55	590×423×410	65
1,75	ФАК-1,5	2ФВ-4	7,76	1,7	862×528×636	166
2,10	АК2ФВ-3/1,5	ФВ-2,5	9,3	1,7	880×550×550	185
3,25	АКВС-2,8	ФГ-2,8	13,7	1,7	930×475×555	145
3,50	АКВ-3	ФВ-4	14,0	2,8	920×670×600	240
7,00	АКВФВБС-6	ФВБ-6	30,0	4,5	1100×940×930	300
7,40	АКВФУБС-6	ФУБС-6	30,0	4,2	940×872×900	256
14,0	АКВФУБС-12	ФУБС-12	60,0	10,0	1800×1060×900	465

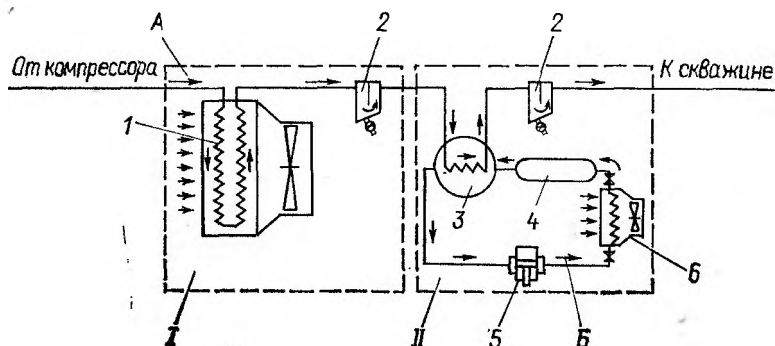


Рис. 2.7. Принципиальная схема двухступенчатой системы охлаждения сжатого воздуха с фреоновой холодильной машиной.

I и II—первая и вторая ступени охлаждения. *1*—ребристо-трубчатый теплообменник; *2*—инерционные влагоотделители; *3*—фреоновый испаритель; *4*—ресивер для фреона; *5*—фреоновый компрессор; *6*—фреоновый конденсатор. *A*—движение сжатого воздуха; *B*—движение фреона.

Принципиальная схема разработанной в ЛГИ двухступенчатой системы охлаждения сжатого воздуха с фреоновой холодильной машиной в качестве второй ступени представлена на рис. 2.7.

Разработка комплексной установки для выработки охлажденного сжатого воздуха при бурении с продувкой и опыт ее применения подробно описаны в работах [23, 25].

Пневмоударное бурение в мерзлых породах показало очень хорошие результаты в зимних условиях, когда сжатый воздух достаточно глубоко охлаждается и осушается в первой ступени за счет теплообмена с морозным атмосферным воздухом. В пневмоударнике сжатый воздух отдает свою внутреннюю потенциальную энергию в виде внешней механической работы и поэтому на выходе дополнительно охлаждается. Правда, механическая работа пневмоударника по разрушению горной породы рассеивается в форме тепла, которое частично вновь воспринимается воздухом, а частично — горным массивом. При этом в отличие от обычного случая вращательного бурения с продувкой не только отсутствует местный прирост температуры воздуха у забоя, но отмечается некоторое ее снижение. Последнее способствует сохранению естественной устойчивости мерзлых пород, увеличивает выход и повышает качество керна.

Опыт показал, что в летний период целесообразно не только охлаждение сжатого воздуха до отрицательных температур, но и принудительное его осушение за счет адсорбции содержащейся в нем влаги. Широкое применение для этой цели находят различные твердые, твердо-жидкие и жидкие вещества-сорбенты, способные в большом количестве поглощать водяной пар. Наиболее пригоден для использования в полевых условиях силикагель. Это вещество имеет пористость порядка 50 % и сорбционную способность — 18—20 % его массы. Для осушения воздуха его применяют в виде массы зерен крупностью 2—4 мм. Наилучший способ

регенерации заключается в прогреве силикагеля потоком горячего воздуха с температурой 220—240°C и точкой росы 28—30°C.

В ОНИЛ ТТРБ разработан для бурения с продувкой сжатым воздухом осушающе-охлаждающий агрегат. Первая ступень охлаждения сжатого воздуха представляет собой ребристо-трубчатый теплообменник с вентилятором. Блок осушки состоит из двух адсорберов, воздухоподогревателя, щита управления. Адсорберы работают поочередно: в одном идет процесс осушки воздуха, в другом — регенерация силикагеля. Блок осушки может работать в ручном и автоматическом режимах.

**Техническая характеристика блока осушки производства
завода Кургайхиммаш**

Марка	A10M1
Производительность при рабочей температуре 30°C и рабочем давлении 0,8 МПа, м³/мин	10
Рабочее давление, МПа	1,0
Температура воздуха на входе в блок осушки, °C	+30
Температура нагревания воздуха в воздухонагревателе, °C	200—240
Расход воздуха на регенерацию, м³/мин	1,7
Масса силикагеля для загрузки двух адсорберов, кг	350
Точка росы осушенного воздуха, °C	—40
Потребляемая на регенерацию мощность, кВт	9—12
Масса блока без силикагеля, кг	980

Вторая ступень охлаждения — это холодильный агрегат, работающий на фреоне-12, обеспечивающий охлаждение сжатого воздуха до необходимых отрицательных температур при практически полном сохранении развиваемого воздушным компрессором рабочего давления сжатого воздуха.

Производственные испытания осушающе-охлаждающего агрегата, смонтированного на стальных санях для автономности передвижения, проведены при бурении разведочных скважин на участке Ашим Берелехской КГРЭ ПГО «Севостгеология» с хорошими результатами. Средняя механическая скорость бурения повысилась до 2,1 м/ч, а суточная производительность возросла в 1,6 раза главным образом за счет устранения осложнений, связанных с растеплением мерзлоты. Охлаждение стенок скважины и керна достигалось при поглощении влаги осушенным до низкой температуры точки росы сжатым воздухом. При забурировании скв. 57а удалось заморозить этим способом верхний интервал талой породы.

Рассмотренные способы охлаждения и осушения воздуха при бурении осуществимы лишь на поверхности. С точки зрения рационального размещения производства холода в целях повышения выхода керна в мерзлых породах или нормализации температурного режима коронки перспективно использование погружного вихревого холодильника, встраиваемого в состав бурового снаряда над колонковой трубой.

Принцип действия вихревого холодильника основан на эффекте вихревого температурного разделения газа. Сжатый воздух

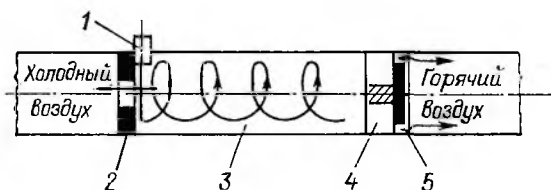


Рис. 2.8. Принципиальная схема воздушного вихревого холодильника.
1 — сопло; 2 — диафрагма; 3 — вихревая трубка; 4 — улитка; 5 — дроссель.

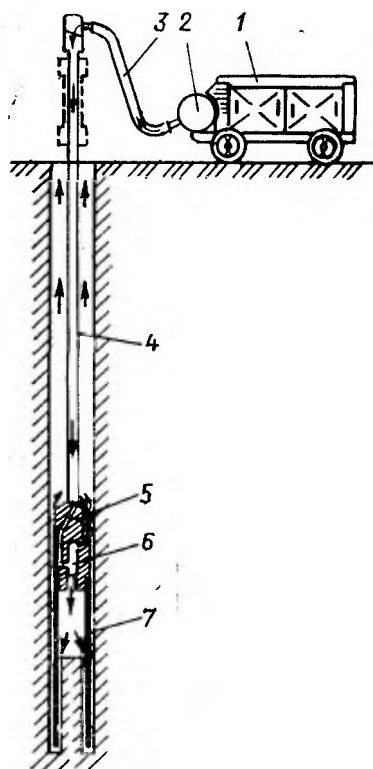


Рис. 2.9. Схема работы забойного вихревого холодильника при колонковом бурении с продувкой сжатым воздухом.

1 — компрессор; 2 — ресивер; 3 — шланг; 4 — буровые трубы; 5 — вихревой холодильник; 6 — вихревая камера; 7 — колонковая труба.

расширяясь истекает через сопло 1 (рис. 2.8) со сверхзвуковой скоростью тангенциально внутрь полого цилиндра, где образует мощный вихрь со сложным полем температур. В центре вихря устанавливается низкая, а по периферии высокая температура. Через диафрагму 2 с центральным отверстием выходит холодный воздух, а через дроссель 5 с зазором по периферии — горячий. При перепаде давления 0,5 МПа и начальной температуре 0°C можно получить примерно одинаковые по расходу потоки воздуха с температурами -50 и $+50^{\circ}\text{C}$.

Вихревой холодильник отличается очень малыми размерами и не имеет движущихся частей, что позволяет использовать его в качестве призабойного генератора холода при бурении скважин. Вихревой холодильник 5 (см. рис. 2.9) встраивается в состав

бурового снаряда над колонковой трубой. Сжатый воздух из ресивера 2 компрессора 1 по шлангу 3 и бурильными трубами 4 подается в вихревую камеру 6, где разделяется на холодный и горячий потоки. Холодный поток направляется внутрь колонковой трубы 7, попадает на забой и по узкому кольцевому зазору между стенками скважины и колонковой трубой направляется вверх, транспортируя шлам с забоя. Горячий воздух выпускается непосредственно в широкий зазор между стенками скважины и бурильными трубами, где сливается с холодным потоком. Смешанный поток приобретает температуру, близкую к начальной. Благодаря тому, что холодный воздух (составляющий часть общего расхода) транспортирует шлам только на участке узкого зазора, сохраняются нормальные условия для очистки забоя от шлама.

Разработки погружного вихревого холодильника и опыт его применения, в частности при алмазном бурении, описаны в работе [23].

Наиболее эффективно вихревой холодильник может быть использован в сочетании с предварительным охлаждением сжатого воздуха на поверхности.

Помимо использования вихревого холодильника как призабойного генератора холода имеются возможности применения его в качестве простейшего средства охлаждения воздуха на поверхности при бурении мелких скважин, например, на россыпях. В этом случае вихревой холодильник устанавливается между сальником и ведущей трубой. Поток горячего воздуха выпускается в атмосферу. Непременное условие успеха — обеспечение минимальных аэродинамических сопротивлений в бурильных трубах и кольцевом канале скважины.

При бурении в мерзлых породах наиболее ответственной в тепловом отношении является призабойная зона. Единственное средство рациональной доставки холода с поверхности к забою — теплоизоляция бурильной колонны.

С точки зрения эффективности теплоизоляции покрытие труб изнутри при равной толщине существенно выгоднее, чем снаружи. Внутреннее покрытие бурильной колонны неизмеримо долговечнее наружного. Расход теплоизолирующего материала при внутреннем покрытии труб значительно меньше. В практике бурения и эксплуатации скважин внутреннее покрытие труб известно и уже применяется в трубной промышленности и на промыслах для борьбы с коррозией, отложениями парафина, для снижения гидравлических потерь давления вследствие сглаживания шероховатости и в других целях. В качестве покрывающих материалов применяются или могут быть использованы стеклокремниевые, органические, эпоксидные смолы, полиэтилен, винипласт, фторопласты, плотные пенополистиролы, пенофенопласт, пенополиуретан и многие другие синтетические материалы. В США наряду с другими покрытиями успешно применяют в различных целях тефлон и тефлонгласс.

Наилучшим для внутреннего покрытия бурильных труб следует считать пенополиуретан (ППУ), который после вскипания и затвердевания отличается высокой механической прочностью (на сжатие примерно 20 МПа), не боится ударов и имеет глазированную водонепроницаемую поверхность. Покрытия из него, обладающие высокой адгезией к металлу, наносятся слоем любой толщины методом напыления исходной смеси.

Осуществить внутреннее покрытие трубы полимеризующимся материалом (например, эпоксидной смолой) значительно проще, чем наружное. Для этого предварительно очищенную изнутри трубу заливают расчетным количеством исходной смеси, изолируют торцы и приводят трубу во вращение в горизонтальном положении. Для ускорения процесса нетрудно организовать прогрев трубы в процессе вращения.

Простейший способ внутренней теплоизоляции бурильных труб был предложен и с успехом практически опробован в ЛГИ. Внутри бурильных труб муфтово-замкового соединения диаметром 50 и 63,5 мм после выглаживания шероховатостей высаженных внутрь концов прокладывали полиэтиленовые шланги диаметром соответственно 30 и 40 мм с толщиной стенки 3—5 мм. Концы шлангов на торцах труб развальцовывали, после чего трубы муфтами соединяли в свечи.

Практическая целесообразность способа бурения мерзлых пород с продувкой охлажденным воздухом была предварительно проверена физическим моделированием в процессе совместных исследований ЛГИ и ЦНИГРИ [23].

Опытное бурение велось по искусственным блокам мерзлых пород различного гранулометрического состава с температурой от 0 до -12°C и влажностью (льдистостью) от 5 до 30 % твердосплавными коронками различных марок диаметром от 76 до 178 мм.

Во всех случаях бурения с продувкой воздухом, охлажденным до отрицательных температур, сохранялись устойчивость и прочность стенок скважины. Признаки поверхностного протаивания отмечались при форсированных режимах, но стенки скважины сохраняли монолитность.

Анализ результатов почти 100 м опытного бурения по искусственным мерзлым породам различного гранулометрического состава, близкого к реальным породам, подтверждает справедливость теоретических предпосылок, что охлаждение сжатого воздуха максимум до -10°C является эффективным средством устранения осложнений, обеспечения высокого выхода керна мерзлых пород в их естественном, ненарушенном состоянии.

Преимущества охлажденного сжатого воздуха в качестве очистного агента при бурении скважин в мерзлых породах окончательно проверены практикой внедрения этого эффективного технологического средства на буровых работах в районах Крайнего Севера, Северо-Востока страны и в приполярных районах.

Этот способ бурения сочетает в себе преимущества воздушной продувки перед жидкостной промывкой (решение проблемы водоснабжения, особенно в зимнее время) с надежным регулированием температурного режима скважины. Большую часть года в районах распространения мерзлоты охлаждение сжатого воздуха до отрицательных температур возможно за счет теплообмена с холодным атмосферным воздухом. Лишь в летний период необходима та или иная система принудительного охлаждения, составные элементы которой доступны, недороги и долговечны.

В остальном способ бурения с очисткой забоя охлажденным воздухом не отличается от обычного и с успехом освоен во многих районах. Рекомендации по расчету необходимого расхода и давления воздуха, выбору оборудования и инструмента, технологическим режимам бурения с продувкой остаются в силе и для применения охлажденного воздуха. Но в последнем случае нет необходимости в погружных влагоотделителях и средствах борьбы с осложнениями из-за выпадения конденсата.

Разработкой вопросов технологии бурения в мерзлых породах и льдах, в частности с продувкой охлажденным воздухом, с 1953 г. занимается специальная лаборатория армии США по инженерным исследованиям в северных районах (CRREL). Накоплен значительный опыт бурения с продувкой на крайнем севере США и Канады, в Гренландии и Исландии. При бурении по ледовым отложениям в Гренландии инженерные войска США применяли сжатый воздух, охлаждаемый последовательно в теплообменнике, ресивере-влагоотделителе и газовой турбине приблизительно до температуры льда. Сконструирована специальная буровая установка «Фейлинт». Охлажденный сжатый воздух успешно применяется также при механическом бурении с продувкой во льдах Антарктиды [72].

Канадцы для охлаждения сжатого воздуха при бурении применяли длинную нагнетательную линию, проложенную по поверхности земли [72].

При бурении в целях инженерных изысканий в районах мерзлоты американскими специалистами использовалась фреоновая установка для охлаждения сжатого воздуха в летний период до -9°C [23]. Примером высокой эффективности этого способа бурения могут служить инженерные изыскания под трансконтинентальную линию электропередачи на севере Канады и Аляске, выполненные на его основе в течение всего лишь трех летних месяцев.

Получение более подробной информации об имеющихся за рубежом достижениях в области технологии и техники бурения многолетнемерзлых пород затруднено, поскольку эти работы ведутся главным образом инженерными войсками США при строительстве военных объектов и разведке стратегического сырья.

Имеются примеры успешного бурения по мерзлым породам на Севере и Северо-Востоке СССР с продувкой воздухом, охлажденным с помощью проложенных по земле длинных трубопроводов

с влагоотделителями, простейших сварных из обсадных труб теплообменников с кранами для спуска конденсата, устанавливаемых в зимний период на ветру или погружаемых в летний период в мерзлый грунт [25], и др.

На одном из россыпных месторождений Северо-Востока сотрудниками ЦНИГРИ под руководством П. М. Степанова проведен производственный опыт колонкового бурения с продувкой воздухом, принудительно охлажденным до отрицательных температур в летнее время с помощью холодильной установки ВХМ-ЛГИ [23].

Бурение велось ребристыми твердосплавными коронками диаметром 178 мм с помощью станка ЗИФ-650А, смонтированного на тележке БУ-20-2, и компрессорной станции ЗИФ-51. Из-за недостаточного расхода воздуха в состав колонкового набора включили шламовую трубу. В результате большого диаметра скважин и применения труб муфтово-замкового соединения диаметром 63,5 мм противодавление на выходе пневмодвигателя в нормальных условиях при глубине скважины до 40 м не превышало 0,1 МПа, в силу чего сжатый воздух охлаждался до -23°C . Отмечено многократное увеличение механической скорости и стойкости коронок. В сильнольдистых песках обеспечивался практически полный выход высококачественного керна, тогда как при бурении «всухую» из-за протаивания льда он резко снижался и полностью искажалась первоначальная криологическая структура. В слабосцементированных льдом рыхлых мерзлых породах выход керна снижается при продувке вследствие избирательного истирания, выдувания мелких фракций, но извлекаемые фрагменты керна сохраняли естественную структуру. При бурении «всухую» в тех же породах, несмотря на полный выход керна, его представительность мала в результате полного разрушения структуры, перемешивания и уплотнения материала.

Полевые исследования ЛГИ в летних и зимних условиях проводились на объектах ГПИ Дальстройпроект и в геологоразведочных партиях ПГО «Якутгеология» и «Севостгеология». Бурение велось твердосплавными и алмазными коронками, а также частично штыревыми долотами в многолетнемерзлых и сезонно-мерзлых породах различного гранулометрического состава от мелкодисперсных до крупнообломочных и в коренных скальных породах — от сильновыветрелых и трещиноватых до монолитных и плотных от III до XI категорий по буримости влажностью (льди-стостью) от 41,7 до 0 % (рыхлые «сушенцы» и монолитные «морозные» породы) с естественной температурой от $-0,1$ до -11°C , а также в ряде случаев в таликовых зонах. Рыхлые, в различной степени сцементированные льдом породы представлены глинами, суглинками, супесями, разнозернистыми песками, дресвой, песчано-гравийными, гравийно-галечными и валунно-галечными отложениями, скальные — песчаниками, глинистыми сланцами, гранодиоритами, липаритами, андезитами и другими породами разной степени нарушенности.

Для выработки сжатого воздуха применяли передвижные компрессорные станции ПКС-5, ЗИФ-55, ДК-9М с приводом от ДВС и в одной из изыскательских партий Дальстройпроекта — стационарный компрессор ВВ-10/8 с электроприводом, имеющий подачу $10 \text{ м}^3/\text{мин}$ при рабочем давлении $0,8 \text{ МПа}$. Для охлаждения воздуха использовали описанную выше установку ВХМ-ЛГИ с пневмодвигателем-детандером и три варианта холодильной установки с фреоновыми парокомпрессионными холодильными машинами на 4,65; 7,0 и 11,6 кВт в качестве второй ступени охлаждения. Температура охлажденного воздуха достигала -25°C . Для сравнения проводили отдельные рейсы с продувкой воздухом от компрессора с температурой до $+40^\circ\text{C}$.

Буровые оснащались комплексом контрольно-измерительной аппаратуры. Контроль всех параметров режима бурения с одно-временным хронометражом проведен в объеме свыше 300 м скважин для инженерных изысканий глубиной до 40 м и около 4000 м геологоразведочных скважин глубиной до 300 м.

В табл. 2.4 приводятся условия и результаты бурения плановых скважин с продувкой охлажденным воздухом и «всухую» по мерзлым породам при инженерных изысканиях на площадке Аркагалинской ГРЭС. Когда температура нагнетаемого в скважину воздуха не превышала температуры пород, растепления стенок скважины и керна не происходило. Шлам выносился сухой в виде мерзлой пыли и кусочков льда. При подаче воздуха с температурой до $+5 \div +10^\circ\text{C}$ наблюдались поверхностное растепление стенок скважины и керна, а также выпадение конденсата из воздуха в результате контакта его с более холодными стенками скважины, образование сальников и повышение давления воздуха. При температуре нагнетаемого воздуха $+20^\circ\text{C}$ и выше при извлечении снаряда встречались затяжки и прихваты.

При диаметре скважин 112, 132 мм и реальном расходе воздуха $5-6 \text{ м}^3/\text{мин}$ шлам полностью выносился из скважины, а при повышенном диаметре или уменьшенном до $3,0-3,5 \text{ м}^3/\text{мин}$ расходе требовалось вводить в состав снаряда шламовую трубу.

Скорость бурения с продувкой в рыхлых мерзлых породах в 4 раза выше, чем при бурении «всухую», проходка за рейс увеличивается в 3 раза, а стойкость коронок — в 5—6 раз. При бурении выветрелых скальных пород механическая скорость увеличивается в 4—4,5 раза, проходка за рейс — в 4 раза, стойкость коронок — в 6—7 раз, а при бурении в плотных скальных породах VIII—IX категорий по буримости скорость бурения увеличивается в 4,5 раза, средняя проходка за рейс — в 10 раз и стойкость коронок — в 8—10 раз.

Особое внимание уделялось выходу и качеству керна, получение которого затруднено в малольдистых и крупнообломочных рыхлых породах с температурой $-0,1 \div -0,3^\circ\text{C}$. В этих неблагоприятных условиях хорошие результаты дает применение простейших двойных колонковых труб.

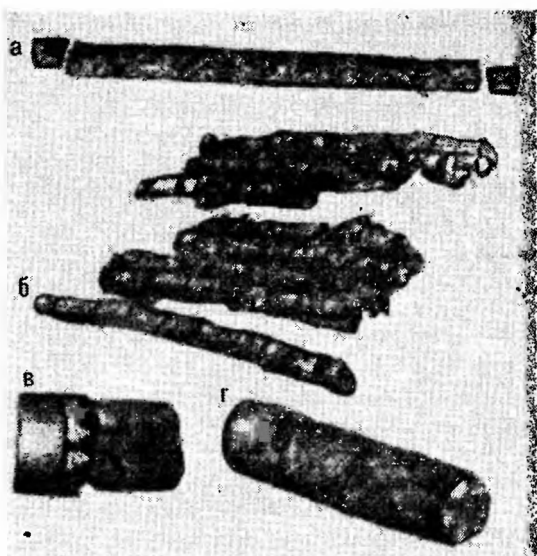
Таблица 2.4

Данные по бурению скважин с продувкой воздухом при инженерных изысканиях

Порода и ее естественная температура	Тип коронки	Объем бурения, м	Ресурсная пробока, м	Технические параметры бурения					Выход керна, %	Стоимость коронки, м/коронку
				частота вращения, об/мин	осевая нагрузка, кН	расход воздуха, м ³ /мин	давление воздуха, МПа	температура воздуха, °С		
Мерзлый песок, до -3 °С	МЗ	13,0	0,60	128 204	2 2,5	3,0 3,5	0,2—0,25	0±5	100	—
	МЗ		1,50 0,50	204	4 4,6	3,0 3,5	0,15—0,22	-10÷-12	100	—
Супесь со щебнем и дресвой, сильнольдистая, до -5 °С	МЗ М2	21,0	1,60 0,40	204	2,5	5,0	0,14	-5	100	5-6 0,8-1,0
	МР2-НП-1	3,0	0,80 0,20	204 320	2,5 3	6,0 7,0	0,15	-10	100	2,0 0,3
Сильновыветрелый, трещиноватый андезит, сцементированный льдом, до -8,5 °С	М2 и специальная	49,0	1,20 0,30	204 320	2,5 3	5,0—5,5	0,17	-5	100	4,5 0,50
	МР2-НП-1	46,0	0,50	204 320	2,5 3	5,0—6,0	0,15—0,22	-5	80	0,70 0,15

Примечание. Цифры в знаменателе относятся к бурению «всухую», приведенному для сравнения.

Рис. 2.10. Типичный керн сцементированных льдом мерзлых пород, получаемый при бурении с продувкой охлажденным воздухом в производственных условиях. а — гравелистый песок с прослойками супеси и суглинка; б — песок; в и г — выветрелый гранодиорит.



Практически во всех случаях твердосплавного бурения по сцементированным льдом рыхлым мерзлым породам выход керна составлял 100 % как при бурении с продувкой охлажденным воздухом, так и «всухую». Однако качество керна совершенно несравнимо. По керну, получаемому при бурении «всухую», не только нельзя судить о физико-механических свойствах и несущей способности грунта, но часто невозможно с уверенностью отнести пробуренные породы к мерзлым или талым. Керна, получаемый при бурении с продувкой охлажденным воздухом, полностью сохраняет естественное агрегатное состояние и все особенности структуры, что очень важно для достоверности инженерных изысканий.

В породах с льдистостью 20 % и более бурение проводилось, как правило, без ограничения рейса одинарным колонковым снарядом. Керна получался в виде ровных столбиков, максимальная длина которых во многих случаях была равна проходке за рейс (1—2 м). На рис. 2.10, а показан керн, представленный мерзлым гравелистым песком с прослойками супеси и суглинка. Общая длина керна 1,9 м. При извлечении из колонковой трубы он раскололся на три части. На рис. 2.10, б представлен керн мерзлого песка средней льдистости 20 %. Частичное его разрушение произошло уже на поверхности под действием солнечных лучей.

При бурении скальных трещиноватых и выветрелых пород с льдистостью 10—15 % (лед в виде прослоек, линз и цемента) выход керна составлял 100 %, но для его предохранения от разрушения в колонковой трубе рейс приходилось сокращать до 0,6—0,8 м при бурении одинарным снарядом со стандартной коронкой типа СМ или усиленной дополнительными подрезными

резцами, выступающими на 3 мм наружу и внутрь. В этих случаях керн извлекался, как правило, одним куском.

На рис. 2.10, в изображен керн мерзлых выветрелых гранодиоритов в момент извлечения из колонковой трубы. При бурении той же породы «всухую» происходило не только полное протаивание цементирующего керна льда, но и разрушение минеральной структуры породы. В результате выветрелые гранодиориты перетирались в песок и дресву, а прослойки андезитов превращались в крупнообломочные включения. Интересно отметить, что на основании проводившегося ранее бурения «всухую» выветрелые трещиноватые гранодиориты и андезиты, прочно сцементированные в естественном состоянии льдом, по терминологии бурового персонала ГПИ Дальстройпроект назывались «галечниками», в то время как керн этих же пород, полученный при бурении с продувкой охлажденным воздухом, с трудом раскалывался на куски (рис. 2.10, з).

Высокое качество образцов мерзлых пород, полученных из скв. 535а на площадке Аркагалинской ГРЭС при бурении с продувкой охлажденным сжатым воздухом, подтверждается полным совпадением результатов их исследования с результатами исследования образцов, отобранных из разведочного шурфа, пройденного вблизи этой скважины. Объемная плотность и влажность образцов мерзлых пород, полученных при бурении «всухую» и с продувкой охлажденным воздухом, существенно различаются. Снижение влажности под воздействием теплоты, выделяющейся при бурении «всухую», минимально для однородных дисперсных мерзлых пород — 0,2—0,4 % и возрастает для сцементированных льдом крупнообломочных отложений и трещиноватых скальных пород до 4—5 % и выше. Объемная плотность в результате выплавления конституционного льда, как правило, снижается на 0,05—0,17 г/см³, но в переувлажненных породах из-за протаивания сегрегационного, инъекционного или пещерно-жильного льда и уплотнения минерального скелета может резко возрастать.

Возможность эффективного бурения мерзлых пород с продувкой воздухом, охлаждаемым в зимний период с помощью одной компактной первой ступени охлаждения, проверена в процессе бурения двух неглубоких скважин в Магадане. Ребристо-трубчатый теплообменник с вентилятором, приводимым клиновым ремнем от трансмиссионного вала дизеля Д-33, был смонтирован непосредственно на раме самоходной буровой установки УГБ-50М (рис. 2.11). Компрессорная станция ПКС-5 перемещалась вместе с установкой в качестве прицепа. В табл. 2.5 приводятся температура охлажденного сжатого воздуха (при расходе 3,5 м³/мин и давлении 0,3—0,4 МПа) в различных точках циркуляционной системы в зависимости от температуры атмосферного воздуха при его относительной влажности 20—52 %.

Породы V—IX категорий по буримости, представленные гравийно-галечниковыми отложениями на песчано-глинистом цементе с включением валунов размером до 20 см, имели температуру

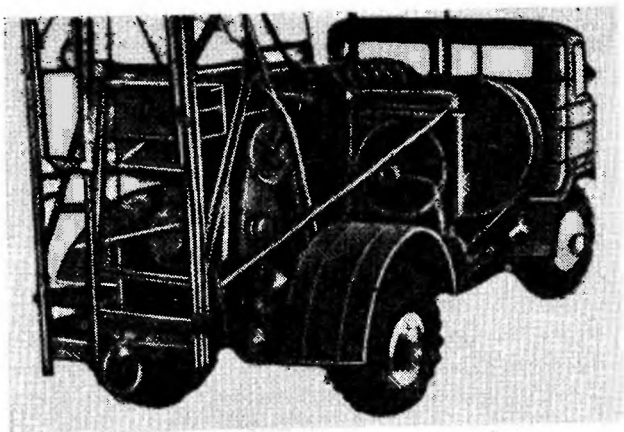


Рис. 2.11. Самоходная буровая установка УГБ-50М с одноступенчатой системой охлаждения.

—2 ÷ —4°C и влажность 6—20 %. При указанном режиме продувки, осевой нагрузке 8—10 кН и частотах вращения снаряда 65—115 об/мин средняя механическая скорость бурения твердосплавными коронками СТ и СМ диаметром 132 мм составила 5 м/ч при рейсовой проходке и проходке на коронку 0,5—1 м.

В породах льдистостью 15 % и выше керн выходил в виде монолитов. При меньшей льдистости тонкодисперсный связующий материал потоком воздуха выносился в шламовую трубу и на поверхность, наблюдалось снижение выхода керна, потребовавшее применения двойной колонковой трубы.

Благодаря низкой температуре сжатого воздуха, признаков разогрепления керна и стенок скважины не отмечалось даже при встрече валунов.

Для оценки эффективности применения охлажденного сжатого воздуха при бурении геологоразведочных скважин различными типами породоразрушающего инструмента для твердых скальных пород были проведены опытные рейсы в плановых скважинах на одном из рудных месторождений Северо-Востока. Использовались буровой агрегат СБА-500 с электроприводом и мачтой МР-5 на передвижных санях, передвижная компрессорная станция ДК-9,

Таблица 2.5

Температура воздуха в различных точках циркуляционной системы, °С

Атмосферный воздух	На выходе из ресивера компрессора	На входе в скважину	На выходе из скважины
—22	+10	—21	—5
—24	+9	—22	—8
—27	+5	—23	—10

шламопылеулавливающая установка ШПУ-1А и одноступенчатая система охлаждения, состоявшая из ребристо-трубчатого теплообменника КВ-30 с влагоотделителями и мощного вентилятора «Проходка-500М». Расположение оборудования и контрольно-измерительной аппаратуры показано на рис. 2.12. Питание электроэнергией осуществлялось от передвижной дизель-электростанции ДЭС-50 (на рисунке не показана).

Породы разреза по обеим скважинам представлены интенсивно окварцованными туфами, автомагматическими и гидротермальными брекчиями липаритов и дацитов IX—XI категорий по буримости. Верхняя часть разреза (до 40—45 м) — затронутые выветриванием мерзлые коренные породы с прожилками льда, нижняя — морозные породы, естественная температура $-5 \div -3^{\circ}\text{C}$.

Бурение по мерзлым породам велось штыревыми трехшарошечными долотами В-93К и ДДА-76 диаметром соответственно 93 и 76 мм. Бурильная колонна состояла из 50-миллиметровых труб муфтово-замкового соединения и 73-миллиметровых УБТ. В состав снаряда включалась шламовая труба.

Температура охлажденного воздуха достигала -15°C . В весенний период при положительной температуре атмосферного воздуха до 5°C в почное время (при отсутствии солнечной радиации) неоднократно отмечались случаи охлаждения сжатого воздуха до отрицательных температур и даже замерзание конденсата в теплообменнике, что можно объяснить испарительным охлаждением в условиях сильного разрежения, создаваемого мощным вентилятором «Проходка-500М». Охлаждение сжатого воздуха до низких положительных температур при бурении в «морозных» породах позволяет осушать сжатый воздух и устранять осложнения из-за выпадения и замерзания конденсата в скважине.

Бескверное бурение долотами В-93К и ДДА-76 велось с осевыми нагрузками соответственно 25 и 20 кН при частотах вращения 104, 190, 280 об/мин и расходе воздуха 7—8 м³/мин. Средняя механическая скорость бурения этими долотами в породах X—XI категорий составила 1,9 и 1,0 м/ч, проходка на долото — 18,9 и 4,8 м, производительность на станко-смену — 6,5 и 4,0 м, а в условиях промывки водой лишь 1,41 и 0,98 м на станко-смену.

Столь высокие показатели бурения с продувкой охлажденным воздухом (в особенности штыревыми долотами при значительно меньших осевых нагрузках, чем применяемые в условиях промывки) объясняются полной и практически мгновенной очисткой забоя от шлама, надежным охлаждением породоразрушающего инструмента и отсутствием каких-либо осложнений из-за протаивания мерзлых пород или образования шуги, что существенно улучшает баланс рабочего времени.

В Берелехской КГРЭ ПГО «Севостгеология» проводились испытания разработанного Отраслевой лабораторией ТТРБ ЛГИ осушающе-охлаждающего агрегата с двумя силикагелевыми блоками, предназначенного для пневмоударного бурения.

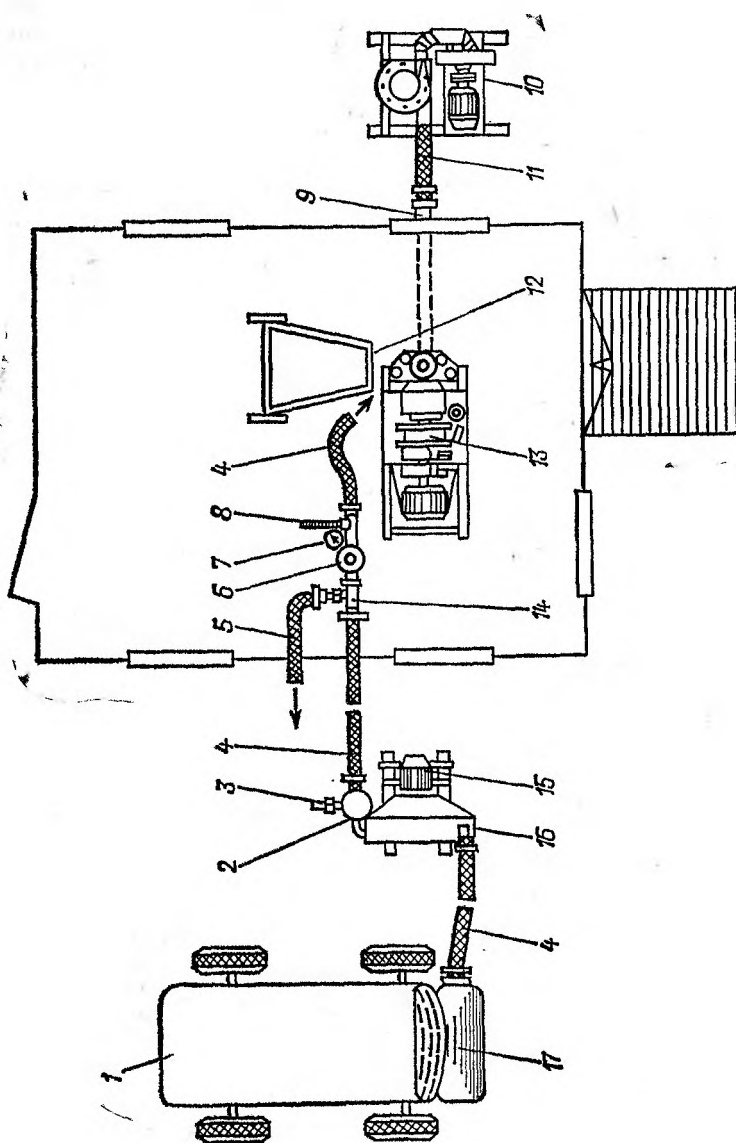


Рис. 2.12. Схема расположения оборудования при колонковом бурении с продувкой охлажденным воздухом в зимний период (с одноступенчатой системой охлаждения).

1 — компрессор; 2 — влагомаслоотделитель; 3 — кран для спуска конденсата; 4 — нагревательные шланги; 5 — отводной шланг; 6 — расходомер РВ-4; 7 — манометр; 8 — термометр; 9 — выключный трубопровод под полом буровой; 10 — шлангоподдерживающая установка ШПУ-1А; 11 — подсоединительный всасывающий шланг; 12 — манометр; 13 — станок СБА-500 с электроприводом; 14 — тройник с регулировочными вентилями; 15 — электродвигатель вентилятора; 16 — ребристо-гребчатый теплообменник КВ-30 с вентилятором «Проходка-500М»; 17 — ресивер.

Плановые скв. 133, 135, 137, 139, 142 и 148 бурили станком ЗИФ-650А с применением пневмоударников РП-130 и РП-111 по мерзлым ледниковым и межледниковым отложениям с большим содержанием льда. Глубина скважин — до 120 м. В процессе испытаний пройдено 535 м с хорошими результатами.

Скважины 133 и 135 пробурены при температуре атмосферного воздуха ниже 0°C только с применением блока осушки (во время ремонта второй ступени охлаждения) без каких-либо осложнений, что подтверждает важность осушения сжатого воздуха при пневмоударном бурении по мерзлым породам.

В 1982—1983 гг. на объектах работ экспедиции № 12 ПГО «Приленскгеология» проводились производственные испытания опытной установки для охлаждения и осушки сжатого воздуха. Принципиальное отличие разработанной двухступенчатой установки для получения сжатого воздуха с отрицательной температурой в любое время года заключалось в использовании между предварительной системой охлаждения (воздушным теплообменником) и второй ступенью (фреоновой холодильной машиной) специального осушительного устройства с использованием химически активных веществ — адсорбентов. Это позволяло добиться не только полного удаления конденсата из сжатого воздуха, но и понизить точку росы (до -20°C), что существенно снижает необходимую холодопроизводительность второй ступени охлаждения, а также в условиях отрицательных температур предотвращает замерзание на теплопередающих поверхностях конденсата в виде «снежной шубы». Принципиальная схема устройства показана на рис. 2.13.

Горячий сжатый воздух от компрессора производительностью до 10 м³/мин с давлением 0,8 МПа и температурой до 100°C поступает в первую ступень охлаждения, где его температура снижается до близкой к атмосферной за счет развитой поверхности (25—30 м²) ребристо-трубчатого теплообменника 2. Принудительная циркуляция атмосферного воздуха создается вентилятором 3. Большая часть (до 80—90 %) выделившегося конденсата улавливается в инерционном вихревом влагоотделителе 4, а масла — в блоке масляных фильтров 5.

После первой ступени охлаждения воздух поступает в блок осушки, состоящий из двух попеременно работающих адсорбентов 6. Работа блока основана на адсорбции водяных паров и остатков капельной влаги. Для регенерации адсорбента используется осушенный воздух, отбираемый из основной магистрали в воздухонагреватель, откуда с температурой 220—240°C воздух проходит слой адсорбента, выпаривает влагу и сбрасывается в атмосферу. Сухой сжатый воздух из блока осушки поступает во вторую ступень охлаждения, где его температура понижается до отрицательных значений. В качестве второй ступени охлаждения используется фреоновый компрессорно-конденсаторный агрегат с воздушным охлаждением ХМВ ФУБС-9 с номинальной холодопроизводительностью 7—10 кВт при температуре испарения фре-

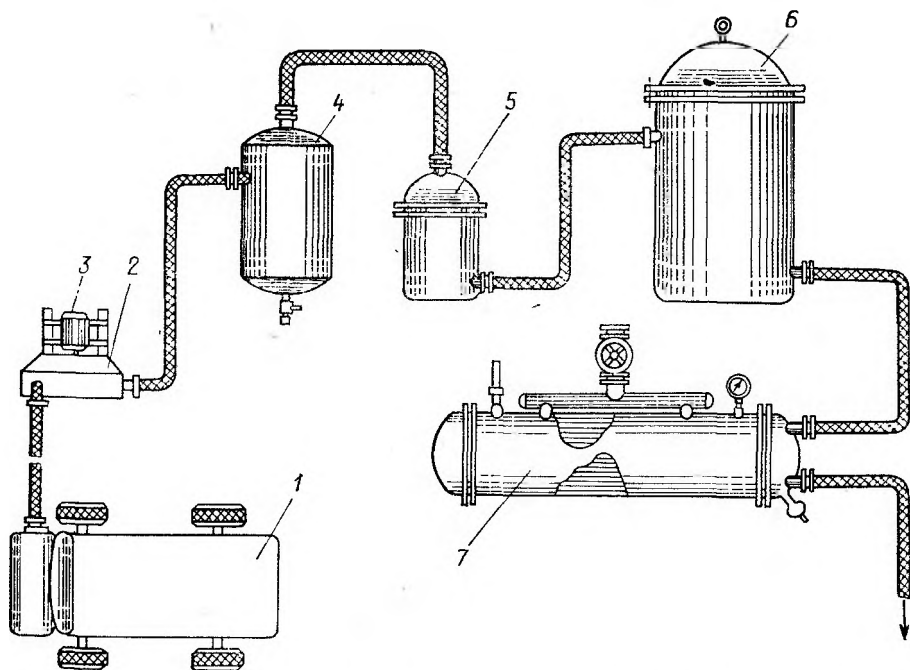


Рис. 2.13. Принципиальная схема установки для охлаждения и осушки сжатого воздуха при бурении с продувкой в мерзлых породах.

1—компрессор; 2—ребристо-трубчатый теплообменник; 3—вентиль; 4—инерционный вихревой влагоотделитель; 5—блок масляных фильтров; 6—адсорбер; 7—теплоизолированная емкость с испарительными батареями.

она $-12 \div -15^{\circ}\text{C}$. Воздух охлаждается в испарительных батареях типа ИРСН-12, помещенных в теплоизолированную емкость 7, заполненную промежуточным жидкостным хладоносителем (антифриз, дизельное топливо, керосин, солевой раствор и пр.). Охлаждение промежуточного хладоносителя производится путем помещения в эту же емкость дополнительных секций испарительных батарей, в которых испаряется жидкий фреон-12, поступающий от компрессорно-конденсаторного агрегата. Теплообменная система с использованием стандартных батарей испарения как для кипения фреона, так и для дальнейшего охлаждения сжатого воздуха с помощью жидкостного промежуточного теплоносителя в надежно теплоизолированной емкости позволяет упростить изготовление воздухоохладителя, не снижая эффективности его работы.

Осушенный и охлажденный до отрицательных температур сжатый воздух после второй ступени охлаждения поступает в теплоизолированную буферную емкость (до 1 м^3) и далее по нагнетательной линии к распределителю, установленному в буровом здании.

Для испытаний была использована первая ступень охлаждения сжатого воздуха, изготовленная в ПГО «Приленскгеология»,

и блок осушки сжатого воздуха на основе установки УОВ 10М1, выпускаемой Курганармхиммашем.

Техническая характеристика установки УОВ 10М1

Тип установки	A10M1
Производительность оптимальная при рабочей температуре $+20^{\circ}\text{C}$ и рабочем давлении 0,8 МПа, $\text{м}^3/\text{мин}$	10,5
Рабочее давление, МПа	До 0,8
Время работы одной башни, ч	8
Время регенерации одной башни, ч	1,3—2,0
Расход сухого воздуха на регенерацию, $\text{м}^3/\text{мин}$	1,7
Точка росы осушенного воздуха	-40°C
Масса силикагеля для загрузки двух башен, кг	350
Потребляемая мощность, кВт	9—12
Ток	Переменный
Частота, Гц	50
Напряжение, В	380
Масса блока без адсорбента, кг	980

Производственные испытания системы охлаждения и осушки сжатого воздуха проводились в экспедиции № 12 ПГО «Приленск-геология» на участке поискового бурения. В процессе испытаний установка проработала 200 ч, из них объем чистого бурения составил 50 ч. С применением установки пробурено около 100 м в интервале глубин от 0 до 120 м (скважины 77,5/450, 79,3/450, 80,0/450).

Температура атмосферного воздуха днем достигала $+29^{\circ}\text{C}$, ночью $+10^{\circ}\text{C}$.

Бурение велось станком ЗИФ-650М с применением твердосплавного породоразрушающего инструмента по следующим литологическим разностям мерзлых пород: песчаники с глинистым цементом, долериты, переслаивание аргиллитов и алевролитов, туфы с прослоями льда, известняки.

Сжатый воздух подавался от компрессора КВ-10 производительностью $10 \text{ м}^3/\text{мин}$. Под давлением 0,8 МПа с температурой $90\text{—}95^{\circ}\text{C}$ он поступал в первую ступень системы, где охлаждался до температуры, близкой к температуре окружающего воздуха ($+30 \div +33^{\circ}\text{C}$ днем и $+10 \div +13^{\circ}\text{C}$ ночью), а затем в инерционный влагоотделитель вихревого типа М-30. После удаления капельной влаги и отделения минерального масла в блоке фильтров БМФ воздух подавался в одну из башен с адсорбентом блока осушки типа А10М1. Осушенный воздух поступал в ресивер вместимостью 1 м^3 , а из него к распределительному устройству, установленному в буровом здании. В качестве адсорбента применялся силикагель марки КСМ.

Все агрегаты системы охлаждения и осушки сжатого воздуха были соединены последовательно, отвод конденсата производился через спускные краны, установленные в нижней части влагомаслоотделителя.

Применение установки осушки позволило избежать аварий, связанных с выпадением конденсата в системе «бурильные трубы — скважина» и образованием сальников на стенках сква-

жины. При бурении удалось добиться почти полного выноса нерастепленного шлама на поверхность или в шламовые трубы, и при этом стенки скважины оставались сухими. Кроме того, по всем интервалам колонкового бурения был получен 100 %-ный выход высококачественного нерастепленного керна. Основные результаты бурения приведены в табл. 2.6.

Анализ результатов испытаний позволил сделать следующие выводы.

1. Установка для охлаждения и осушки сжатого воздуха без фреоновой системы охлаждения позволяет получать сжатый воздух с температурой, превышающей температуру окружающего воздуха лишь на 2—5 °С, и степенью осушки, достаточной не только для предотвращения выпадения конденсата при дальнейшем охлаждении сжатого воздуха в циркуляционной системе, но и для удовлетворительной осушки частично растепляемых в процессе бурения стенок скважины и керна, а также частичек шлама.

2. Использование при бурении мерзлых пород осушенного сжатого воздуха даже при относительно высокой его температуре позволяет повысить эффективность очистки скважины от шлама и в значительной степени уменьшить осложнения, связанные с образованием сальников. Все это повышает механическую и рейсовую скорости бурения, а также рейсовую проходку.

Т а б л и ц а 2.6

**Основные показатели экспериментального бурения
в экспедиции № 12 ПГО «Прилеискгеология»**

Породы	Категория пород по буримости	Объем бурения, м	Средняя рейсовая скорость, м/ч	Состояние и выход керна	Примечание
Мерзлые песчаники с глинистым цементом	V	18	4,5	Керн цельный, $K_K = 2 \div 3$, выход 100 %	Колонковое бурение
Долериты	IX	50	1,7	То же	Бурение пневмоударником П-125
Аргиллиты, алевролиты	VI—VII	15	3,2	Керн цельный, $K_K = 2 \div 3$, выход 100 %	Колонковое бурение
Туфы	VI—VII	30	4,2	Керн цельный, $K_K = 1,5 \div 2$, выход 100 %	То же

П р и м е ч а н и е. K_K — коэффициент кусковатости: число кусков керна на 1 м проходки.

3. Для полного предотвращения растепления мерзлых стенок скважины и керна в процессе бурения и окончательной ликвидации связанных с этим явлением осложнений, осушенный воздух необходимо охлаждать до отрицательной температуры.

Теория и расчет, лабораторные эксперименты и накопленный практический опыт бурения убедительно показывают, что вполне осуществимое в зимний и летний периоды года охлаждение сжатого воздуха до отрицательной температуры -10°C во всех случаях достаточно для резкого повышения производительности и качества буровых работ в районах многолетней мерзлоты.

Если не считать сильно обводненных минерализованными водами или напорных горизонтов, где продувка вообще неприемлема, единственной разновидностью неблагоприятных для этого способа условий является бурение слабосвязных «сушенцов». Возможные осложнения в виде сальникообразования при слабых водопроявлениях легко устраняются применением новых пенообразователей, активных в минерализованной среде при повышенных температурах. Во влажных таликовых зонах с успехом можно использовать одновременное с бурением поверхностное подмораживание буримых пород продувкой морозным воздухом.

Для повышения выхода керна в малолыстных «сушенцах» вполне применимы двойные колонковые трубы. Кроме того, следует учитывать, что в условиях, когда целью буровых работ является изучение состава, строения и физико-механических свойств мерзлых пород, как при инженерных изысканиях, использование охлажденного воздуха даже при пониженном выходе керна дает существенно более объективную информацию, нежели широко применяемое бурение «всухую». В тех случаях, когда нас интересует содержание и распределение полезного ископаемого по мощности продуктивного горизонта, как при геологоразведочных буровых работах, в целях обеспечения высокого выхода керна в слабосцементированных рыхлых мерзлых отложениях на россыпях или в сильнотрещиноватых раздробленных сухих «морозных» породах коренных месторождений возможны предварительное увлажнение, «крепление льдом» этих пород и затем бурение с продувкой охлажденным воздухом.

Как известно, достоверность разведки россыпных месторождений Северо-Востока на основе ударно-механического бурения не удовлетворяет современным требованиям и для подтверждения получаемых данных часто необходимо проходить дорогостоящие шурфы. Переход в этих условиях на колонковое бурение с продувкой охлажденным воздухом в целях сохранения естественного агрегатного состояния мерзлых пород и высокого выхода керна обеспечивает получение вполне объективных сведений о содержании и распределении полезного ископаемого. Объемы буровых разведочных работ на россыпях весьма велики. Резкое повышение достоверности опробования по высококачественному керну с учетом

возможного разрежения сети скважин и отказа от поверочных шурфов может значительно сократить сроки, улучшить качество и снизить стоимость разведки россыпных месторождений.

2.3. БУРЕНИЕ СКВАЖИН В МЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СИСТЕМ

Газожидкостные системы, используемые как очистные агенты, делятся на аэрированные жидкости, туманы и пены. Пены — это, как правило, многофазные дисперсные системы, где дисперсионной средой служит жидкость, а дисперсной фазой — газ, который составляет до 99 % объема системы; пузырьки газа разделены тонкими пленками воды и могут иметь форму многогранников. В аэрированных жидкостях концентрация газа значительно ниже, его пузырьки, имеющие сферическую форму, не контактируют между собой. Степень аэрации жидкости a' определяется отношением расходов газа и жидкости при атмосферном давлении, т. е. $a' = V_0/V$. При $a' \leq 50$ дисперсная система — аэрированная жидкость, при $a' = 50 \div 300$ — пена, при $a' > 300$ — туман.

Существенные технологические достоинства систем жидкость — газ обуславливаются известными преимуществами входящих в них компонентов: присутствие газовой фазы способствует снижению в широком диапазоне гидростатического давления столба очистного агента, обеспечивает лучшие условия удаления из скважины бурового шлама и т. д.; жидкая фаза, содержащая поверхностно-активные вещества (ПАВ), химические реагенты (КМЦ, Гипан и др.), глинопорошок, смазывающие, ингибирующие, противоморозные и прочие добавки, позволяющие управлять технологическими свойствами пен, определяет их высокую эффективность в осложненных условиях.

Газожидкостные системы широко применяются при бурении скважин на твердые, жидкие и газообразные полезные ископаемые во многих странах мира в самых разнообразных геологических и горно-технических условиях [5, 23, 24, 31]. В настоящее время быстро распространяется применение пен, за счет чего резко сокращается частота осложнений, особенно прихватов бурового инструмента в скважине. Отмечаются снижение затрат энергии, расхода дизельного топлива до 30 % по сравнению с продувкой скважин сжатым воздухом, а также почти вдвое меньшие эксплуатационные расходы при бурении по многолетнемерзлым породам. Пены обладают высокой несущей и выносной способностью при малой скорости восходящего потока — почти в 10 раз меньшей, чем при бурении скважин с продувкой сжатым воздухом. Успех бурения зон поглощений с пеной определяется кольматирующим эффектом, в десятки раз меньшим по сравнению с водой давлением столба пены на пласт. При использовании пен для бурения поглощающих пород расход глины сокращается в 5—6 раз, многократно снижается и расход воды, что имеет немаловажное

значение для районов Крайнего Севера, особенно в зимних условиях. Гидрофобность сухих пен позволяет использовать их для бурения в глинистых породах, способных к обрушению при взаимодействии с водой. Применение пен обеспечивает минимальное загрязнение окружающей среды.

Фирма Forward Resources совместно с фирмой Winterhawk Petroleum Consulting Services в 1982—1983 гг. проводила бурение на Северо-Западе Канады в зонах водопритокков и поглощений с очисткой забоя воздухом, аэрированной жидкостью, туманом и пеной. Скважины глубиной до 1000 м с пеной проходились за 16 сут против 35—65 сут. с применением других промывочных агентов, т. е. в 2,2—4,1 раза быстрее. Использование пен обеспечило получение керна в полном объеме, сократило транспортные расходы за счет меньшего объема потребления воды, глиноматериалов и химических реагентов, способствовало улучшению условий проведения работ в экологическом отношении [24].

В последние годы в отечественной и зарубежной практике бурения скважин на нефть и газ все чаще для получения пен используется азот. Газ инертен, не горюч, содержание в атмосфере — 78 %. На буровые азот доставляют в сжиженном виде в специальных контейнерах. При его вводе в промывочную жидкость образуется пена. Содержание азота в промывочных жидкостях изменяют от 50 до 95 % в зависимости от решаемой технологической задачи. Для придания стабильности в состав пен вводят ПАВ. При вводе азота до 65 % промывочная жидкость имеет низкую вязкость, при 85 % и более пена с трудом закачивается в скважину насосом, при увеличении содержания азота выше 96 % образуется туман. Такие системы позволяют успешно проходить зоны поглощений в трещиноватых и пористых породах, предотвращают обрушение пород и сокращают время на возбуждение продуктивных пластов [14, 24].

Отечественный и зарубежный опыт позволяет определить область эффективного применения газожидкостных (дисперсных) систем. Так, аэрированные промывочные жидкости и пены используются в основном при вскрытии зон с низким пластовым давлением, представленных проницаемыми трещиноватыми и кавернозными устойчивыми породами. Наиболее рационально применять пены в районах распространения многолетнемерзлых пород, безводных и с трудным водоснабжением, в условиях развития карстовых зон.

При бурении по мерзлым породам особенно важно установить максимально допустимую температуру пены. Определим ее по формуле [23]

$$t_{\max} = - \frac{T_n}{\text{Bi} \sqrt{\text{Fo}}}, \quad (2.41)$$

где T_n — средняя естественная температура мерзлых пород, °С.

Поскольку опытные значения коэффициента теплоотдачи пен отсутствуют, определим α , пользуясь правилом аддитивности:

$$\alpha = \alpha_1 m_1 + \alpha_2 m_2, \quad (2.42)$$

где α_1 и α_2 — коэффициенты теплоотдачи соответственно жидкости и сжатого воздуха; m_1 и m_2 — относительное содержание в пене составляющих компонентов (жидкости и газа) в долях ед; при этом α_1 и α_2 рассчитываются по известным формулам [5] [исходные данные: $D = 93$ и 112 мм, $d_2 = 50$ мм, $V = 1,3 \cdot 10^{-4}$ м³/с (8 л/мин); $V_0 = 2,8 \cdot 10^{-2}$ м³/с (1,68 м³/мин); $\lambda_1 = 0,566$ Вт/(м·°С) при 8°С; $\lambda_2 = 0,027$ Вт/(м·°С) при 30°С].

Полученные результаты для разных скоростей движения пены в кольцевом канале приведены на рис. 2.14. Зная температуру пены на входе в скважину и изменяя скорость ее движения в затрубном пространстве, можно поддерживать такую температуру пены, при которой не произойдет растепления стенок скважины.

Учитывая, что бурение с пеной в настоящее время ведется по системе незамкнутой циркуляции, ее начальную температуру в смесителе t_n определим по правилу Рихмана

$$t_n = \frac{cGt_1 + c_p G_0 t_2}{cG + c_p G_0}, \quad (2.43)$$

где c и c_p — удельная массовая теплоемкость соответственно жидкости и газа, Дж/(кг·°С); G и G_0 — массовый расход соответственно жидкости и газа, кг/с; t_1 и t_2 — температура жидкости и газа, °С.

Определим начальную температуру пены для условий: $G = 0,13$ кг/с, $G_0 = 0,035$ кг/с; $t_1 = 8^\circ\text{С}$; $t_2 = 30^\circ\text{С}$; $c = 4207$ Дж/(кг·°С) $c_p = 1006$ Дж/(кг·°С). Она составит $9,33^\circ\text{С}$.

Для того чтобы не происходило растепления многолетнемерзлых пород с $T_n = -3,5^\circ\text{С}$ при поперечных размерах кольцевого

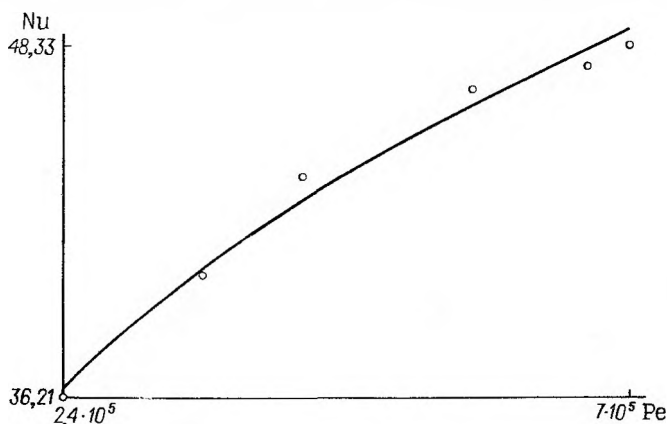


Рис. 2.14. Расчетные значения критерия Нуссельта в зависимости от безразмерной скорости движения пены в кольцевом канале $Nu = 1,29 \cdot Pe^{0,27}$ (по данным А. В. Козлова)

канала $D = 93$ мм и $d_2 = 50$ мм, скорость движения пены должна быть 4,2 м/с (см. рис. 2.14).

Начальная температура пены в значительной мере зависит от температуры жидкости. Температура воды в районах Крайнего Севера и Северо-Востока СССР в летний период не превышает 6—10 °С. В этих условиях при температуре сжатого воздуха 30 °С, как показали расчеты, температура пены при входе в скважину не превышает 8—15 °С (табл. 2.7). Из-за малых массовых расходов и особых теплофизических свойств пена несет весьма малый запас тепла. Поэтому при бурении по многолетнемерзлым породам температура ее начиная с небольшой глубины скважины приобретает температуру окружающих пород. Охлаждение пены будет происходить тем быстрее, чем ниже ее начальная температура. Таким образом, пена не требует специального предварительного охлаждения в отличие от всех других очистных агентов, что делает ее наиболее экономичной и технологически эффективной для бурения скважин по многолетнемерзлым породам, цементирующим материалом которых служит лед.

ОНИЛ ТТРБ разработаны и внедрены в Норильском районе устройство для получения пены и ее нагнетания [24] и обвязка скважины (рис. 2.15) применительно к местным климатическим и организационным условиям, включающая эжектор для разрушения пены. Совместно с технологической группой Норильской КГРЭ разработано герметизирующее устройство, устанавливаемое при статическом уровне воды в скважине до 100 м, поскольку при этом необходимо создание повышенного давления пены для снижения притока пластовых вод в ствол скважины. При бурении из скважины пеной выносятся до 5 л/мин пластовых вод, часть которых вторично используется для получения раствора пенообразователя. Для сокращения времени на восстановление циркуляции пены в стволе применены разработанные ОНИЛ ТТРБ специальные клапаны (верхний и нижний), устанавливаемые в колонне буровых труб, специальный переходник, скважинный обратный клапан и др.

С целью получения однородной стабильной пены испытаны полиакриламид ПАА, КМЦ-500 и сульфонол НП-1. В результате рекомендовано вводить в состав пен ПАА как более эффективный и дешевый по сравнению с КМЦ продукт (стоимость 102 руб. против 1770 руб. за 1 т). Это дало возможность одновременно снизить расход дорогостоящего ПАВ (сульфонол, 700 руб./т) до 0,1 %. Состав рекомендуемой композиционной добавки: ПАА — 0,25 % и сульфонол — 0,1 % (по объему). Общий расход сульфонола снижен до 1,28 кг на 1 м скважины, т. е. в 2,1 раза по сравнению с первоначальными рекомендациями.

Применением однородных стабильных пен повышена устойчивость стенок скважин при бурении пикритовых базальтов.

Дальнейшие исследования по снижению расхода пенообразующей добавки и ее стоимости позволят повысить эффективность использования пены при бурении разведочных скважин.

Начальная температура пены, °С

Температура компонентов пены (воздуха/воды). °С	Степень аэрации				
	10	100	150	200	300
50/20	20,81	21,58	22,33	23,00	24,33
50/10	11,11	12,16	14,21	14,00	15,95
50/5	5,61	6,20	6,80	7,35	8,46
30/20	20,26	20,51	20,75	20,97	21,40
30/10	10,83	10,05	11,54	12,00	12,86
30/5	5,33	5,65	5,96	6,27	6,86

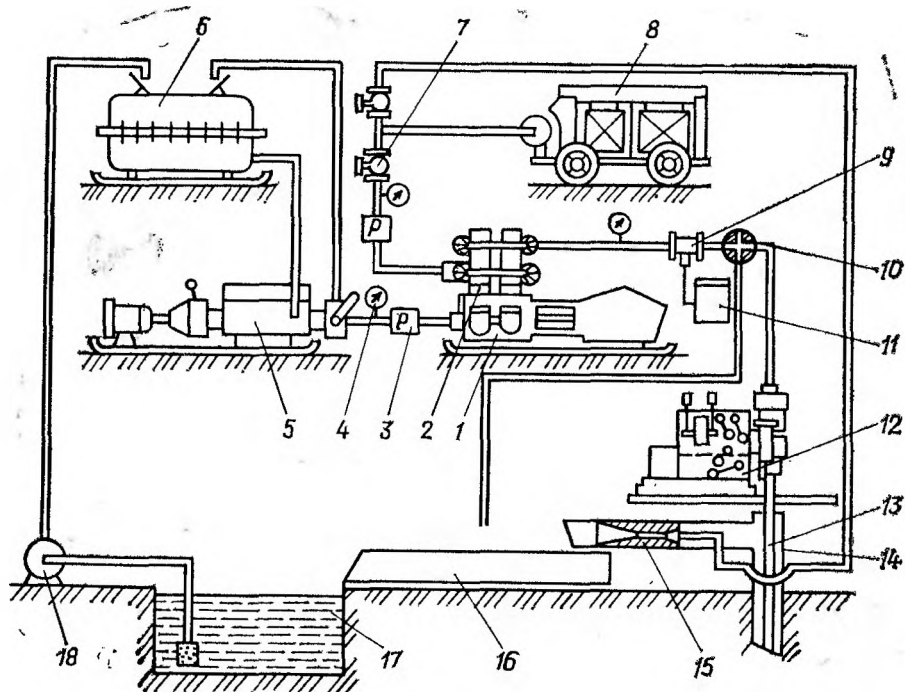


Рис. 2.15. Схема расположения оборудования и обвязки при бурении с очисткой скважины пеной.

1 — бустер; 2 — обвязка бустера; 3 — расходомер; 4 — манометр; 5 — подающий насос; 6 — емкость для раствора ПАВ; 7 — вентиль; 8 — компрессор; 9 — датчик ПИК; 10 — трехходовый кран; 11 — регистратор ПИК; 12 — буровой станок; 13 — бурильные трубы; 14 — обсадные трубы; 15 — эжекторное устройство; 16 — желоб; 17 — отстойник; 18 — насос.

Бурение скважин с пеной на Арылахском участке Норильской КГРЭ производилось в толще многолетнемерзлых пород (скв. АР-124, АР-117) в интервалах глубин соответственно от 11,8 до 306 м

и от 12,6 до 126,8 м. Породы были представлены суглинками, супесями, кварц-полевошпатовыми песками, валунно-галечниковыми отложениями, сцементированными льдом. Пену нагнетали в скважину с помощью дожимного устройства, развивающего давление до 3,5 МПа. Подача пены обеспечивалась насосом НШ-10, для бурения использовали коронки типа СА-4-132 и СА-4-112. Режимные параметры: осевая нагрузка 2—4 кН; частота вращения снаряда 136—231 об/мин. В качестве ПАВ применялся сульфонол, в раствор которого вводилась противоморозная добавка (2 % по массе от раствора пенообразователя). Расход жидкости составлял $1,3 \cdot 10^{-4}$ м³/с (8 л/мин) с температурой около 6—8 °С, сжатого воздуха $(2,2 \div 2,5) \cdot 10^{-2}$ м³/с (1,3—1,5 м³/мин) с температурой 30—40 °С и более. Выход керна в ненарушенном состоянии в зоне мерзлых пород достигал 100 % (рис. 2.16, а) против 60 % при бурении с жидкостной промывкой (рис. 2.16, б), вызывающей нарушения естественного сложения.

Применение пены позволило упростить конструкцию скважин и тем самым снизить расход обсадных труб — интервал 11,8—306 м был перекрыт одной колонной. В аналогичных геологиче-

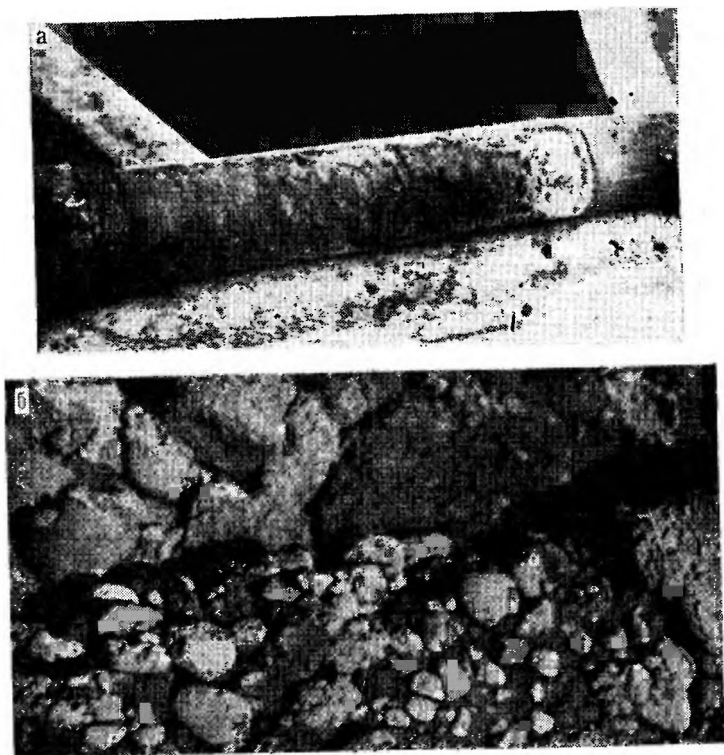


Рис. 2.16. Керна мерзлых пород при бурении с пеной (а) и с промывкой (б).

ских условиях при бурении скважин с применением солевых растворов тот же интервал закрепляли двумя-тремя промежуточными колоннами обсадных труб. Механическая скорость бурения по мерзлым породам с пеной в среднем составляла 5,0 м/ч, с жидкостной промывкой — 1,81 м/ч, «всухую» — 0,62 м/ч. Использование пены в качестве очистного агента привело к снижению стоимости 1 м скважины на 31,45 руб.

Опыт показал, что при бурении многолетнемерзлых пород содержание жидкой фазы в пене следует уменьшать. При подаче сжатого воздуха от 1,8 до 2,0 м³/мин количество раствора пенообразователя рекомендуется не более 5—15 л/мин.

При бурении в многолетнемерзлых породах ограниченно можно применять пену даже без ввода в нее противоморозных добавок. В табл. 2.8 приведены данные о времени полного перемерзания пены в стволе скважины в зависимости от состава пенообразующего раствора и температуры окружающих пород.

Пресные пены при прекращении циркуляции замерзают, сохраняя ячеистую структуру; ее разрушение не представляет особых трудностей.

При бурении в мерзлых породах пена, если она сохраняется между трубами и породой, предотвращает смятие колонны обсадных труб, так как содержит лишь около 2 % воды.

Пена хорошо вытесняется цементным раствором или буферной жидкостью при тампонировании затрубного пространства. По данным Г. Андерсона, для удаленного района (север Юкона) стоимость 1 ч бурения с пеной была в 1,21 раза выше, чем с промывкой глинистым раствором (с учетом расходов на транспортировку оборудования и простоев по климатическим условиям), однако время бурения сократилось в 2,5—3 раза.

Из табл. 2.9, где приведены данные Норильской КГРЭ о бурении скважин с пеной и с промывкой различными растворами, видно, что при бурении с пеной механическая скорость возросла в 1,4—1,6 раза, проходка на долото увеличилась в 1,2—1,6 раза. Применение пен в этой экспедиции позволило в целом повысить производительность и экономичность буровых работ за счет сокращения затрат времени и материалов на борьбу с поглощениями, улучшить условия охраны недр.

Успешное применение пен в Норильской экспедиции оказало влияние на распространение этого прогрессивного способа и в других подразделениях ПГО «Красноярскгеология». С 1980 г. работы по его освоению ведутся под руководством ОМПНТ комплексной тематической экспедиции объединения в Средне-Енисейской ГРЭ, в Тувинской и Минусинской экспедициях. В настоящее время бурение с пеной комплексами КССК применяется в Карамкенской ГРЭ ПГО «Севостгеология», в Удоканской ГРП ПГО «Читагеология».

Внедрение пены в ПГО «Читагеология» производилось на участках «Озерный» и «Восточный» Удоканской ГРЭ. Пройдены скв. 247 и 704 глубиной соответственно 975 и 806 м в многолетнемерзлых

Таблица 2.8

Время полного перемерзания пены в стволе скважины диаметром 112 мм, ч

Состав водного раствора	T _п , °C	
	-5	От -10 до -12
Сульфонол (0,5 %) + КМЦ (0,25 %)	1,5	1,5
Сульфонол (1,0 %) + КМЦ (0,5 %) + NaCl (7 %)	14,0	2,0
Сульфонол (1,5 %) + КМЦ (0,5 %) + NaCl (10 %)	24,0	4,0

Таблица 2.9

Сравнение технико-экономических показателей бурения скважин в Талнахской ГРП Норильской ГРЭ с использованием пен и промывочных жидкостей

Показатели	1971—1980		1981		1982
	пена	промы- вочная жид- кость	пена	промы- вочная жид- кость	пена
Объем бурения, м	19 942	19 130	11 620	11 600	20 775
Количество скважин	27	27	21	21	33
Средняя механическая скорость бу- рения, м/ч	2,36	1,46	3,16	2,21	3,03
Интервал бурения, м	15—1300	15—1300	13—1040	13—1040	8—1 124
Средняя категория пород по бури- мости	—	7,68	7,75	7,64	7,60
Доля бескернового бурения в об- щем объеме, %	90,3	93,5	95,5	95,5	95,5
Проходка на долото, м	60	37	42	35	—
Баланс рабочего времени всего, ст./ч	16 584	19 594	1 181	8 308	15 750
Чистое бурение, %	43,6	52,7	40,92	63,43	43,59
Вспомогательные работы, %	43,2	42,9	46,0	26,16	47,36
Подготовка к бурению с пеной, %	2,8	—	2,4	—	1,01
Стравление и нагнетание пены, %	7,2	—	1,6	—	1,38
Простой, %	3,2	4,4	9,1	10,41	6,66
В том числе аварий, %	2,4	4,1	4,1	5,99	2,85
Экономия времени, ст./смен	395	—	175	—	—
Удельный расход пенообразующего агента, кг/м	1,63	—	1,6	—	1,23

породах с температурой от $-0,5$ до -7°C . На площади широко распространены осадочно-метаморфические отложения нижнего протерозоя. Четвертичные отложения часто встречаются по долинам рек, их мощность 80—100 м. Глубже расположены метаморфизованные алевролиты, алевропесчаники, в меньшей степени известковистые песчаники мощностью до 350—850 м, категория пород по буримости от VIII до XI. Далее следуют кварциты,

кварц-полевошпатовые песчаники, кварц-карбонатные песчаники мощностью до 300 м, категория по буримости от X до XI. В пределах месторождения отложения смяты в крупную замкнутую синклинальную складку, нормально к простиранию которой развиты трещины отрыва и зоны трещиноватости. Широко развита сеть легких тектонических трещин, чаще это закрытые пустые трещины с зеркалами скольжения и тектонической глиной. Наиболее неустойчивы интервалы, сложенные алевролитами, алевропесчаниками и аргиллитами. По данным кавернометрии наблюдается значительная зона кавернообразования в интервале от 100 до 300 м, сложенном мелкозернистыми алевролитами. При бурении скв. 247 наиболее неустойчивые породы встречены в интервале 300—600 м, совпадающем с замком синклинальной складки, где породы подвергались сильной деформации.

Статический уровень подземных вод совпадает с границей многолетнемерзлых пород (100—600 м), а в таликовых зонах — на глубине до 140 м. Воды безнапорные с дебитом до 1,2—3,6 м³/ч.

Бурение скв. 704 с пеной велось в пределах от 100 до 806 м. До 100 м бурили с пневмоударником РП-130, затем интервал был закреплен обсадной колонной диаметром 127 мм. Далее бурение велось алмазными коронками диаметром 76 мм. При глубине 522 м произведена кавернометрия, показавшая значительную разработку ствола в интервале от 100 до 300 м. Этот интервал был перекрыт колонной диаметром 108 мм. Часто отмечалось нарушение циркуляции пены из-за сильной трещиноватости пород. На восстановление циркуляции пены после СПО затрачивалось до 4 ч. Режим бурения коронками (01АЗ, А5ДП, 02ИЗ и др.): осевая нагрузка 800—1400 даН, частота вращения 231 об/мин; расход сжатого воздуха — 1,5—1,8 м³/мин, раствора пенообразователя — до 5—12 л/мин. При использовании пены мощность на бурение оказалась на 5—6 кВт ниже, чем в случае применения промывочных жидкостей.

При бурении скв. 247 пена применена с глубины 278 м. В качестве ПАВ использовали ОП-7 (0,5 %), ОП-10 (0,3—0,5 %), ДБ (до 0,7 %), сульфонат НП-3 (0,5—1,0 %), превоцелл W-OF-100, ПО-1 (0,5 %) с подачей раствора пенообразователя в количестве 6—10 л/мин. При бурении по многолетнемерзлым породам с температурой до —7 °С в раствор добавляли NaCl (7—10 %). Давление в нагнетательной линии до глубины 600 м не превышало 0,7 МПа, а при глубине 800 м возросло до 1,9 МПа. При бурении в ствол поступала пластовая вода в количестве от 1,2 до 3 м³/ч. О качестве пены в стволе скважины судили по изменению давления. Пену считали разубоженной, когда давление превышало значение, характерное для работы со свежеприготовленной пеной с известной концентрацией ПАВ в растворе. До глубины 600 м скважину проходили шарошечным долотом типа К диаметром 112 мм по породам, представленным переслаиванием аргиллитов с окварцованными песчаниками. Трещины зон дробления заполнены глинками трения. Режим бурения: осевая нагрузка на



Рис. 2.17. Изменение давления пены с глубиной скважины.

долото 2500 даН, частота вращения снаряда 136 об/мин. На рис. 2.17 показано изменение давления пены с глубиной. Можно заметить его снижение на глубинах 320—360, 650—750 и 830—940 м, что объясняется поглощением пены в зонах дробления. В этих же интервалах отмечались интенсивные обрушения, интервалы которых были закреплены методом сухого тампонирования. Механическая скорость бурения составила 1,3—0,3 м/ч в породах IX—XI категорий по буримости. Интервал глубины от 600 до 960 м проходили алмазным породоразрушающим инструментом. Благодаря использованию пены оказалось возможным довести данную скважину до проектной глубины, чего не удавалось при использовании глинистых растворов с добавками NaCl.

Для Удоканской ГРЭ ОНИЛ ТТРБ разработана специальная схема обвязки устья скважины при бурении с пеной из подземных выработок. Применение пневматического эжектора в отводной трубе обеспечило степень разрушения пены 5—6, т. е. объемное содержание жидкости на выходе из устройства в 5—6 раз меньше, чем на выходе из скважины. Степень разрушения пены известными механическими и акустическими устройствами не превышает 2—3.

В Суламатской ГРП Удоканской ГРЭ бурение производилось на скв. 61 в интервале 200—300 м в породах IX—X категорий по буримости с температурой от -2 до -5°C , из подземной камеры. Угол наклона скважины 75° . Бурение велось алмазными коронками диаметром 59 мм. Состав пенообразователя: ОП-10 (0,5 %) + NaCl (3—5 %); подача 10—15 л/мин. Скважина добурена до проектной глубины без осложнений.

Опыт использования пены в ПГО «Читагеология» показал ее высокую эффективность при бурении по многолетнемерзлым породам с температурой до -7°C в условиях водопритокков (до $3,6 \text{ м}^3/\text{ч}$) из подземных выработок. Рациональным оказалось применение в отдельных интервалах пневмоударников и алмазного бурения с пеной, а также совмещение углубки в трещиноватых неустойчивых породах с их последующим тампонированием. Доказана целесообразность в подземных условиях централизованного снабжения буровых сжатым воздухом. При использовании передвижных компрессорных станций излишки сжатого воздуха стравливаются в атмосферу.

Для бурения мерзлых рыхлых и слабосцементированных пород желательно применять колонковое бурение, при котором об-

разуется меньшее количество шлама. Это позволяет снизить подачу пены, являющейся теплоносителем, и надежно предотвратить растепление пород в стенках скважины.

2.4. БУРЕНИЕ СКВАЖИН В МЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Отечественный и зарубежный опыт бурения скважин в мерзлых породах, цементирующим материалом которых служит лед, показывает, что применение промывочных жидкостей с положительной температурой приводит к целому ряду осложнений, связанных с реакцией мерзлых пород на изменение их температурного режима. Так, при протаивании льда в породах со слабыми или отсутствующими минеральными связями (мерзлые пески, рыхлые обломочные отложения и т. д.) они легко разрушаются, и минеральные частицы выносятся на поверхность потоком промывочной жидкости. С этим связано интенсивное кавернообразование в процессе бурения, размыв устья скважины, потеря устойчивости и обрушение отдельных интервалов ствола скважины.

К неустойчивым помимо несцементированных относятся породы с избыточной льдистостью и с прослоями чистого льда, в которых вследствие теплового взаимодействия с промывочной жидкостью происходят просадки за колонной обсадных труб. При определенных условиях в результате обратного промерзания протаявших пород в затрубном пространстве может возникнуть повышенное давление, которое способно вызвать смятие и даже прорыв обсадных труб.

Наиболее опасные напряжения в обсадных колоннах возникают при образовании каверн вблизи нижней границы распространения мерзлых пород вследствие повышенной льдистости этих интервалов.

А. В. Марамзин и соавторы [1963 г.] на основании многочисленных экспериментальных исследований показали, что для обеспечения нерастепляемости мерзлых пород температура промывочной жидкости, нагнетаемой в скважину, должна быть в пределах от 0 до $-2,5^{\circ}\text{C}$ и по возможности близкой к температуре окружающих пород. При бурении нефтяных и газовых скважин роторным и турбинным способами считается, что для предупреждения осложнений в процессе бурения температура промывочной жидкости должна быть близкой к 0°C . При наличии же в мерзлых породах минеральных связей, не изменяющихся существенно при протаивании порового льда, бурить можно с промывочной жидкостью любой температуры и любого качества без осложнений.

Следует отметить, что с понижением температуры мерзлых пород при прочих равных условиях процесс кавернообразования в них уменьшается, но возникает целый ряд осложнений, связанных с замерзанием промывочной жидкости при перерывах в бурении, образованием шуги, ледяных пробок и сальников, примерзанием бурового снаряда и обсадных труб и стенкам скважины. Эти

осложнения чаще всего происходят при бурении скважин малого диаметра, характерного для колонкового способа.

Особую проблему при бурении в мерзлых породах представляет надежное цементирование обсадных колонн, качество которого определяется благоприятным для формирования цементного камня температурным режимом.

Накопленный опыт бурения скважин в мерзлых породах показывает, что наиболее эффективными промывочными жидкостями являются растворы, обладающие низким коэффициентом теплоотдачи, минимальной водоотдачей и повышенной вязкостью. Этими свойствами могут обладать как глинистые растворы с добавками различных полимерных реагентов (гипан, ПАА, КМЦ, полиэтиленоксид и др.), не меняющие температуру замерзания, так и низкотемпературные растворы на водной и нефтяной основах.

В Тюменской области на Медвежьем и Уренгойском месторождениях накоплен опыт бурения скважин в многолетнемерзлых породах, склонных к обрушению и кавернообразованию, с промывкой полимерно-глинистыми растворами [30]. Раствор готовится на пресной воде из глинопорошка «Аскангель» или саригухского бентонита плотностью $1,08-1,12 \text{ г/см}^3$ и условной вязкостью 30 с. После введения реагента (КМЦ или гипана) в количестве $0,15-0,3 \%$ вязкость раствора увеличивается до $50-55 \text{ с}$, статическое напряжение сдвига (СНС) составляет $3-5 \text{ Па}$, водоотдача снижается до 5 см^3 за 30 мин.

Для снижения интенсивности теплообмена между раствором и породами были проведены специальные исследования по выбору параметров и режима течения промывочной жидкости в кольцевом канале [30]. Полученные результаты позволяют рекомендовать для снижения теплоотдачи уменьшение начального напряжения сдвига и увеличение пластической вязкости раствора при структурном режиме его течения в затрубном пространстве. Предложенные мероприятия позволяют сократить вынос породы из скважины в интервалах, сложенных неустойчивыми мерзлыми породами, и тем самым предотвратить кавернообразование при температуре промывочной жидкости $+2 \div +3^\circ\text{C}$, что оказалось достаточным для успешного бурения скважин под кондукторы роторным способом на глубину $400-500 \text{ м}$, превышающую на $100-150 \text{ м}$ глубину подошвы мерзлых пород, и обеспечения высокого качества цементирования кондуктора.

По данным бурения скважин на месторождении Прадхо-Бей (США) отмечалось, что даже незначительное протаивание пород в стенках скважин служило причиной интенсивного кавернообразования. Для предупреждения протаивания льда и разрушения пород при роторном бурении колонковыми долотами температуру незамерзающей промывочной жидкости на выходе из скважины поддерживали равной $-3,3^\circ\text{C}$. При глубине скважины до 570 м инвертную эмульсию охлаждали до $-6,7 \div -4,4^\circ\text{C}$, обеспечивая при этих условиях подъем нарастепленного керна.

Необходимо отметить, что использование для бурения в мерзлых породах низкотемпературных промывочных жидкостей с добавками различных антифризов или растворов на нефтяной основе связано с дополнительными, часто неблагоприятными воздействиями на горные породы, а также с возрастанием стоимости работ при их использовании. Поэтому как у нас, так и за рубежом (США, Канада) в настоящее время основными промывочными жидкостями для бурения глубоких скважин в мерзлоте являются разнообразные по добавкам и концентрациям полимербентонитовые растворы, особенно когда в мерзлой толще содержатся талые породы.

В случае, когда мощность геокризоны велика, на ее бурение затрачивается значительное время и если необходимо обеспечить подъем керна ненарушенного сложения, применение промывочной жидкости с положительной температурой нецелесообразно.

Для оценки рациональной начальной температуры промывочной жидкости использована вышеизложенная методика. Все расчеты выполнены для геологических условий, характеризующихся мощностью геокризоны до 300 м. Естественная температура пород у поверхности $T_n = -8,8^\circ\text{C}$, геотермический градиент $\sigma = 0,023^\circ\text{C}/\text{м}$.

Технические условия: диаметр скважины 76 мм, диаметр бурильных труб 50 мм, промывка соленой водой и глинистым раствором с расходом 70 л/мин, мощность, развиваемая на забое, $N_z = 1,5$ кВт.

Распределение температуры в циркуляционной системе скважины (рис. 2.18) представлено для бурения с промывкой глинистым раствором при начальной температуре $t_{1н}$ на входе в бурильные трубы соответственно 15; 5; 0; -2 ; -4°C . Раствор характеризовался параметрами: $\rho = 1,2 \cdot 10^3$ кг/м³, $\eta = 0,03$ Па·с. Длительность циркуляции $\tau = 2$ ч, конечная глубина скважин H составляла 100, 200 и 300 м. Кривые 1 на всех графиках относятся к нисходящему потоку раствора в бурильных трубах, кривые 2 — к восходящему потоку в кольцевом канале, кривые 3 характеризуют естественную температуру породы. Отрезки прямых, параллельных оси абсцисс, отражают приrost температуры жидкости в зоне забоя скважины.

Графики на рис. 2.18, а и б показывают, что при начальной температуре 15 и 5°C температура жидкости в кольцевом канале при всех глубинах скважин значительно превышает допустимую. Таким образом, под действием тепла, выделяющегося на забое и вносимого потоком раствора, будет происходить интенсивное растепление мерзлой породы.

При $t_{1н} = 0^\circ\text{C}$ (рис. 2.18, в) растепление пород может произойти в призабойной зоне, где отмечается температура выше 0°C . Глубина скважины практически не отражается на температуре раствора у забоя, но вследствие отдачи тепла породе температура раствора, выходящего из устья понижается. При $t_{1н} = -2 \div -4^\circ\text{C}$ расчетная температура восходящего потока

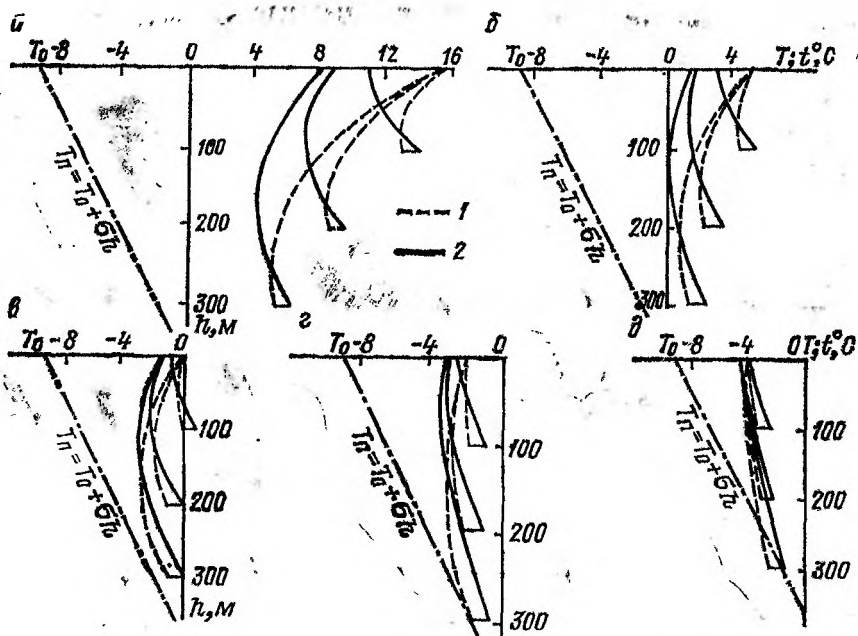


Рис. 2.18. Распределение температуры в бурильных трубах (1) и в кольцевом канале (2) скважины при бурении с промывкой глинистым раствором с начальной температурой 15°C (а), 5°C (б), 0°C (в), -2°C (г) и -4°C (д) и длительностью циркуляции 2 ч.

жидкости при всех глубинах оказалась ниже 0°C. Поэтому можно считать, что при применении раствора с начальной температурой -1 ÷ -2°C растепления пород не будет происходить, и охлаждать раствор до более низкой температуры нет необходимости (рис. 2.18, г).

На рис. 2.19 приводится распределение температуры раствора с t_{1H} равной 0 и -2°C при длительности циркуляции $\tau = 2$ ч. Как видно из рис. 2.19 с увеличением глубины скважины температура раствора в кольцевом канале из-за теплообмена с породами убывает. Однако в целом, несмотря на тепло, выделяющееся на забое, температура восходящего потока остается ниже нуля. Необходимо заметить, что с увеличением длительности циркуляции начальная температура промывочной жидкости не должна превышать -1,5°C.

На рис. 2.18, г и 2.20 приведено расчетное распределение температуры глинистого раствора, характеризующегося следующими параметрами: $\eta = 0,03$ Па·с (см. рис. 2.18, г); 0,05 и 0,09 Па·с (рис. 2.20, а и б); $\rho = (1,2; 1,27; 1,32) \cdot 10^3$ кг/м³; $t_{1H} = -2^\circ\text{C}$. Длительность циркуляции принята равной 2 ч.

Анализируя приведенные графики, можно заметить, что с повышением вязкости от 0,03 до 0,05 Па·с характер кривых распределения температуры несколько изменяется. Охлаждение потока

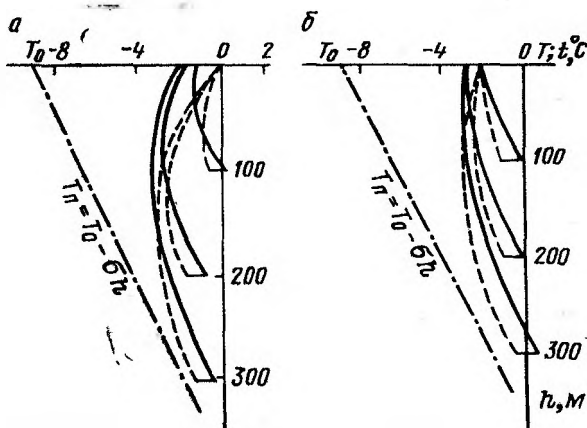


Рис. 2.19. Распределение температуры в скважине при промывке глинистым раствором с начальной температурой 0°C (а) и -2°C (б) при длительности циркуляции 2 ч.

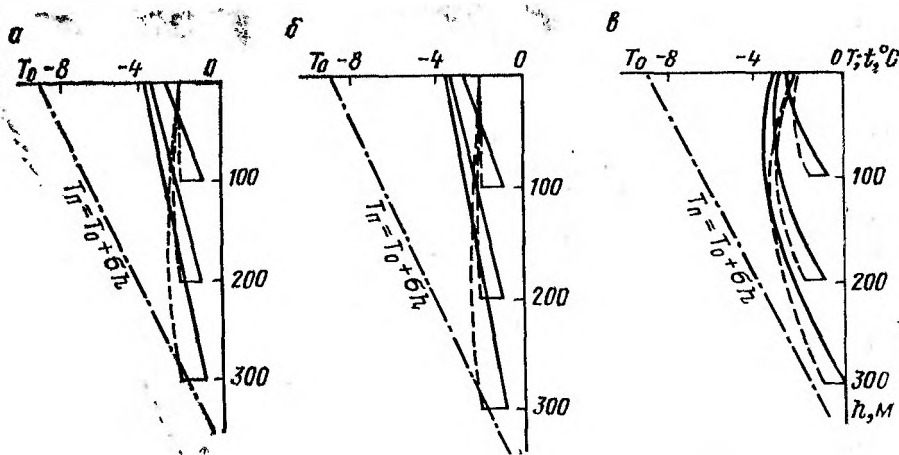


Рис. 2.20. Распределение температуры в скважине при промывке растворами с начальной температурой -2°C и продолжительностью циркуляции 2 ч. а—глинистый раствор ($\eta=0,05$ Па·с, $\rho_{ж}=1200$ кг/м³); б—глинистый раствор ($\eta=0,09$ Па·с, $\rho_{ж}=1270$ кг/м³); в—солевой раствор (10 % NaCl).

от забоя к устью протекает медленно. Дальнейший рост вязкости раствора до $0,09$ Па·с (рис. 2.20, б) практически не изменяет характера распределения его температуры в кольцевом канале. Расчеты показали, что при сокращении длительности циркуляции температура раствора в призабойной части скважины глубиной 200 м выше 0°C . Это может вызвать нарушение целостности мерзлых пород. Опасность растепления пород исчезает только при глубине более 300 м. Таким образом, с повышением вязкости промывочного раствора более чем до $0,05$ Па·с при длительности

циркуляции до 2 ч температуру его необходимо поддерживать в пределах от -1 до -2°C .

При переходе с глинистого раствора с $\eta = 0,03 \text{ Па}\cdot\text{с}$ (см. рис. 2.18, *г*) на промывку соевым раствором с содержанием NaCl в воде 106 кг/м^3 (рис. 2.20, *в*) при $t_{\text{ин}} = -2^{\circ}\text{C}$ и $\tau = 2 \text{ ч}$ прослеживаются более ярко выраженное охлаждение жидкости в процессе движения восходящего потока от забоя и более интенсивный нагрев при подходе его к устью скважины. Кривые распределения температуры солевого раствора в затрубном пространстве более выпуклы в сторону низких температур.

Учитывая трудность регулирования температуры жидкости в зависимости от ее вязкости, длительности циркуляции и глубины скважины, нужно выбирать такую минимальную начальную температуру, при которой гарантировалось бы отсутствие протаивания мерзлых пород. Это условие может быть обеспечено при использовании глинистого раствора с $t_{\text{ин}} = -2^{\circ}\text{C}$ или солевого раствора с $t_{\text{ин}} = -2,5 \div -3^{\circ}\text{C}$, что согласуется с опытными данными, полученными ранее А. В. Мараминым [1963 г.].

Весьма значительную роль в температурном режиме бурящейся скважины играет мощность, подводимая к забюю. На ЭВМ проведены расчеты для следующих условий: мощность геокриозоны 150 и 360 м, естественная температура пород у поверхности $-3,4^{\circ}\text{C}$ при геотермическом градиенте $0,009^{\circ}\text{C/м}$ (на примере одного из месторождений Северо-Востока СССР), диаметр коронки 59 мм, диаметр бурильных труб 50 мм, в качестве промывочной жидкости используется вода с противоморозной добавкой (NaCl), длительность циркуляции 2 и 7 ч, забойная мощность 1,5 и 4,5 кВт [24]. Данные о влиянии забойной мощности N_z , времени воздействия жидкости на лед и мощности геокриозоны L на глубину скважины H , при которой обеспечивается условие $t_2 \leq 0^{\circ}\text{C}$, приведены в табл. 2.10. Расчеты проведены при подаче жидкости насосом в количестве 50 л/мин при начальной ее температуре $t_{\text{ин}} = -2^{\circ}\text{C}$.

С ростом длительности циркуляции и мощности, подводимой к забюю скважины, а также с уменьшением мощности геокриозоны раствор потребуетсся охлаждать значительно ниже указанной ранее температуры ($-2,5 \div 3^{\circ}\text{C}$).

Таблица 2.10

Условия нерастепления многолетнемерзлых пород

$\tau, \text{ ч}$	$N_z, \text{ кВт}$	$L, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$\tau, \text{ ч}$	$N_z, \text{ кВт}$	$L, \text{ м}$	$H, \text{ м}$
2	1,5	150	150	7	1,5	150	150
	4,5	360	300			360	285
		150	80		4,5	150	60
		360	240			360	200

Чтобы в процессе бурения предохранить многолетнемерзлые породы от растепления, частоту вращения и осевую нагрузку на забой можно повышать при одновременном изменении количества подаваемой в скважину жидкости. Только предварительным охлаждением промывочной жидкости обеспечить стабилизацию многолетнемерзлых пород невозможно. Необходимо регулировать режимные параметры, в том числе режим циркуляции жидкости, а также ее физико-химический состав, определяющий в первую очередь теплофизические и смазывающие свойства.

Тепловое воздействие способствует эрозионному разрушению многолетнемерзлых пород, которое увеличивается при росте скорости и спиралевидном движении потока промывочной жидкости в кольцевом пространстве, а также при большом содержании твердой фазы в растворе. При тепловом воздействии создаются условия для обвалов породы, формирования каверн, т. е. нарушается нормальный процесс углубки скважин.

Для охлаждения промывочной жидкости в районах Крайнего Севера и Северо-Востока предложены различные способы. Наиболее универсальным из них, обеспечивающим охлаждение промывочной жидкости в любое время года, является способ, предусматривающий применение специальных теплообменников и холодильных установок.

Во ВНИИКРнефть разработана система, в которой используются теплообменники с эвтектическим льдом, намораживаемым в результате естественного зимнего холода. При этом промывочная жидкость охлаждается при циркуляции в специальных теплообменниках — накопителях холода [24]. Данная система не может обеспечить работу в летний период, и для охлаждения жидкости летом предложено использовать охлаждающие смеси.

Температуру замерзания промывочной жидкости, содержащей соль, как правило, устанавливают на 2—3°C ниже температуры пород в стенках скважины. Однако если учесть, что излишнее засоление раствора может вызывать повышенное разрушение льда, то разница в один градус может быть существенной.

Для понижения температуры замерзания жидкости можно рекомендовать соли NaCl , KCl , CaCl_2 , Na_2CO_3 и др. Применение неорганических солей в качестве противоморозной добавки рационально при введении в промывочную жидкость органических добавок. Введение таких добавок в воду улучшает условия работы породоразрушающего инструмента, в частности условия охлаждения коронки. Для получения низкотемпературостойких промывочных жидкостей более эффективно применение таких органических добавок, как этиловый спирт, глицерин, этиленгликоль и полиэтиленгликоль, а также добавки ПАВ. Эти данные подтверждены исследованиями ВНИИКРнефть.

В ВИТР НПО «Геотехника» в содружестве с ЛГИ разработаны низкотемпературостойкие растворы ЭБМ — эмульсолы буровые морозостойкие, основанные на использовании недефицитного сырья и новых ПАВ.

В районах Крайнего Севера и Северо-Востока СССР применение даже пресных растворов имеет свои особенности, определяемые в первую очередь климатическими (низкие температуры окружающего воздуха), организационными (дальность перевозок, длительность хранения материалов, трудности водоснабжения и др.), а также экономическими показателями (повышенная стоимость используемых материалов и др.).

Промывочные жидкости с малым содержанием твердой фазы обязательно содержат реагент флокуляционного типа. В раствор с малым содержанием твердой фазы не рекомендуется вводить химические реагенты-пептизаторы. В отличие от них малоглинистые растворы содержат кроме глины и воды реагенты-стабилизаторы, которые вводятся для контроля за водоотдачей. Реологические свойства растворов при этом могут повышаться. Эти растворы характеризуются быстрым изменением плотности, вязкости и других свойств в результате перехода в раствор частиц выбуренной породы.

К малоглинистым растворам относят растворы с содержанием глины не более 7 %. Использование растворов, содержащих только техническую воду и глину, в настоящее время нерационально. Такая система может быть рекомендована только для получения пресных промывочных жидкостей с применением высококачественного бентонитового порошка и в тех случаях, когда возникает необходимость контролировать вязкость и статическое напряжение сдвига.

В табл. 2.11 приведены параметры глинистого раствора, полученного из глинопорошка ильского завода «Утяжелитель», измельченного в электропно-магнитном измельчителе, предварительно гидратированного в течение 24 ч, обработанного Na_2CO_3 и

Т а б л и ц а 2.11

Параметры пресных малоглинистых растворов

Содержание в растворе, %		Плотность $\rho, 10^3$ кг/м ³	Условная вязкость $T, \text{с}$	Водоотдача $B, \text{см}^3/30$ мин	Размер частиц твердой фазы $d, 10^{-3} \text{ м}$	Напряжение сдвига $\theta_1; 10 \text{ Па}$	рН
полимера	глино- порошка						
М-14:							
0,5	3	1,02	17	16	1,3	0; 0	7
—	4	1,02	18	15	0,3	0,08; 0,29	7
—	6	1,04	20	10	0,2	0,12; 0,41	7,5
1,0	3	1,02	17	15	0,3	0; 0,16	7
1,5 % ГПАА	5	1,03	25	4	0,2	0; 0	11
КМЦ-500:							
0,1	3	1,02	17	13	1,0	0; 0	9
1,0	3	1,02	27	9	1,0	0; 0	9
2,0	3	1,04	84	7	0,8	0,2; 0,41	9
0,1	4	1,03	19	11	0,5	0; 0	9
1,0	4	1,04	33	6	0,4	0; 0	9
2,0	4	1,05	94	3,5	0,3	0,4; 0,6	9

Таблица 2.12

Параметры низкотемпературостойких полимерглинистых растворов

Содержание компонентов		Противоморозная добавка		Параметры раствора						
глино-поро-шина, кг/м ³	реагента-стабили-затора КМЦ, %	тип	содер-жание, кг/м ³	ρ , 10 ³ кг/м ³	T , °C	B , см ³ /мин	δ , 10 ⁻³ м	θ , 10 ³ Па	pH	темпе-ратура замер-зания, °C
40	1,5	Na ₂ Br ₄ O ₇	20	1,103	36	3,5	0,4	0/0	9	-1,2
	1,5	Na ₂ Br ₄ O ₇	64	1,11	37	2,5	0,3	0/0	9	-3,5
60	1,0	Na ₂ Br ₄ O ₇	20	1,10	25	6,5	0,5	0/0	9	-1,2
	1,0	Na ₂ Br ₄ O ₇	64	1,13	32	5,0	0,4	0/0	9	-3,5
60	1,5	Na ₂ NC ₃	200	1,07	37	4,0	0,6	0/0	9	-8,0
60	2,0	Na ₂ CO ₃	100	1,13	29	4,5	0,3	0,17/0,62	9	-3,0
	2,0	Na ₂ CO ₃	200	1,16	41	3,5	0,2	0,65/0,75	—	-7,0

Таблица 2.13

Параметры низкотемпературостойких полимерсолевых жидкостей

Концентрация ПАА, % (сухого вещества)	Добавка, KCl, %	η , Па·с	ρ , 10 ³ кг/м ³	pH	Температура замораживания, °C
0,3	4	0,0030	1,024	6,93	-2,3
	8	0,0022	1,048	7,06	-3,4
	—	0,0052	1,003	6,95	—
0,5	4	0,0060	1,026	7,03	-2,4
	8	0,0060	1,052	7,05	-3,5
	16	0,0052	1,102	7,18	-7,5
	—	0,0125	1,004	6,84	—
1,0	—	0,0240	1,011	7,05	-7,7
	8	0,0177	1,055	7,15	—
	16	0,0177	1,100	7,31	—
1,5	4	0,0360	1,041	6,91	—

Таблица 2.14

Температура (отрицательная) замораживания раствора, °C
(по данным А. М. Коломийца, Е. В. Шанкова, Е. В. Шенникова)

Содержание гипана, %	Содержание NaCl, %					
	0	4,5	6	8,5	10	14
0	0	2,4	5,5	6,7	6,7	10,2
1	1,5	7,0	8,4	10,5	10,5	16,0
3	3,5	8,0	8,5	9,5	13,0	16,0
5	4,5	8,5	9,0	9,6	12,5	14,6
10	6,5	8,5	8,5	9,0	12,0	13,5

реагентами-стабилизаторами КМЦ-500, М-14 и гидролизованным полиакриламидом (ГПАА). Эффективность применения таких растворов в значительной степени зависит от надежной очистки их на поверхности от частиц выбуренной породы.

В настоящее время для получения низкотемпературостойких полимерглинистых растворов при бурении скважин в районах распространения многолетнемерзлых пород в качестве противоморозных добавок в основном используют электролиты NaCl , KCl и реже CaCl_2 . Однако получение стабильных глинистых растворов с этими добавками чрезвычайно затруднено [23]. Такие растворы, как правило, нестабильны, легко разделяются на твердую и жидкую фазы.

С целью улучшения свойств получаемых растворов в качестве противоморозных добавок были испытаны $\text{Na}_2\text{B}_4\text{O}_7$, Na_2NO_3 и Na_2CO_3 (табл. 2.12). Во всех случаях в качестве полимерного реагента-стабилизатора использовали КМЦ-500; в растворах применялся глинопорошок 1-го сора ильского завода «Утяжелитель».

Низкотемпературостойкие растворы ПАА могут быть получены при введении в них солей NaCl или KCl . Из табл. 2.13 следует, что при увеличении в растворе ПАА от 0,3 до 1,5 % при постоянном содержании KCl , равном 4 %, пластическая вязкость растет. Вязкие полимеркалийевые растворы могут быть рекомендованы для бурения мерзлых гравийных отложений. Полимеркалийевые растворы рационально также применять при бурении мерзлых глинистых пород.

Для определения количества неэлектролитов, обеспечивающего понижение температуры до требуемых значений, можно с достаточной для практических целей точностью пользоваться формулой [24]

$$x = 0,53\Delta t / (MG), \quad (2.44)$$

где 0,53 — размерный коэффициент, $1/(\text{кг} \cdot \text{с})$; Δt — желаемое понижение температуры замерзания воды, $^{\circ}\text{C}$; M — молекулярная масса добавки, кг ; G — масса воды, кг .

Определенный интерес представляет водогипановый раствор в полимерном и полимерсолевом вариантах для бурения пород с отрицательными температурами (табл. 2.14).

Дальнейшее повышение эффективности использования промышленных жидкостей и снижение их стоимости может быть достигнуто за счет регенерации и повторного использования дорогостоящих компонентов растворов, например, с помощью распылительных сушилок, предложенных М. Р. Мавлютовым, Р. Г. Ягафаровым, В. Р. Абдуллиним.

БУРЕНИЕ СКВАЖИН С ОДНОВРЕМЕННЫМ ЗАМОРАЖИВАНИЕМ ГОРНЫХ ПОРОД

Среди специальных технологических способов проведения горностроительных работ в сложных геологических и гидрогеологических условиях искусственное замораживание грунтов и пород благодаря своей универсальности, высокой степени надежности и возможности применения в условиях, где другие способы неэффективны или технически неприемлемы, занимает особое место [23, 24, 62]. Сущность этого способа заключается в создании и поддержании в течение всего процесса строительства вокруг запроектированного сооружения временного водонепроницаемого ледопородного ограждения, способного противостоять внешнему горному давлению неустойчивых пород и пластовому давлению водоносных горизонтов.

Искусственное замораживание применяется в водонасыщенных слабосвязных или несвязных грунтах, а также в крепких трещиноватых и раздробленных горных породах путем их интенсивного охлаждения в процессе теплообмена с хладоносителем (рассолом, керосином и др.), циркулирующим в специальных трубных коллекторах, устанавливаемых по определенной схеме. С его помощью можно образовывать надежные водонепроницаемые перемычки заданной прочности и необходимой формы на различных глубинах и практически любой протяженности. Наибольший эффект этот способ дает в обводненных и неустойчивых горных породах, представленных песками, гравием, галечниками, трещиноватыми брекчиями, которые после замораживания превращаются в монолитную мерзлую породу, прочность которой при одноосном сжатии может составить 20 МПа и более. Тонкодисперсные и глинистые породы труднее поддаются замораживанию и обладают значительно меньшей прочностью.

Впервые способ искусственного замораживания был широко применен в СССР в 1928 г. на объектах горнохимической промышленности. Благодаря своему техническому совершенству, обеспечивающему сравнительно высокие темпы и надежность строительства в наиболее сложных горно-геологических условиях, особое значение он приобретает при проходке вертикальных шахтных стволов. В последнее время все более широкое применение находят наиболее совершенные технологические модификации способа проходки горных выработок с искусственным замораживанием

пород: зональное и ступенчатое замораживание; замораживание с обратной (опрокинутой) циркуляцией хладоносителя; низкотемпературное и каскадное замораживание пород в условиях фильтрационного потока; замораживание, совмещенное с тампонажем, цементацией и другими методами закрепления горных пород.

Для увеличения скорости замораживания и повышения эффективности эксплуатации технических средств находит применение дифференциальный режим замораживания пород с использованием как одноступенчатых, так и многоступенчатых холодильных агрегатов; разрабатываются и совершенствуются способы замораживания, когда роль хладоносителя выполняет хладагент, испаряющийся в специальных теплообменных устройствах, расположенных в непосредственной близости к замораживаемым интервалам горных пород.

В основе разработки рациональных технологических схем и режимов замораживания горных пород лежат методы прочностных и теплотехнических расчетов, с развитием и углублением которых постоянно совершенствуются технология и техника искусственного замораживания, расширяется область его эффективного применения в горном деле и в строительстве.

3.1. ЗАМОРАЖИВАНИЕ ПОРОД ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Бурение скважин в сложных геологических и гидрогеологических условиях, так же как и проходка горных выработок, представляет собой трудную задачу, успешное решение которой требует применения специальных технических средств и технологических методов.

Основные затруднения при бурении скважин в подобных условиях связаны с бурением интервалов, сложенных слабосвязными и неустойчивыми породами, как рыхлыми четвертичными, так и сильнотрещиноватыми, раздробленными и перемятыми коренными, в особенности когда эти породы обводнены или являются зонами поглощения промывочной жидкости. В районах распространения многолетнемерзлых пород наиболее часто осложнения встречаются при бурении немерзлых (таликовых) пород, слагающих надмерзлотные, межмерзлотные и подмерзлотные зоны геологического разреза. К последним двум таликовым зонам часто приурочены минерализованные водоносные горизонты.

Применение в подобных условиях специальных буровых растворов не всегда приводит к положительным результатам, особенно при наличии в разрезе мерзлых пород и водоносных горизонтов с высокой минерализацией. Обычно основным средством борьбы с обвалами и обрушениями неустойчивых пород, с потерями циркуляции и с водопритоками в скважину остается применение обсадных труб с последующей цементацией или тампонированием затрубного пространства. В СССР и за рубежом наиболее распространенные способы бурения скважин в неустойчивых

и обводненных породах (наносные толщи с включением обломочного материала, обводненные пески и пливуны, супеси, слабосцементированные песчаники, галечники, набухающие глинистые породы, сильно трещиноватые скальные породы, разнообразные зоны тектонических нарушений, дроблений и пр.) предусматривают обсадку с опережением забоя, бурение с использованием ходовой колонны, комбинированное ударное и вращательное бурение, бурение двойными колоннами бурильных и обсадных труб и другие технологические приемы, связанные с необходимостью усиления конструкции скважин, установлением в ней большого телескопа обсадных труб. Все это помимо резкого снижения скорости бурения требует значительного увеличения трудовых и материальных затрат, что обуславливает резкое возрастание стоимости буровых работ. Кроме того, при производстве целого ряда исследований (геофизических, геохимических и др.) наличие в скважине колонны обсадных труб, перекрывающей поглощающие, водоносные или неустойчивые горизонты, является нежелательным.

Колонковое бурение в неустойчивых слабосвязных и обводненных породах сопровождается резким снижением выхода и качества керна. Применение в этих условиях малопроизводительного способа бурения «всухую», многочисленных и разнообразных по конструкции колонковых буровых снарядов и грунтоносов далеко не всегда позволяет получить представительные керновые пробы. Это прежде всего относится к отбору керновых проб в сильнообводненных слабосвязных породах, в пливунах. Существующие конструкции затворов колонковых снарядов и грунтоносов диафрагменного, зубчатого, лепесткового, проволочного и других типов не обеспечивают надежного удержания и сохранения в керноприемнике образца породы в естественном состоянии.

Одним из перспективных направлений преодоления рассмотренных затруднений при бурении скважин в осложненных условиях является искусственное закрепление и повышение водонепроницаемости буримых слабосвязных неустойчивых горных пород с целью обеспечения их монолитности и устойчивости.

Среди разнообразных новых физико-химических способов повышения механической прочности и снижения проницаемости горных пород искусственное их замораживание еще не получило широкого применения при бурении скважин, но является многообещающим и представляет значительный интерес для решения проблемы бурения скважин в неустойчивых обводненных породах, ликвидации катастрофических поглощений промывочной жидкости в кавернозных и трещиноватых породах, бурения таликовых зон в разрезах, сложенных мерзлыми породами, а также получения высококачественных керновых проб в слабосвязных и несвязных обводненных породах.

Сущность способа бурения с одновременным замораживанием горных пород заключается в том, что при циркуляции в скважине специального низкотемпературного промывочного агрегата — хладоносителя непосредственно в процессе бурения скважины

происходит замерзание содержащейся в горных породах влаги с образованием прочных и непроницаемых ледопородных корок в стенках скважины и керна, а также впереди движущегося забоя.

Образующаяся на стенках скважины и керна ледопородная корка является временным креплением, позволяющим поддерживать устойчивость ствола скважины, предохранять керн от разрушения как в процессе бурения, так и при перерывах между рейсами при спуско-подъемных и других операциях, связанных с остановкой циркуляции. Надежной гарантией создания монолитной, прочной и водонепроницаемой ледопородной корки является опережающее промерзание породы забоя. Глубина опережающего забой промерзания или толщина образующейся в процессе бурения на забое ледопородной корки должна быть достаточной для того, чтобы противостоять избыточному пластовому давлению или избыточному давлению в стволе скважины.

Так как на забое скважины в процессе бурения породы непрерывно обновляются и здесь же концентрируется практически вся теплота, выделяющаяся за счет механической работы породоразрушающего инструмента, создание и непрерывное поддержание впереди подвижного забоя ледопородного слоя, толщина которого удовлетворяет требованиям прочности, является необходимым и достаточным условием обеспечения временного закрепления буримых слабосвязных и обводненных пород [62].

Поскольку скорость промерзания пород в процессе конвективного теплообмена с циркулирующей в зоне забоя и в кольцевом пространстве низкотемпературной промывочной средой — хладоносителем намного выше, чем скорость протаивания в процессе кондуктивного теплообмена с окружающим массивом горных пород, образующееся в процессе бурения временное ледопородное ограждение может сохраняться относительно долго при перерывах в циркуляции и простоях в бурении. Необходимая в конкретных условиях глубина опережающего промерзания пород забоя определяется как условиями прочности, так и продолжительностью возможных перерывов в бурении или циркуляции хладоносителя.

Многочисленными экспериментальными исследованиями установлено [23, 24], что при определенном режиме искусственного промораживания как песчаных, так и глинистых грунтов и пород их естественная влажность и структурно-текстурные особенности могут сохраняться без каких-либо существенных изменений. Это позволяет использовать бурение с одновременным замораживанием пород для получения образцов керна с естественной влажностью и ненарушенными структурой и текстурой из рыхлых и несвязных обводненных пород и даже плавунцов, что особенно важно при разведке россыпных месторождений полезных ископаемых, при инженерных изысканиях и др.

При проектировании технологического режима бурения с одновременным замораживанием горных пород проводятся теплотехнические и прочностные расчеты для определения необходимой толщины ледопородного ограждения и соответствующей ей глу-

бины опережающего промораживания породы забоя, а потом определяются условия и режимные параметры, при которых заданная глубина промораживания будет обеспечена.

3.2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ С ОДНОВРЕМЕННЫМ ЗАМОРАЖИВАНИЕМ ГОРНЫХ ПОРОД

Режим замораживания неустойчивых слабосвязных или несвязных влажных и обводненных горных пород осуществляется непосредственно в процессе бурения скважины и определяется тепловым взаимодействием потока низкотемпературной промывочной среды — хладоносителя со стенками скважины, керна и поверхностью подвижного забоя. В результате понижения естественной температуры породы при теплообмене до отрицательных температур и связанного с этим замерзания содержащейся в ней влаги, на стенках скважины и керна, а также на поверхности забоя происходит формирование прочного и водонепроницаемого ледопородного слоя.

Смысл решения задачи о промерзании пород в процессе бурения скважины сводится к отысканию условий, при которых на забое можно создавать и поддерживать в течение всего процесса углубки скважины ледопородный слой заданной толщины. Считая, что прочностные свойства ледопородного слоя на стенках скважины и керна определяются однозначно глубиной опережающего промерзания породы забоя, остановимся подробнее на отыскании условий, при которых заданная глубина промораживания забоя может быть обеспечена. Поскольку в данном случае нас интересуют тепломассообменные процессы, происходящие вблизи забоя скважины, то в дополнение к ранее сделанным упрощениям нашей основной задачи, введем следующие допущения:

- начальная температура пород постоянна — $t_{n0} = \text{const}$;
- в призабойной зоне устанавливается квазистационарный режим теплообмена, т. е. $\partial t_{1,2}/\partial \tau \rightarrow 0$;
- температура промывочной среды — хладоносителя в зоне забоя скважины поддерживается отрицательной и может быть определена выражением

$$t_3 = \frac{t_1 + t_2}{2} < t_{\text{арр}}; \quad (3.1)$$

— бурение скважины осуществляется со скоростью $v(\tau) = \text{const}$, обеспечивающей заданную глубину промерзания пород $\delta = H_{\text{арр}} - H_3$;

— тепловой поток в зоне забоя одномерен и направлен вдоль оси скважины, так как толщина промерзания пород забоя в процессе бурения много меньше радиуса скважины, т. е. $\delta \ll R_0$.

С учетом принятых допущений в качестве математической модели для определения условий промерзания породы забоя скважины в процессе бурения будем рассматривать одномерную задачу

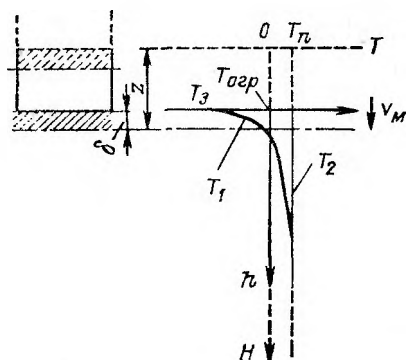


Рис. 3.1. Схема для построения математической модели процесса бурения с одновременным замораживанием породы забоя скважины.

о распространении теплоты в двухфазной среде для полупространства, ограниченного поверхностью забоя скважины $z = H_3$, перемещающейся в направлении движения фронта промерзания с постоянной скоростью $v(\tau) = \text{const}$ (рис. 3.1).

Уравнение переноса теплоты теплопроводностью (1.26) для области III (рис. 1.12) с учетом принятых упрощений может быть представлено двумя аналогичными уравнениями соответственно для мерзлой и талой зон забоя при начальных и граничных условиях

$$\begin{cases} \frac{\partial t_n^-}{\partial \tau} = a_n^- \frac{\partial^2 t_n^-}{\partial z^2}, & H_3 \leq z \leq H_{\text{арп}}; \\ \frac{\partial t_n^+}{\partial \tau} = a_n^+ \frac{\partial^2 t_n^+}{\partial z^2}, & H_{\text{арп}} < z < \infty; \end{cases} \quad (3.2)$$

$$\text{а) } \tau = \tau_0, \quad t_n = t_{n0};$$

$$\text{б) } \tau > \tau_0, \quad z = H_3, \quad \lambda_n^- \frac{\partial t_n^-}{\partial z} = \alpha_3 (t_n^- - t_3);$$

$$\text{в) } \tau > \tau_0, \quad z = H_{\text{арп}}, \quad t_n^- = t_n^+ = t_{\text{арп}}, \quad \lambda_n^- \frac{\partial t_n^-}{\partial z} - \lambda_n^+ \frac{\partial t_n^+}{\partial z} = \Psi_V \frac{dH_{\text{арп}}}{d\tau};$$

$$\text{г) } \tau > \tau_0, \quad z \rightarrow \infty, \quad t_n - t_{n0} \rightarrow 0.$$

Здесь a_n — коэффициент температуропроводности породы, $\text{м}^2/\text{с}$; α_3 — коэффициент теплоотдачи от промывочной среды — хладоносителя к поверхности забоя, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$; индексами «—» и «+» обозначаются величины, характеризующие свойства породы забоя в нормальном и мерзлом состояниях;

$$\Psi_V = \psi \rho_{\text{ск-п}} W_n = \psi (1 - K_n) \rho_0 W_n$$

— объемная теплота фазового превращения, $\text{Дж}/\text{м}^3$; ψ — удельная теплота агрегатного перехода, $\text{Дж}/\text{кг}$; $\rho_{\text{ск-п}}$ — объемная плотность скелета породы, $\text{кг}/\text{м}^3$; W_n — влажность породы, доли единицы; K_n — безразмерный коэффициент пористости; ρ_0 — минеральная плотность породы, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Для обеспечения в процессе бурения скважины опережающего промерзания породы забоя на толщину δ необходимо и достаточно, чтобы скорость промерзания породы по крайней мере равнялась скорости бурения v .

Следовательно, задачу (3.2) необходимо дополнить условием

$$v = \frac{dH_3}{d\tau} \leq \frac{dH_{\text{arp}}}{d\tau}. \quad (3.3)$$

С помощью условия (3.3) можно определить скорость бурения, при которой будет обеспечена заданная глубина промерзания породы на забое.

Для анализа и решения задачи (3.2) с условием (3.3) перейдем к следующему безразмерным переменным и критериям подобия:

$$\begin{aligned} \Theta_n^\pm &= \frac{t_n^\pm - t_{n0}}{t_3 - t_{n0}}; \quad \Theta_{\text{arp}} = \frac{t_{\text{arp}} - t_{n0}}{t_3 - t_{n0}}; \quad \bar{\tau} = \frac{\tau - \tau_0}{\tau_0}; \quad Z = \frac{z - H_3}{H_{\text{arp}} - H_3}; \\ \text{Fo}_{\text{arp}} &= \frac{a_n^\pm (\tau - \tau_0)}{\delta^2}; \quad \text{Pe} = \frac{U\delta}{a_n^\pm}; \\ \text{Bi}_3 &= \frac{\alpha_3 \delta}{\lambda_n^-}; \quad K_\lambda = \frac{\lambda_n^+}{\lambda_n^-}; \\ \text{Ko} &= \frac{\Psi_V}{c_n^- \rho_n^- |t_3 - t_{n0}|}. \end{aligned}$$

Тогда задача (3.2) может быть представлена в форме следующих выражений с безразмерными величинами:

$$\begin{cases} \frac{1}{\text{Fo}_{\text{arp}}} \frac{\partial \Theta_n^-}{\partial \bar{\tau}} - \text{Pe}_{\text{arp}} \frac{\partial \Theta_n^-}{\partial Z^2}, & 0 \leq Z \leq 1; \\ \frac{1}{\text{Fo}_{\text{arp}}} \frac{\partial \Theta_n^+}{\partial \bar{\tau}} - \text{Pe}_{\text{arp}} \frac{\partial \Theta_n^+}{\partial Z} = \frac{\partial \Theta_n^+}{\partial Z}, & 1 \leq Z < \infty; \end{cases} \quad (3.4)$$

а) $\bar{\tau} = 1, \quad \Theta_n = 0;$

б) $\bar{\tau} > 0, \quad Z = 0, \quad \frac{\partial \Theta_n^+}{\partial Z} = \text{Bi}_3 (\Theta_n^- - 1);$

в) $\bar{\tau} > 0, \quad Z = 1, \quad \Theta_n^+ = \Theta_n^- = \Theta_{\text{arp}}; \quad \frac{\partial \Theta_n^-}{\partial Z} - K_\lambda \frac{\partial \Theta_n^+}{\partial Z} = -\text{Ko} \text{Pe}_{\text{arp}}^-;$

г) $\bar{\tau} > 0, \quad Z \rightarrow \infty, \quad \Theta_n^+ \rightarrow 0.$

Анализ задачи (3.4) показывает, что в силу малости величины δ и значительного превышения времени бурения с замораживанием $\tau - \tau_0$ над временем распространения температурных возмущений в слое δ безразмерное время, характеризующее процесс промерзания породы впереди подвижного забоя, будет намного

больше единицы:

$$Fo_{арр} = \frac{a_n^+ (\tau - \tau_0)}{\delta} \gg 1.$$

Следовательно, первым слагаемым левой части системы уравнений (3.4) можно пренебречь. В результате упрощения получим

$$\begin{cases} -Pe_{арр}^- \frac{\partial \Theta_n^-}{\partial Z} = \frac{\partial^2 \Theta_n^-}{\partial Z^2}, & 0 \leq Z \leq 1; \\ -Pe_{арр}^+ \frac{\partial \Theta_n^+}{\partial Z} = \frac{\partial^2 \Theta_n^+}{\partial Z^2}, & 1 \leq Z < \infty; \end{cases} \quad (3.5)$$

а) $Z = 0, \quad \frac{\partial \Theta_n^+}{\partial Z} = Bi_3 (\Theta_n^- - 1);$

б) $Z = 1, \quad \Theta_n^- = \Theta_n^+ = \Theta_{арр}, \quad \frac{\partial \Theta_n^-}{\partial Z} - K_\lambda \frac{\partial \Theta_n^+}{\partial Z} = -Ko Pe_{арр}^-;$

в) $Z \rightarrow \infty, \quad \Theta_n^+ \rightarrow 0.$

Решение задачи (3.5) будем искать в следующем виде:

$$\begin{cases} \Theta_n^- = C_1^- \exp(-Pe_{арр}^- Z) + C_2^-; \\ \Theta_n^+ = C_1^+ \exp(-Pe_{арр}^+ Z) + C_2^+, \end{cases} \quad (3.6)$$

где $C_1^\pm$ и $C_2^\pm$ — неизвестные постоянные, которые определяются условиями «а» — «в» задачи (3.5).

В окончательном виде решение задачи (3.5) может быть представлено выражениями

$$\begin{aligned} \Theta_n^- = & \Theta_{арр} \frac{Pe_{арр}^- + Bi_3 [1 - \exp(-Pe_{арр}^- \tau Z)]}{Pe_{арр}^- + Bi_3 [1 - \exp(-Pe_{арр}^- \tau Z)]} + \\ & + Bi_3 \frac{\exp(-Pe_{арр}^- Z) - \exp(-Pe_{арр}^-)}{Pe_{арр}^- + Bi_3 [1 - \exp(-Pe_{арр}^-)]}, \quad 0 \leq Z \leq 1; \end{aligned} \quad (3.7)$$

$$\Theta_n^+ = \Theta_{арр} \exp[-Pe_{арр}^+ (Z - 1)], \quad 1 \leq Z < \infty. \quad (3.8)$$

Подставляя выражения (3.7) и (3.8) в условие «б» задачи (3.5) и преобразуя полученное равенство с учетом условия (3.3), находим следующую зависимость для определения безразмерной скорости бурения с одновременным промораживанием породы забоя $Pe_{арр}^-$:

$$\frac{Bi_3 (1 - \Theta_{арр}) \exp(-Pe_{арр}^-)}{Pe_{арр}^- + Bi_3 [1 - \exp(-Pe_{арр}^-)]} = Ko + \frac{K_\lambda}{K_\lambda} \Theta_{арр}. \quad (3.9)$$

Здесь $K_\lambda = a_n^+ / a_n$.

При известной забойной температуре t_3 уравнение (3.9) относительно безразмерной скорости бурения $Pe_{арр}^-$ является трансцендентным.

3.3. РАСЧЕТНЫЙ АНАЛИЗ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ С ОДНОВРЕМЕННЫМ ЗАМОРАЖИВАНИЕМ ПОРОД

Для расчетного анализа полученной зависимости (3.9) между безразмерной скоростью бурения с одновременным замораживанием породы в зоне забоя $Re_{арр}^-$, интенсивностью теплообменных процессов в этой зоне Bi_3 , теплофизическими свойствами горных пород K_0 и K_a и температурой в зоне забоя $\theta_{арр}$ известную трудность представляет ее характер. При известных значениях теплофизических констант и температуры в зоне забоя уравнение (3.9) относительно безразмерной скорости бурения $Re_{арр}$ является трансцендентным. Более простое выражение для анализа может быть получено при решении уравнения (3.9) относительно безразмерного критерия интенсивности теплопередачи в зоне забоя Bi_3 . После соответствующих преобразований получаем зависимость

$$Bi_3 = \frac{Re_{арр}^- [K_0 + (K_a/K_\lambda) \theta_{арр}]}{(1 - \theta_{арр}) \exp(-Re_{арр}^-) - [K_0 + (K_a/K_\lambda) \theta_{арр}] [1 - \exp(-Re_{арр}^-)]} \quad (3.10)$$

или

$$Bi_3 = \frac{Re_{арр}^-}{\exp(-Re_{арр}^-) \left(1 + \frac{1 - \theta_{арр}}{K_0 + (K_\lambda/K_a) \theta_{арр}} \right) - 1} \quad (3.11)$$

Анализ выражения (3.10) позволяет установить предельно допустимую скорость бурения $Re_{арр}^-$, обеспечивающую при заданных температурных условиях в зоне забоя опережающее промерзание породы, из следующего ограничивающего соотношения:

$$\exp(-Re_{арр}^-) \left(1 + \frac{1 - \theta_{арр}}{K_0 + (K_\lambda/K_a) \theta_{арр}} \right) \geq 1. \quad (3.12)$$

После соответствующих преобразований неравенство (3.12) может быть приведено к выражению

$$Re_{арр}^- \leq \ln \left(1 + \frac{1 - \theta_{арр}}{K_0 + (K_\lambda/K_a) \theta_{арр}} \right). \quad (3.13)$$

Равенство в выражениях (3.12) и (3.13) наступает при бесконечно большом значении критерия Bi_3 , что соответствует равенству температуры промывочной среды — хладоносителя в зоне забоя и температуры породы на подвижной поверхности забоя:

$$t_3 = t_n|_{z=H_3}.$$

Такой режим бурения с одновременным замораживанием горной породы в зоне забоя соответствует условиям применения жидких промывочных агентов — хладоносителей (низкотемпературные растворы на водной и углеводородной основах и пр.),

Наименование	ρ_0	ρ_{Π}^{+}	ρ_{Π}^{-}	K_{Π}	W_{Π}
	кг/м ³				
Среднезернистый песок	2600	2020	1970	0,30	0,20
Супесь с включениями обломочного материала	2650	2140	2070	0,25	0,15
Глинистая порода	2700	1920	1850	0,40	0,30

Примечание. i — льдистость пород.

обеспечивающих при соответствующих расходах высокие значения коэффициента теплоотдачи α_3 .

Анализ выражения (3.13) показывает, что при малых значениях безразмерной температуры среды в зоне забоя $\Theta_{\text{арг}} \rightarrow 0$, соответствующих условию близости начальной температуры горной породы к температуре агрегатного перехода $t_{\text{п}0} \rightarrow t_{\text{арг}}$ или условию достаточно низкой температуры промывочной среды в зоне забоя $t_3 \ll t_{\text{п}0}$, предел безразмерной скорости бурения определяется только теплофизическими свойствами горных пород:

$$\text{Re}_{\text{арг}}^- \leq \ln \left| 1 - \frac{1}{K_0} \right|. \quad (3.14)$$

Для оценки влияния определяющих факторов на процесс бурения с одновременным замораживанием горных пород проведены расчеты для основных типов влагонасыщенных рыхлых песчаных и глинистых отложений (табл. 3.1). Результаты расчетов зависимости безразмерной скорости бурения $\text{Re}_{\text{арг}}^-$ от интенсивности теплообмена в зоне забоя Bi_3 для различных значений безразмерной температуры $\Theta_{\text{арг}}$ применительно к трем типам горных пород приведены на рис. 3.2. Как видно из графиков, уже при $\text{Bi}_3 = 10$ значение $\text{Re}_{\text{арг}}^-$ стремится к своей предельной величине, определяемой равенством в выражении (3.13) правой и левой частей.

Для анализа влияния забойной температуры промывочной среды — хладоносителя t_3 на скорость бурения с одновременным замораживанием, обеспечивающую заданную глубину опережающего забой промораживания породы, выражение (3.9) удобно преобразовать к виду

$$K_{t_3} = \left(1 + \frac{\text{Re}_{\text{арг}}^-}{\text{Bi}_3} \right) \exp(\text{Re}_{\text{арг}}^-) - 1, \quad (3.15)$$

где K_{t_3} — критерий, определяющий влияние забойной температуры промывочной среды — хладоносителя на процесс бурения с промораживанием породы забоя:

$$K_{t_3} = \frac{t_3 - t_{\text{арг}}}{\Delta t_{\Pi}} = \frac{c_{\Pi} \rho_{\Pi}^- (t_3 - t_{\text{арг}})}{c_{\Pi}^+ \rho_{\Pi}^+ (t_{\text{арг}} - t_{\text{п}0}) - \psi_V},$$

свойства влагонасыщенных пород

l	$c_{\text{п}}^{+}$	$c_{\text{п}}^{-}$	$\lambda_{\text{п}}^{+}$	$\lambda_{\text{п}}^{-}$	$a_{\text{п}}^{+}$	$a_{\text{п}}^{-}$
	кДж/(кг·°C)		Вт/(м·°C)		$10^{-3} \text{ м}^2/\text{с}$	
1,0	1,35	1,00	2,60	3,10	0,94	1,57
0,9	1,25	1,00	1,85	2,30	0,69	1,11
0,7	1,70	1,40	2,00	2,60	0,62	1,00

т. е. отношение количества теплоты, отбираемого для охлаждения промерзающей породы забоя до температуры хладоносителя,

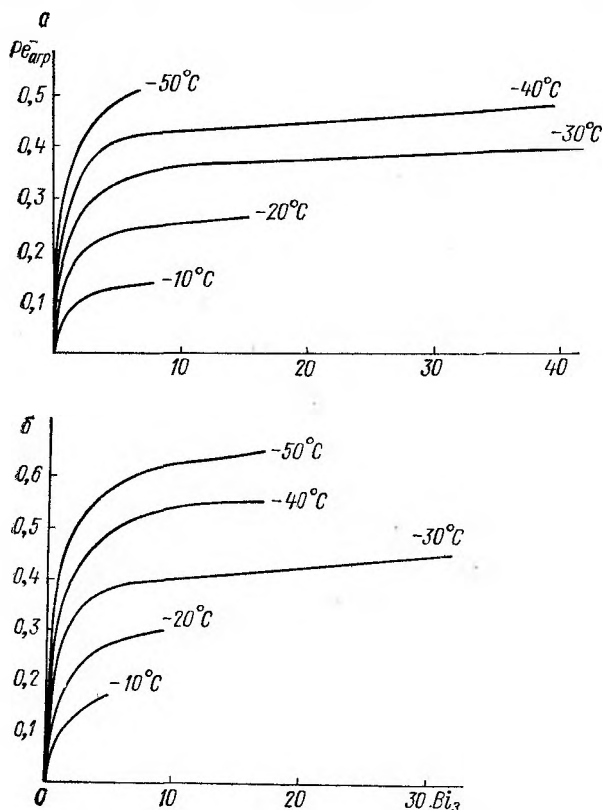


Рис. 3.2. Расчетные зависимости безразмерной скорости бурения с одновременным замораживанием пород $Pe_{\text{гр}}^{-}$ от интенсивности теплообменных процессов Bi_3 при различных значениях температуры в зоне забоя.
 a — песок среднезернистый, $W_{\text{п}} = 0,20$; b — глинистая порода, $W_{\text{п}} = 0,30$.

к теплоте, которую необходимо отобрать для охлаждения мерзлой породы до температуры агрегатного перехода и для собственно агрегатного перехода содержащейся в породе влаги. В этом выражении

$$\Delta t_n = \frac{K_\lambda}{K_a} (t_{arp} - t_{n0}) - \psi_V \frac{a_n^-}{\lambda_n^-} = \frac{c_n^+ \rho_n^+ (t_{arp} - t_{n0}) - \psi_V}{c_n^- \rho_n^-}.$$

Последнее соотношение показывает возможное изменение температуры мерзлой породы при таком отводе от нее теплоты, который необходим на ее первоначальное охлаждение до температуры агрегатного перехода и отвод теплоты кристаллизации воды.

Выражение (3.15) может быть существенно упрощено для случая бурения с использованием жидких промывочных агентов — хладоносителей, когда при большом значении коэффициента теплоотдачи на поверхности забоя α_3 критерий $Bi_3 \rightarrow \infty$, что позволяет считать температуру породы на поверхности забоя скважины практически равной температуре промывочной среды — хладоносителя:

$$t_n^-|_{z=H_3} \approx t_3.$$

Для этих условий из выражения (3.15) легко получить упрощенную зависимость для определения безразмерной скорости бурения

$$Re_{arp}^- = \ln \left(1 + \frac{t_3 - t_{arp}}{\Delta t} \right) = \ln (1 + K_{t_3}). \quad (3.16)$$

Сравнение выражений (3.14) и (3.16) показывает, что в условиях, когда для охлаждения горной породы до температуры агрегатного перехода требуется отвод незначительного количества теплоты в единицу времени, критерий, определяющий влияние забойной температуры на скорость бурения с одновременным замораживанием, является обратным критерию Коссовича:

$$K_{t_3} = 1/K_o. \quad (3.17)$$

Выражение (3.16) при условии $t_{arp} = 0$, переходит в известную зависимость [12]. Если же начальная температура горных пород близка к температуре агрегатного перехода вода — лед, т. е. $t_{arp} \rightarrow t_{n0} \rightarrow 0$, то можно получить еще более простые выражения для определения скорости бурения с одновременным замораживанием горных пород:

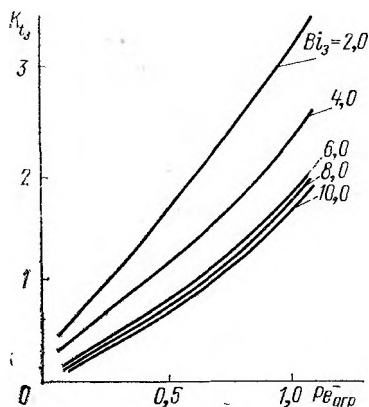
$$Re_{arp}^- = \ln \frac{\psi_V + c_n^- \rho_n^- |t_3|}{\psi_V} = \ln \left(1 + \frac{1}{K_o} \right) \quad (3.18)$$

или

$$v = \frac{a_n^-}{\delta} \ln \frac{\psi_V + c_n^- \rho_n^- |t_3|}{\psi_V} = \frac{a_n^-}{\delta} \ln \left(1 + \frac{1}{K_o} \right). \quad (3.19)$$

Как показал анализ, проведенный в работах [12, 23, 62], бурение с одновременным замораживанием горных пород при тех не-

Рис. 3.3. Результаты расчетов зависимости $K_{t_3} = f(\text{Pe}_{\text{арп}}^-)$ по формулам (3.15) и (3.21) при различных значениях Bi_3 .



значительных температурах охлаждения промывочных агентов — хладоносителей, которые в настоящее время определяются реальными условиями геологоразведочного производства, характеризуется сравнительно низкими допустимыми скоростями бурения $v \leq 1,0 \div 2,0$ м/ч и небольшой глубиной опережающего промерзания породы забоя $\delta = 0,01 \div 0,001$ м.

Поэтому в условиях, когда механическая скорость бурения не является определяющим фактором, например при замораживании отдельных талых надмерзлотных или межмерзлотных зон, при бурении в многолетнемерзлых породах эффективно применение охлажденного до отрицательных температур сжатого воздуха.

Практически для всех случаев бурения с одновременным замораживанием горных пород безразмерный критерий скорости изменяется в пределах

$$0 \leq \text{Pe}_{\text{арп}}^- < 1.$$

Это обстоятельство позволяет соответственно упростить выражение (3.15). Для этого перепишем его в виде

$$K_{t_3} = \frac{t_3 - t_{\text{арп}}}{\Delta t_n} = \frac{1 + \text{Pe}_{\text{арп}}^- / \text{Bi}_3 - \exp(-\text{Pe}_{\text{арп}}^-)}{\exp(-\text{Pe}_{\text{арп}}^-)}. \quad (3.20)$$

Разлагая в выражении (3.15) функцию $\exp(-\text{Pe}_{\text{арп}}^-)$ в ряд Тейлора и ограничиваясь членами ряда, содержащими $\text{Pe}_{\text{арп}}^-$ в нулевой и первых степенях, после преобразований получаем выражение

$$K_{t_3} = \frac{t_3 + t_{\text{арп}}}{\Delta t_n} = \frac{1 + 1/\text{Bi}_3}{1/\text{Pe}_{\text{арп}}^- + 1}. \quad (3.21)$$

Упрощенная зависимость (3.21) аналогична выражению, полученному в работе [23].

Результаты расчетов зависимости $K_{t_3} = f(\text{Pe}_{\text{арп}}^-, \text{Bi}_3)$ по формулам (3.15) и (3.21) представлены на рис. 3.3. Как видно из сравнительного анализа полученных результатов, погрешность упрощенной зависимости (3.21) не превышает 10 % в рабочем диапазоне изменения $\text{Pe}_{\text{арп}}^-$ и Bi_3 .

3.4. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ОПЫТ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ОДНОВРЕМЕННЫМ ЗАМОРАЖИВАНИЕМ ГОРНЫХ ПОРОД

Одним из первых практических опытов применения искусственного замораживания горных пород при бурении явилась экспериментальная проверка разработанного кафедрой бурения Уфимского нефтяного института под руководством М. Я. Берковича способа борьбы с катастрофическими поглощениями промывочной жидкости при бурении нефтяных и газовых скважин [Беркович М. Я., 1960 г.].

Сущность этого способа заключается в том, что непосредственно в зону катастрофического поглощения подается низкотемпературный агент, который за короткий промежуток времени охлаждает и замораживает воду в окружающих скважину породах, образуя в интервале поглощений временное водонепроницаемое ледопородное цилиндрическое кольцо. В качестве холодильного агента был использован нейтральный безопасный в техническом отношении жидкий азот, доставка которого в зону поглощения осуществлялась с помощью специальной теплоизолированной желонки, конструкция которой схематично изображена на рис. 3.4.

Промышленные испытания, проведенные в 1957—1958 гг. на скв. 315/61, 411/412, 248 конторы разведочного бурения НПУ «Ишимбайнефть», позволили сделать следующие выводы:

1) замораживание практически можно применять для ликвидации зон поглощения при температуре в скважине не более 40°C и давлении до 20 МПа;

2) замораживание может применяться без последующего цементирования или с последующим цементированием в зависимости от глубины залегания зоны поглощения и конструкции скважины;

3) максимальный эффект от применения замораживания получается при ликвидации катастрофических поглощений в пористых, кавернозных и трещиноватых породах.

Максимальный эффект от применения искусственного замораживания был получен при ликвидации катастрофического поглощения на скв. 248 в интервалах 1305—1317 и 1291—1298 м, сложенных кавернозными и трещиноватыми известняками. Здесь после двух операций по замораживанию удалось создать цементный мост и ликвидировать катастрофическое поглощение промывочной жидкости, не прекращавшееся после предпринятых до этого 10 заливок цементной смеси с общим расходом 104 т цемента. Для успешного замораживания указанных выше интервалов потребовалось доставить в зоны поглощения соответственно 100 и 70 кг жидкого азота.

В США предложен способ бурения наносов и плывунов с одновременным замораживанием последних циркулирующей в скважине охлажденной до низких отрицательных температур промывочной средой — хладоносителем (керосином или беспарафинным дизельным топливом арктического класса) [Redman D. E., 1960 г.].

Для охлаждения использован сухой лед (твердый диоксид углерода), куски которого помещались в специальной емкости, где промывочная среда — хладонотеплитель перед нагнетанием в скважину охлаждалась до температуры $-10 \div -12^\circ\text{C}$ и одновременно очищалась от выносимого из скважины мерзлого шлама. Перед началом бурения с замораживанием находящаяся в стволе скважины вода вытеснялась хладонотеплителем с положительной температурой и затем производилась прокачка низкотемпературного хладонотеплителя без углубки скважины для предварительного подмораживания окружающего массива и породы забоя.

Во избежание растепления и обвалов породы со стенок скважины во время спуско-подъемных и вспомогательных операций между рейсами и перед началом подъема снаряда прокачивался охлажденный хладонотеплитель в течение 5—10 мин. При более продолжительных перерывах в бурении время циркуляции хладонотеплителя без углубки скважины увеличивалось.

Этим способом при бурении скважины в районе Нью-Йорка была пройдена и временно закреплена в течение 10 ч толща водоносных песков, гальки, гравия и валунов мощностью 27 м. В другом случае наносы мощностью 20 м были успешно пройдены за 4,5 ч. Средний расход сухого льда и хладонотеплителя (технического керосина) при этом составил соответственно 41 и 25 кг на 1 м, а стоимость бурения 1 м — 7,43 дол.

Бурение с одновременным замораживанием горных пород ча-

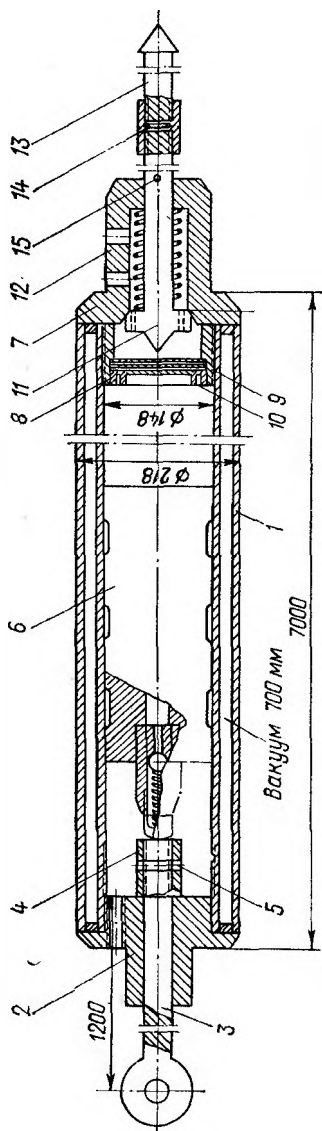


Рис. 3.4. Схема теплоизолированной желонки для доставки в скважину жидкого азота.

1 — корпус; 2 — верхняя крышка; 3 — тяга; 4 — гайка; 5 — шпилька; 6 — поршень; 7 — нижняя крышка; 8 — комплект стальных пластин; 9 — кольцевая прокладка; 10 — нажимная гайка; 11 — клапан; 12 — пружина; 13 — нижний шток; 14 — муфта; 15 — чека.

сто применялось при ликвидации осложнений, связанных с таликовыми зонами в многолетнемерзлых породах [62]. Так, в 1963 г. в Якутской АССР проводились опытные работы для выяснения возможности бурения разведочных и взрывных скважин с креплением их стенок замораживанием без спуска обсадных колонн [Волков С. А., 1959 г.]. Интервал бурения был представлен разнородными мерзлыми песками и валунно-галечниковыми отложениями с многочисленными пропластками талых водоносных песков и гравийно-галечниковых отложений. В качестве промывочной среды — хладоносителя применялся технический керосин, который охлаждался в зимних условиях в специальных поверхностных теплообменниках за счет принудительной циркуляции атмосферного воздуха с низкой отрицательной температурой. За счет этого обеспечивалось надежное замораживание и крепление без применения обсадных труб при бурении скважин глубиной до 60 м. Выход керна при этом составил 98—100 %, проходка за рейс ограничивалась только длиной колонковой трубы и достигала 6 м, средняя скорость бурения не превышала 1,5—2,0 м/ч.

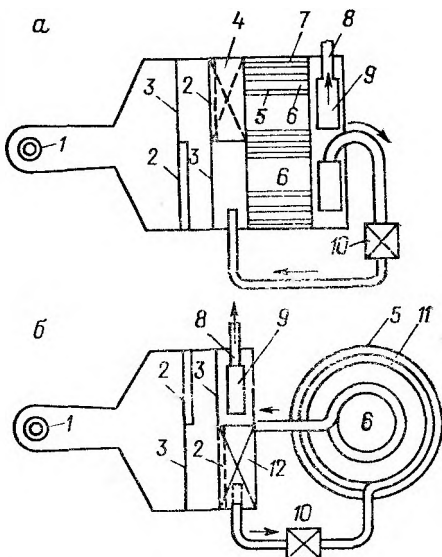
Интересен опыт применения непрерывного замораживания пород в процессе бурения для повышения качества опробования рудного интервала, представленного сильнообводненными породами типа пльвуна, который был проведен фирмой «Юнион Карбайд Ньюклир» при разведке уранового месторождения в штате Вайоминг (США).

Верхняя часть разреза до продуктивной толщи мощностью 15—50 м проходила бескерновым способом с продувкой сжатым воздухом. Перед бурением по рудному интервалу скважина закреплялась обсадными трубами, оставшаяся в скважине вода удалялась продувкой сжатым воздухом, после чего бурение продолжалось с использованием в качестве промывочной среды охлажденного до -35°C обеспарафиненного дизельного топлива.

Охлаждение дизельного топлива проводилось в специальном теплоизолированном резервуаре вместимостью $1,5 \text{ м}^3$ с помощью сухого льда. При предварительном охлаждении дизельного топлива температура -35°C достигалась в течение 20—30 мин, при этом расход сухого льда составил 180 кг (1,2 кг на 10 л дизельного топлива). После циркуляции охлажденного дизельного топлива в скважине в течение 10 мин породы, представленные рыхлыми обводненными песками с включениями гравия и гальки крупностью до 100 мм, так замораживались, что приобретали монолитность и прочность скальных пород. В процессе бурения по рудному интервалу расход хладоносителя составлял 40—45 л/мин, температура его на выходе из скважины колебалась в пределах $-12 \div -15^{\circ}\text{C}$, а давление на выходе насоса было 1,4—1,8 МПа. Применялся алмазный породоразрушающий инструмент диаметром 120 мм. Наилучшие результаты были достигнуты при использовании коронок с алмазами крупностью 30 шт/кар. Максимальная скорость бурения не превышала 1,5 м/ч. При этом отдельные крупные включения разрезались коронкой без нарушения моно-

Рис. 3.5. Схема охлаждения бурового раствора и очистки его от шлама при бурении с замораживанием (а) и в мерзлых породах (б).

1—муфта с кольцевой замаской; 2—слив; 3—перегородки; 4—подвижное сито; 5—трубы; 6—рассол (лед или снег); 7—подвижной охлаждающий отсе́к; 8—шланг для отсоса шлама; 9—фильтр; 10—насос; 11—теплоизолированный бак; 12—решетка.



литности как стенок скважины, так и керна. Нормальным считался выход керна 98 %. На бурение 10-метрового интервала было затрачено 1000 кг сухого льда и приблизительно 3 т дизельного топлива, часть которого после окончания бурения можно было извлечь из скважины.

На рис. 3.5 изображена принципиальная схема охлаждения бурового раствора и очистки его от шлама при бурении скважины с замораживанием или в мерзлых породах, применяемая в США и Канаде.

Возможность эффективного применения искусственного замораживания для отбора проб из слабосвязных и несвязных влагонасыщенных горных пород и грунтов при проведении инженерно-геологических изысканий связана с тем, что при определенном режиме замораживания их естественная структура и влажность остаются без изменения, а прочностные свойства существенно увеличиваются, облегчая процесс опробования [62]. Для этих целей как в СССР, так и за рубежом были предприняты попытки изготовления разнообразных по конструкции термогрунтоносов [Васильев А. В., 1968 г.]. В качестве хладоносителей в термогрунтоносах использовались охлажденные до отрицательных температур растворы солей, фреоны (хладоны), сухой лед. Продолжительность замораживания образцов составляла несколько часов.

Ю. М. Абелевым для отбора образцов пльвунов применялись специальные термогрунтоносы с внутренним диаметром 120 мм и наружным 146 мм. В качестве хладоносителя в термогрунтоносах использовался рассол с температурой $-3,4^{\circ}\text{C}$, продолжительность замораживания образцов составила 5 ч [23].

Незначительный объем экспериментальных и производственных данных по бурению скважин с замораживанием горных пород, трудности в получении подробной информации о зарубежных работах в этом направлении потребовали проведения дополнительных исследований и опытно-конструкторских разработок с целью определения области рационального применения рассматриваемого способа, совершенствования его технических средств

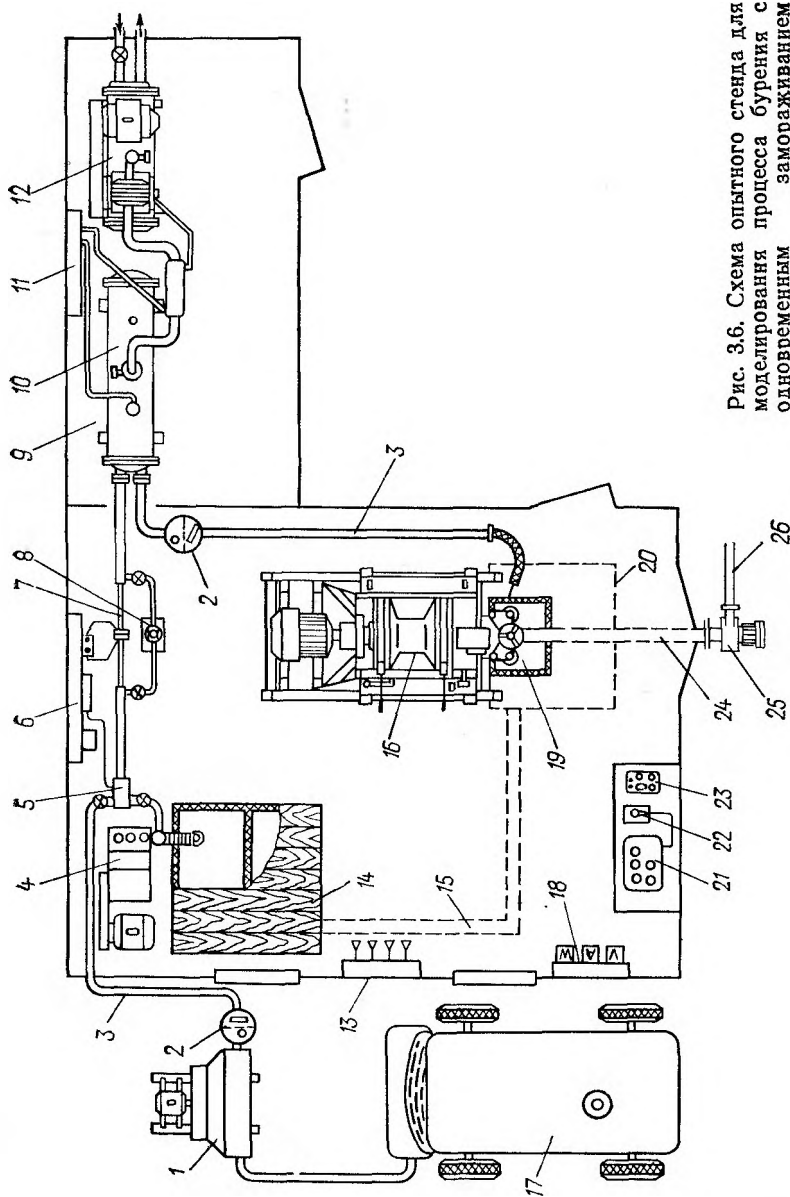


Рис. 3.6. Схема опытного стенда для моделирования процесса бурения с одновременным замораживанием пород.

1 — ребрasto-трубчатый теплообменник KB-30 с диффузором и осевым вентилятором МЦ № 4; 2 — инерционные влагомаслоотделители, оснащенные манометром и термометром; 3 — нагревательный трубопровод; 4 — наос для промывочных жидкостей НВУ-1М; 5 — смеситель для аэрации жидкости; 6 — приборный щит для измерения и регистрации расхода и давления промывочной среды; 7 — намерительный участок с «диафрагмой в четверть кру-

газ; 8 — расходомер постоянного перепада РВ-4; 9 — помещение для фреоновой пароконденсационной холодильной машины АК-2ФВ-30/15; 10 — кожухотрубный испаритель ИТР-18; 11 — щит управления холодильной машиной; 12 — компрессорно-конденсаторный агрегат водяного охлаждения с фреоново-вым компрессором ФВ-12; 13 — магнитная станция; 14 — теплоизолированный зумпф с двумя отделениями; 15 — желобная система; 16 — буровой станок ЗИФ-300М с системой автоперехвата АПМ-300; 17 — компрессорная станция ЗИФ-51; 18 — щит электроприборов; 19 — блок породы в теплоизолирующей ящике; 20 — бетонированный шурф; 21 — потенциометр Р-306; 22 — многоточечный переключатель; 23 — реохордный мост Р-308; 24 — лакающая линия; 25 — центробежный вытяжной вентилятор; 26 — магистраль к пылеуловителю.

и технологических приемов, повышения эффективности использования в конкретных горно-геологических условиях.

В связи с необходимостью решения проблемы таликовых и подмерзлотных зон при бурении разведочных скважин на россыпных месторождениях Севера и Северо-Востока СССР в середине 60-х годов в Ленинградском горном институте и в Тульском отделе экспериментальных исследований Центрального научно-исследовательского геологоразведочного института (ЦНИГРИ) были начаты исследования по разработке способа бурения с одновременным замораживанием горных пород [23]. Первые результаты экспериментальных исследований подтвердили основные теоретические положения о возможности использования в качестве промывочной среды охлажденного до низких отрицательных температур сжатого воздуха, определили ограниченность области его эффективного применения, а также перспективность и преимущества использования жидкостных очистных агентов — хладоносителей.

Процесс твердосплавного и алмазного бурения с опережающим забой замораживанием влажных и обводненных горных пород экспериментально исследовался в ЛГИ на специально оборудованном для этих целей стенде, включающем в себя буровой станок, промывочный насос, систему циркуляции и охлаждения промывочной среды, контрольно-измерительную аппаратуру (рис. 3.6).

В качестве промывочной среды — хладоносителя использовали сжатый воздух, водные растворы NaCl и CaCl_2 , летнее и зимнее дизельные топлива, технический керосин. Система охлаждения промывочной среды предусматривала использование как компрессорно-испарительного агрегата АК-2ФВ-30/15 холодопроизводительностью от 17,5 до 35 кВт, с кожухотрубным испарителем ИТР-8, так и специальной теплоизолированной емкости с твердой углекислотой (сухой лед). Бурение велось по блокам искусственно приготовленных пород, гранулометрический состав и основные физико-механические свойства которых приведены в табл. 3.2.

Температура в блоках породы измерялась на разных расстояниях от забоя и оси скважины с помощью хромель-копелевых термопар и лабораторных жидкостных термометров с точностью до 0,5 °C.

В процессе экспериментального бурения по блокам искусственно приготовленных пород исследовались особенности применения в качестве очистных

Состав и свойства искусственных пород

Наименование пород	Гранулометрический состав, %			Влажность, %	Пористость, %	Плотность скелета, кг/м ³	Объемная масса, кг/м ³
	2,0 мм	2,0—0,2 мм	0,2 мм				
Среднезернистый песок	—	90	10	15	25	2650	2040
Разнозернистый песок с гравием	20	70	10	15	30	2700	2130

агентов различных хладоносителей и возможности их охлаждения в процессе бурения с одновременным замораживанием, а также влияние на эффективность замораживания влажных пород различного гранулометрического состава, основных технологических параметров режима бурения, теплофизических свойств и температуры хладоносителя.

Результаты многочисленных опытов полностью подтвердили основные теоретические положения, лежащие в основе исследуемого способа бурения, и показали решающее влияние на эффективность его технологии таких факторов, как качество, расход, температура промывочной среды — хладоносителя, влажность породы и механическая скорость бурения.

Так, применение сжатого воздуха, охлажденного до температуры -20°C , обеспечивало опережающее промораживание влажных пород на глубину до 1 мм только при весьма малых механических скоростях бурения, не превышающих 0,25 м/ч. При встрече на забое крупных включений гравия резко возрастала мощность на разрушение породы и связанное с этим выделение тепла в зоне забоя, что практически прекращало промораживание породы и часто вызывало процесс «сальникообразования». При этом, как правило, керн разрушался, но стенки скважины выше забоя промораживались и сохраняли устойчивость после подъема снаряда.

При использовании солевых растворов (NaCl , CaCl_2 в воде) с температурой от -5 до -16°C процесс замораживания пород осложнялся диффузионным обменом, в результате которого проникновение растворимых солей во влажную породу препятствовало замерзанию последней. С учетом этого обстоятельства, а также из-за повышенной коррозионной активности, был сделан вывод о нецелесообразности применения солевых растворов при бурении с замораживанием.

При испытании охлажденных до отрицательных температур углеводородных жидкостей было установлено, что обычное дизельное топливо при бурении с замораживанием можно охлаждать до температуры $-10 \div -15^{\circ}\text{C}$, так как при более низких температурах начинают интенсивно выделяться частицы и сгустки тяжелых парафинистых фракций углеводородов.

Наилучшие результаты были получены при экспериментах с беспарафинным дизельным топливом арктического класса и техническим керосином (топливом самолетным ТС-1), которые оказались технически применимыми при охлаждении до $-45 \div -50^\circ\text{C}$. На их основе возможно приготовление разнообразных низкотемпературных очистных агентов — хладоносителей.

Наиболее просто и экономически эффективно достаточно глубокое охлаждение промывочной среды — хладоносителя в простейшем смесительном теплообменнике в результате непосредственного контакта и сублимации в жидкости «сухого льда» — твердого диоксида углерода CO_2 . Сухой лед в широких масштабах производится промышленностью.

Свойства сухого льда (углекислоты)

Молекулярный вес	44
Газовая постоянная, Дж/(кг·°C)	189
Плотность промышленного сухого льда, кг/м ³	1400
Температура плавления, °C	-56,6
Температура кипения (сублимации), °C	-78,5
Скрытая теплота сублимации, Дж/кг	$5,74 \cdot 10^5$
Скрытая теплота плавления, Дж/кг	$1,9 \cdot 10^5$
Общая холодопроизводительность, Дж/кг	$6,41 \cdot 10^5$

Теплоизоляция поверхностей обвязки и бурового снаряда существенно улучшают процесс охлаждения промывочной среды и эффективность использования хладоносителя. Как показали результаты экспериментальных исследований, при этом примерно вдвое сокращаются сроки предварительного охлаждения промывочной среды, обеспечивается более низкая температура ее в зоне забоя скважины и существенно снижаются затраты, связанные с использованием искусственного холода.

Результаты экспериментального бурения с замораживанием по блокам искусственных пород с целью получения керна с ненарушенными первоначальной структурой и физико-химическим составом позволили сделать следующие выводы.

1. Минимальная температура породы в процессе бурения с замораживанием отмечалась на поверхности подвижного забоя скважины.

2. Зона изменения температуры пород в направлении перемещения забоя остается приблизительно постоянной и не превышает 10 мм.

3. При температуре промывочной среды — хладоносителя -25°C и расходе его не менее 20 л/мин во всех опытах при механической скорости до 1 м/ч достигался полный выход керна влагонасыщенного песка и обеспечивалось надежное закрепление стенок скважины.

4. С увеличением размеров обломочных включений результаты бурения ухудшались из-за механических разрушений ледопородной корки, связанных с повышением крутящего момента при разрушении породы забоя и соответствующим дополнительным выделением тепла на забое.



Рис. 3.7. Керн влагонасыщенного разнозернистого песка с включением гравия и гальки, полученный при бурении с замораживанием в лабораторных условиях.

5. Важную роль при бурении с одновременным замораживанием играет характер процесса разрушения пород, определяемый прежде всего механическими свойствами и геометрией резцов породоразрушающего инструмента, окружной скоростью их перемещения, удельной осевой нагрузкой и равномерностью подачи снаряда при бурении.

На рис. 3.7 представлена фотография керна, полученного при бурении с одновременным замораживанием влагонасыщенных разнозернистых песков с включением гравия и гальки. Извлеченный из колонковой трубы керн представлял собой монолитную твердую породу типа песчаника. Отдельные куски гравия и гальки были разбурены на части без выкрашивания последних из керна и из стенок скважины.

Для проведения экспериментальных исследований процесса бурения с одновременным замораживанием горных пород в условиях, близких к производственным, на опытном стенде была пробурена и закреплена обсадными трубами диаметром 146 мм скважина глубиной 13,6 м. Скважина прошла через рыхлые четвертичные отложения, представленные супесями и суглинками с включением гравия, гальки и валунов до 20 %, и на глубине 13,6 м встретила сильнообводненные пески (пльвун), мощность которых вместе с небольшими пропластками суглинков и глин по имеющимся данным составляет 30—40 м. С целью изоляции пльвуна от вышележащих пород был проведен затрубный цементный тампонаж обсадной колонны. Устье скважины было оборудовано специальным патрубком с отводной трубой, по которой промывочная среда направлялась в отстойные желоба циркуляционной системы опытного стенда.

Для вытеснения и замены находившегося в скважине бурового раствора промывочная среда — хладоноситель (арктическое ди-

зельное топливо) подавалась в скважину при температурах от $+1$ до -3°C . После заполнения циркуляционной системы скважины хладоносителем для замораживания пород в зоне забоя производилась непрерывная его циркуляция в течение 1 ч с понижением температуры до -14°C . Перед началом экспериментального бурения в процессе холостого вращения снаряда при номинальном расходе промывочной среды — хладоносителя определялось время стабилизации температуры в циркуляционной системе.

Экспериментальное бурение велось при частоте вращения бурового снаряда 102 об/мин рейсами по 0,5—1,0 м с осевой нагрузкой, обеспечивающей изменение механической скорости бурения в пределах 0,2—1,0 м/ч. Расход промывочной среды составлял в среднем 25 л/мин, температура на входе в скважину колебалась в пределах $-11 \div -20^{\circ}\text{C}$. Температурный перепад в скважине при скорости бурения 0,5 м/ч составил в среднем 70°C , что приблизительно соответствовало холодопроизводительности системы 5,8 кВт. Как правило, в начальный период бурения температурный перепад был максимальным, затем он несколько снижался и оставался приблизительно постоянным при неизменном режиме бурения.

В процессе экспериментального бурения с одновременным замораживанием пород типа пльвуна удалось успешно пройти скважину в интервале 13,6—18,3 м. Устойчивость стенок скважины сохранялась в течение 10 ч после прекращения циркуляции хладоносителя.

Экспериментальная оценка способа бурения с одновременным замораживанием пород в полевых условиях была проведена совместно с Ленинградской комплексной геологоразведочной экспедицией ПГО «Севзапгеология» при разведке Кингисеппского месторождения фосфоритов. Методика проведения полевых исследований преследовала цель практически оценить в процессе бурения режим охлаждения промывочной среды с помощью сухого льда, выяснить характер влияния основных параметров режима бурения, температуры хладоносителя на механическую скорость, рейсовую проходку, выход и качество керна, состояние стенок скважины, полноту очистки забоя от шлама, а также оценить работоспособность специальных технических средств.

На первом этапе проводилось опытное бурение скважин малого диаметра для оценки качества опробования по керну продуктивной толщи, представленной обводненными оболовыми песками и слабосцементированными песчаниками. Для оценки достоверности опробования продуктивной толщи экспериментальные скважины бурились в непосредственной близости от борта отрабатываемого карьера. Это позволяло сопоставлять результаты химанализа керновой пробы с бороздовой, взятой из расчистки для аналогичного интервала.

Опытное бурение велось установкой УПБ-25. Для сопоставления экспериментальных данных и уточнения геологического разреза предварительно была пробурена скважина по обычной при

разведке данного месторождения технологии: с промывкой водой по вмещающим породам и «всухую» по продуктивной толще.

При опытной бурении вмещающие породы до продуктивной толщи в интервале 0—2,5 м, представленные четвертичными отложениями и известняками, бурились бескерновым способом шнеком с двухлопастным долотом диаметром 76 мм и закреплялись обсадной трубой диаметром 73 мм с подбашмачным тампонажем глиной. Устье скважины оборудовалось специальным теплоизолированным тройником, который с помощью гибкого соединительного шланга подсоединялся к теплоизолированной емкости — отстойнику, где охлаждалась промывочная среда — хладоноситель перед подачей в бурильную колонну с помощью плунжерного насоса 1НБ-8. Схема расположения оборудования и обвязки устья скважины представлена на рис. 3.8.

В качестве хладоносителя использовался технический керосин, охлаждавшийся с помощью «сухого льда». Куски льда помещались на металлическую решетку в первых двух секциях теплоизолированной емкости, где одновременно с охлаждением керосина происходило осаждение выносимого из скважины бурового шлама. В третьей секции емкости, куда охлажденный керосин поступал через многочисленные отверстия в вертикальной металлической перегородке, помещался конец всасывающего шланга с сетчатым фильтром и обратным клапаном.

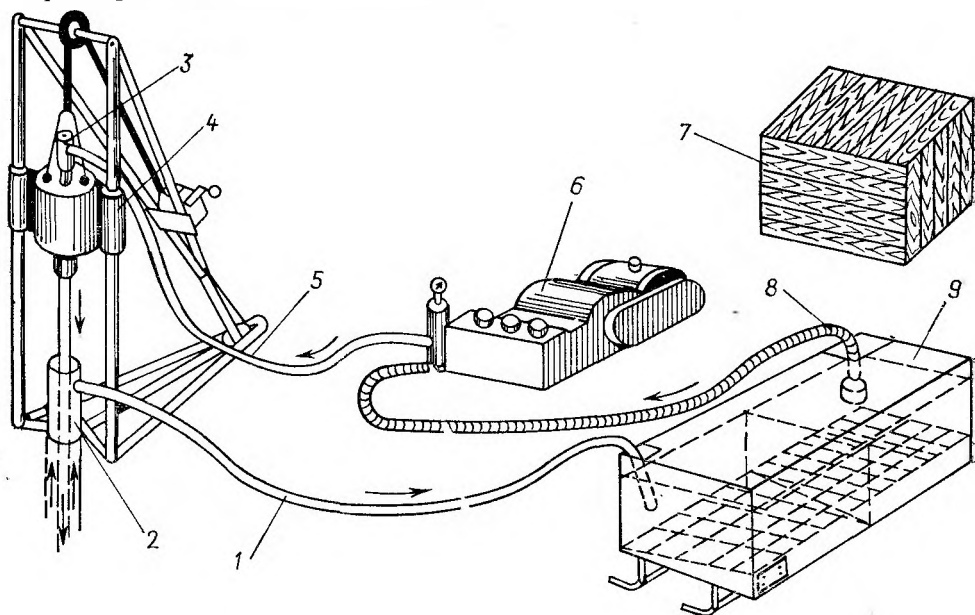


Рис. 3.8. Схема расположения оборудования и поверхностной обвязки при неглубоком бурении с замораживанием горных пород.

1 — отводной рукав; 2 — кондуктор; 3 — промывочный сальник; 4 — подвижный вращатель; 5 — напорный рукав; 6 — насос; 7 — теплоизолированная емкость; 8 — всасывающий шланг; 9 — отстойник-охладитель циркуляционной среды.

Холодопотери теплоизолированной емкости при охлаждении 150 кг керосина до температуры -35°C и наружной температуре атмосферного воздуха $+10^{\circ}\text{C}$ не превышали 17,5 Вт. Сухой лед транспортировался и хранился в теплоизолированном контейнере, вмещающем 12 блоков сухого льда размерами $0,2 \times 0,2 \times 1,0$ м общей массой 500 кг. Потери льда на испарение при хранении в летний период в контейнере не превышали 5 % в сутки.

На предварительное охлаждение 150 кг технического керосина (около 170 л) в теплоизолированной емкости от $+12$ до -35°C в среднем расходовалось 20 кг сухого льда и требовалось 25—30 мин.

Экспериментальное бурение по продуктивной толще проводилось одинарным колонковым снарядом диаметром 57 мм и длиной 1,5 м с твердосплавной буровой коронкой типа СМ-2 диаметром 59 мм. Перед началом бурения вода из скважины вытеснялась хладоносителем, который затем циркулировал при номинальной отрицательной температуре ($-30 \div -35^{\circ}\text{C}$ на входе в скважину) в течение 10—20 мин для надежного промораживания пород вокруг башмака обсадной трубы с целью предотвращения возможных утечек хладоносителя. Надежная изоляция ствола скважины от водоносных горизонтов над продуктивной зоной необходима для успешного процесса бурения с одновременным замораживанием.

В процессе предварительной прокачки температура хладоносителя в циркуляционной системе быстро стабилизировалась, разница между температурами поступающего в скважину и выходящего из скважины потоков уменьшалась до $10 \div 15^{\circ}\text{C}$.

Бурение с одновременным замораживанием пород продуктивной толщи велось на частотах вращения снаряда 100 и 270 об/мин. Механическая скорость регулировалась осевой нагрузкой и изменялась в процессе опытного бурения от 0,5 до 3,0 м/ч в зависимости от условий промерзания породы в зоне забоя. Последние определялись по характеру выноса шлама: резкое увеличение его количества в потоке свидетельствовало о неудовлетворительном промерзании пород в зоне забоя и размыве их циркулирующей жидкостью. В этом случае осевая нагрузка на коронку снижалась, скорость бурения уменьшалась до значения, при котором вынос шлама резко снижался, что свидетельствовало об увеличении глубины опережающего промерзания породы забоя, обеспечивающей достаточную прочность цементирования льдом стенок скважины и керна.

После окончания бурения перед подъемом снаряда из скважины производилась циркуляция хладоносителя без углубки забоя в течение 5—7 мин с целью большего промерзания и повышения монолитности керна. КERN извлекался из колонковой трубы в виде отдельных кусков длиной 0,10—0,20 м, сцементированных по наружной поверхности льдом, с неизменными структурными и текстурными особенностями. Общий выход керна из-за частых изменений режима бурения и низкой влажности песков, частично осушенных пройденным рядом карьером, составил 75 %.

Таблица 3.3

Результаты химического анализа
кернах и бороздовых проб

Определяе- мые компоненты	Содержание компонентов, %	
	в керне скважины	в бороздо- вой пробе
P ₂ O ₅	11,20	11,00
	0,34	0,35
MgO	16,24	16,20

Анализ результатов химического анализа проб, отобранных из мерзлого керна и бороздовым способом из борта карьера в непосредственной близости от пробуренной скважины (табл. 3.3), подтверждает достоверность кернового опробования при бурении с одновременным замораживанием пород продуктивной толщи.

Сохранение естественной структуры и текстуры породы в образцах керна при бурении с одновременным замораживанием

позволяет четко выделять в продуктивной толще среди обводненных оболочковых песков линзы и пропластки слабосцементированных песчаников, что практически не удается сделать при бурении обычным способом. Расчленение продуктивной толщи по литологическому составу слагающих ее пород очень важно при отработке месторождений открытым способом, и особенно при разработке нового геотехнологического способа извлечения полезного ископаемого — гидродобычи.

Для определения эффективности разрабатываемого способа бурения скважин при разведке и оконтуривании площади для проведения работ по гидродобыче полезного ископаемого было проведено опытно-производственное бурение на южном участке Кингисеппского месторождения фосфоритов [23, 62]. Бурение велось самоходной установкой АВБТМ-100 с вращателем роторного типа, циркуляция промывочной среды — хладоносителя осуществлялась насосом НГР-250/50. Обвязка устья скважины, включая рабочую шестигранную бурильную трубу, теплоизолировалась. Буровой снаряд состоял из одинарного колонкового набора диаметром 89 мм с твердосплавной коронкой типа СА диаметром 93 мм и стальных бурильных труб диаметром 50 мм с муфто-замковыми соединениями.

Во всех случаях опытного бурения четвертичные отложения (пески, суглинки с галькой и гравием), перекрывающие продуктивную толщу ордовикские песчаники и известняки закреплялись и надежно изолировались обсадными трубами диаметром 127 мм на глубину 5—7 м и 108 мм на глубину 15—20 м с обязательным подбашмачным тампонажем глиной. В башмаке обсадной колонны устанавливалась деревянная пробка.

Перед началом бурения с одновременным замораживанием пород продуктивной толщи циркуляционная система скважины заполнялась хладоносителем (техническим керосином), температура которого в течение 15—20 мин предварительной циркуляции понижалась в теплоизолированной емкости — холодильнике до —30°С. За это время вокруг обсадной колонны в призабойной зоне скважины образовывалась прочная и водонепроницаемая ледопород-

ная перемычка, обеспечивающая надежную изоляцию ствола скважины от вышележащих водоносных пород после разбуривания пробки.

Бурение по продуктивной толще велось на скоростях I—II вращения ротора (52 и 108 об/мин), максимальная осевая нагрузка на коронку не превышала 4,0 кН, расход промывочной среды колебался от 25 до 40 л/мин, температура керосина на выходе из скважины изменялась в пределах $-10 \div -4^{\circ}\text{C}$, механическая скорость бурения составляла 0,5—4,0 м/ч и регулировалась по количеству выносимого из скважины шлама (при увеличении выноса шлама скорость бурения снижалась, при уменьшении — повышалась). Во всех случаях бурение продуктивной толщи, средняя мощность которой составляла 3 м, старались выполнить одним рейсом. Керн в конце рейса заклинивали затиркой «всухую».

По результатам опытного бурения с учетом предварительного охлаждения хладоносителя расход сухого льда составил 28 кг, а расход технического керосина 30 кг на 1 м бурения с одновременным замораживанием пород продуктивной толщи.

Основные технико-экономические показатели опытного бурения с одновременным замораживанием на Кингисеппском месторождении фосфоритов приведены в табл. 3.4.

Типичными осложнениями при бурении с одновременным замораживанием горных пород явились: образование сальников выше колонковой трубы и связанные с ними прихваты и затяжки снаряда при извлечении; потери промывочной среды — хладоносителя из-за снижения качества изоляции обсадной колонны; частичное разрушение и заклинивание керна в колонковой трубе при повышении механической скорости бурения и температуры хладоносителя в зоне забоя; снижение выхода керна при бурении в породах с низкой влажностью и при применении для извлечения керна затирки «всухую».

Выявилась целесообразность применения при бурении с одновременным замораживанием теплоизолированного бурового снаряда и более эффек-

Таблица 3.4

Основные технико-экономические показатели экспериментального бурения на Кингисеппском месторождении фосфоритов

Показатели	Тип буровой установки	
	УПБ-25	АВБТМ-100
Интервал бурения, м	2,5—5,0	16,7—19,7
Диаметр бурения, мм	59	93
Проходка за рейс, м	0,62	3,0
Механическая скорость, м/ч	0,5—3,0	1,0—3,5
Расход сухого льда, кг/м	15	25
Расход керосина, кг/м	10	30

этой цели в настоящее время можно использовать специальные теплоизоляционные покрытия, обладающие антикоррозионными и гидрофобными свойствами [23].

Опытное бурение с замораживанием в производственных условиях подтвердило справедливость теоретических положений и показало целесообразность продолжения дальнейших разработок в этом направлении.

Применительно к условиям месторождений фосфоритов Ленинградской области и Эстонской ССР, а также аналогичным им по горно-геологическим условиям другим месторождениям, важнейшим преимуществом бурения с замораживанием является повышение достоверности кернового опробования по скважинам, возможность резкого уменьшения диаметра скважин при одновременном повышении выхода и качества керна.

Применение холода для замораживания горных пород на различных этапах сооружения скважин в связи с постоянным совершенствованием и разработкой новых эффективных криогенных средств является многообещающим направлением развития буровой техники и технологии.

Так, при использовании надежно теплоизолированной колонны возможно эффективное бурение с одновременным замораживанием буримых слабосвязных влажных и обводненных пород при использовании в качестве хладоносителя сжиженного газа, например жидкого воздуха или азота. В работе [23] рассматривается возможность бурения скважин самоходной установкой АГУ-8АК с емкостью высокого давления, вмещающей 4,5 т жидкого азота. Емкость снабжена редукционным клапаном и оборудована системой подогрева, обеспечивает получение из жидкого азота холодного газа с давлением до 22 МПа в количестве до 6 м³/мин. Запас жидкого азота достаточен для бурения с замораживанием в самых неблагоприятных геологических условиях интервала в несколько десятков метров.

Перспективной является также разработка разнообразных по конструкции скважинных термогрунтоносов [62] для отбора высококачественных проб с ненарушенными структурными и текстурными характеристиками из влажных и обводненных пород типа пльвуна. С помощью этих устройств производится поверхностное или полное промораживание отбираемых образцов в процессе теплообмена с находящимся внутри термогрунтоноса хладагентом. Последним может служить жидкий азот, сухой лед. В качестве промежуточной теплообменной среды — хладоносителя можно использовать охлаждаемую в устройстве тем или иным способом незамерзающую (низкотемпературную) жидкость типа технического керосина или дизельного топлива арктических классов.

БУРЕНИЕ СКВАЖИН В СНЕЖНО-ФИРНОВЫХ И ЛЕДОВЫХ ТОЛЩАХ

4.1. ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ В ЛЕДНИКОВЫХ ОБЛАСТЯХ

Обширная область распространения современного оледенения нашей планеты сосредоточена в ее приполярных и высокогорных районах и занимает площадь свыше 15,5 млн. км² или около 10 % поверхности суши. Общий объем льда, мощность которого в таких обширных покровных ледниках, как Антарктический и Гренландский, свыше 1000 м, достигает почти 28 млн. км³, что составляет приблизительно 70 % запасов всей пресной воды на Земле [52].

Изучение современных ледников и ледниковых покровов имеет первостепенное значение для познания природы оледенения Земли в целом, а также многих других глобальных явлений природы. В то же время, ледниковые области — это наименее изученные районы с практически не выявленными природными богатствами, но весьма перспективные в смысле их возможного обнаружения и комплексного освоения в обозримом будущем. Гляциологические исследования в этих областях земного шара имеют важнейшее значение, поскольку мощные ледовые толщи определяют все особенности окружающей среды и многие трудности ее освоения.

В последние десятилетия интенсивные исследования развернулись по изучению самого обширного на нашей планете ледникового покрова Антарктиды, роль которого в формировании климата и водного баланса земного шара, в механизме энергетических связей с другими природными процессами Южного полушария и Земли в целом все яснее проявляется по мере развития планетарной геофизики. Ведущие государства мира с каждым годом все больше средств вкладывают в проведение комплексных исследований в этом районе, стремясь здесь из-за сложности организации и высокой стоимости проведения работ к более тесному международному сотрудничеству, к кооперированию исследований и концентрации усилий на тематических проектах.

Основные советские исследования в области антарктической гляциологии связаны в последние годы с Международным антарктическим гляциологическим проектом (МАГП), главными задачами которого являются изучение режима и условий формирования ледникового покрова, реконструкция разных стадий его развития, исследование его взаимодействия с атмосферой и Мировым океаном, выяснение явлений природного и антропогенного

происхождения, запечатленных в тысячеметровых толщах низкотемпературного льда центральных районов Антарктиды [2, 7, 13, 19, 43].

Успешное решение поставленных задач оказалось возможным благодаря созданию и внедрению в практику полевых гляциологических исследований новых методов и технических средств, среди которых особое место по информативности и комплексности изучения занимает бурение скважин с отбором проб льда, жидкости и газа. Комплексные исследования извлеченного с различных глубин керна льда, газообразных, жидкостных и других проб в сочетании с последующими геофизическими измерениями и наблюдениями в скважинах позволяют изучать закономерности накопления и движения ледовых масс, сложные процессы их взаимодействия с подстилающим горным массивом, атмосферой и океаном, влияние климатических условий на процесс формирования и развития ледников и т. д. Большую ценность для изучения истории развития Земли представляют накопленные в течение десятков и сотен тысячелетий и сохранившиеся в низкотемпературном льду практически без изменений различные включения земного и внеземного происхождения: пузырьки древнего воздуха, вулканический пепел, метеоритные частицы, земная и космическая пыль, пыльца, споры, бактерии и др.

Бурение скважин в перекрывающих земную поверхность снежно-фирновых и ледовых отложениях быстро приобретает прикладное значение для геологического изучения, инженерных изысканий, промышленного и хозяйственного освоения полярных и высокогорных районов. Однако эти районы Земли как потенциальные объекты практической деятельности человека в ближайшем будущем характеризуются неповторимым сочетанием неблагоприятных условий: почти сплошной ледяной покров на суше и тяжелые льды на шельфе, низкие отрицательные температуры, чрезвычайная удаленность от пунктов снабжения, специфические транспортные условия, полное отсутствие инфраструктуры и др.

Поэтому, несмотря на техническую возможность применения традиционных механических способов бурения с использованием бурильных труб для передачи энергии породоразрушающему инструменту и обеспечения циркуляции промывочной среды для очистки забоя скважины от продуктов его разрушения, специфические условия проведения работ требуют создания новых технологий, технических средств и организационных структур бурения для этих районов.

Удовлетворяющий этим специфическим условиям способ бурения при минимальных размерах, массе и энергетических затратах оборудования должен обеспечивать возможность проходки скважин глубиной от несколько сотен до 3—4 тыс. м с полным отбором керна достаточно большого диаметра (до 125 мм). Отечественными и зарубежными исследователями эта проблема решается путем создания облегченных передвижных и стационарных установок с комплектом спуско-подъемного оборудования для ра-

боты с полуавтономными колонковыми электромеханическими или электротепловыми снарядами на грузонесущем кабеле [2, 19, 20].
Электротепловой колонковый буровой снаряд обладает тем преимуществом, что он не вращается и не требует сложной системы восприятия реактивного момента, отличается простотой конструкции и обслуживания, надежностью в эксплуатации и длительным сроком работы.

Тепловой метод бурения плавлением скважин был успешно опробован еще в конце прошлого столетия при изучении альпийских ледников и в настоящее время получил широкое распространение при гляциологических исследованиях, проводимых как в Арктике, так и в Антарктиде.

В основе теплового метода бурения плавлением скважин в снежно-фирновых и ледовых отложениях лежат специфические свойства льда как горной породы, заключающиеся прежде всего в низкой температуре его плавления и сравнительно невысоких затратах энергии на фазовый переход воды из твердого в жидкое состояние.

Плавление льда в процессе бурения может осуществляться как за счет конвективного теплообмена с высокотемпературным потоком жидкости или газа, так и за счет контакта с твердой поверхностью нагревательного устройства (теплового пенетратора). Известны случаи практического использования при бурении скважин во льду горячей воды, перегретого пара [2, 72, 73] и высокотемпературных продуктов сгорания, получаемых в специальных воздушно-бензиновых или воздушно-керосиновых горелках [2, 72, 79]. Высокотемпературные газовые или жидкостные потоки не только расплавляют или испаряют лед в зоне забоя, но и выносят продукты фазовых превращений на поверхность, оплаывая стенки скважины. Однако эффективность данного варианта теплового способа бурения резко падает с увеличением глубины скважины, в низкотемпературных толщах льда и при необходимости получения высококачественного керна.

Более широкое распространение при бурении скважин в снежно-фирновых и ледовых отложениях получило контактное бурение плавлением с помощью специальных термобуровых снарядов. Простейший термобуровой снаряд представляет собой цилиндрический корпус с электрическим нагревательным устройством (тепловым пенетратором) на рабочем торце. Снаряд спускается в скважину на специальном грузонесущем кабеле, по которому с поверхности подается электрическая энергия. При колонковом бурении для получения керна нагревательное устройство (пенетратор) выполнено в форме кольца, а в состав снаряда дополнительно включается полая тонкостенная керноприемная труба. Предельная простота и надежность конструкции и технологии бурения плавлением такими снарядами в снежно-фирновых (пористых) отложениях были достигнуты благодаря тому, что образующаяся на забое при плавлении вода через поры уходит в окружающий

скважину массив, закрепляя стенки скважины при последующем замерзании и оставляя скважину практически сухой [22].

С увеличением глубины бурения происходит изменение структуры снежно-фирновой толщи и переход ее в плотный, непроницаемый лед, при этом образующаяся в процессе плавления вода накапливается в призабойной зоне, условия теплопередачи к поверхности забоя ухудшаются, а тепловые потери, связанные с перегревом воды, вынужденным увеличением диаметра скважины и отводом тепла в окружающий скважину ледовый массив, возрастают. Скорость бурения резко падает, керн сильно и неравномерно оплавляється: вода, поднимаясь выше нагревательного устройства, начинает замерзать на стенках скважины. При низких естественных температурах ледовой толщи происходит сужение ствола скважины и даже примерзание снаряда к ее стенкам, что осложняет его извлечение и часто приводит к серьезным авариям. С целью бурения в этих условиях глубоких скважин возникает необходимость в разработке системы удаления талой воды из зоны забоя и заполнения скважины специальным незамерзающим раствором (антифризом) для создания необходимого противодавления на стенки скважины с целью поддержания их длительной устойчивости. Все это в значительной степени усложняет конструкцию термобуровых снарядов и технологию бурения плавлением, требует применения специального поверхностного оборудования и аппаратуры для управления процессами плавления льда и очистки забоя скважины от талой воды, а также производства спуско-подъемных операций.

Учитывая, что при глубоком бурении возникает необходимость в заполнении скважины незамерзающим раствором для поддержания длительной устойчивости ее ствола, а также в бурении подстилающих ледовый массив горных пород, более общим решением поставленной задачи является разработка высокопроизводительного электромеханического колонкового бурового снаряда на грузонесущем кабеле с системой призабойной местной циркуляции и внутренним шламосборником.

Плановое и целенаправленное создание технических средств и технологических приемов бурения льда в нашей стране было начато в Советской антарктической экспедиции в конце 50-х годов и получило свое дальнейшее развитие в 60—80-х годах в работах коллективов Арктического и Антарктического научно-исследовательского и Ленинградского горного институтов.

Если к настоящему времени разработку техники и технологии бурения плавлением скважин с помощью колонковых термобуровых снарядов на грузонесущем кабеле в ледовых толщах можно считать практически освоенной, то наиболее сложная по условиям задача бурения скважины через всю ледниковую толщу в центральной части Восточной Антарктиды (ст. Восток, мощность ледника около 4000 м) и проникновения в подстилающие горные породы еще требует своего окончательного решения.

4.2. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И РАСЧЕТ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ СКВАЖИН ПЛАВЛЕНИЕМ

Отличительными особенностями технологии бурения скважин плавлением горных пород, включая снежно-фирновые и ледовые толщи, являются высокая концентрация в зоне забоя тепловой энергии, эффективная ее передача породе (снегу, фирну, льду) для обеспечения заданной скорости плавления, удаление образующегося расплава из зоны забоя с формированием из него или его части на стенках скважины монолитного и прочного покрытия. Передача тепловой энергии к поверхности плавления забоя скважины может осуществляться контактной теплопередачей, конвекцией и излучением. В настоящее время широкое применение при бурении скважин получило контактное плавление.

Для многочисленных физических явлений и технологических процессов, сопровождающих контактное плавление твердых тел, характерно наличие нагревательного устройства с теплопередающей рабочей поверхностью и собственно твердого тела (горной породы, ледяного массива) с поверхностью плавления, механическое и тепловое взаимодействие которых осуществляется через движущийся между ними под действием внешних сил слой расплава (воды). Несмотря на распространенность, этот сложный многопараметрический процесс остается теоретически недостаточно полно исследованным, особенно это относится к бурению скважин плавлением. Имеющиеся по этому поводу решения [13, 18, 23, 72] часто основаны на простых балансовых соотношениях, которые, несмотря на правильное в целом описание основных закономерностей изучаемого процесса, не позволяют детально исследовать ряд эффектов и учесть влияние многих практически значимых факторов, в частности влияние формы рабочей поверхности нагревательного устройства (пенетратора), рассеивание теплоты в слое расплава, неизотермичность рабочей поверхности нагревателя и др.

Изучение процесса бурения скважин плавлением с целью обоснованного выбора его определяющих параметров, разработки и совершенствования технических средств, повышения эффективности их работы невозможно без математического моделирования, построения достаточно общей замкнутой модели контактного плавления, оценки значимости и целесообразности учета тех или иных факторов с целью упрощения основных уравнений, описывающих тепломассоперенос в зоне забоя скважины. Построение на этой основе новых математических моделей различных классов точности позволит провести предварительный качественный и количественный анализ процесса бурения скважин плавлением, эффективно рассчитать его разнообразные технологические режимы, обеспечить оптимальную конструкцию нагревательных устройств (пенетраторов) и обосновать рациональный режим их работы.

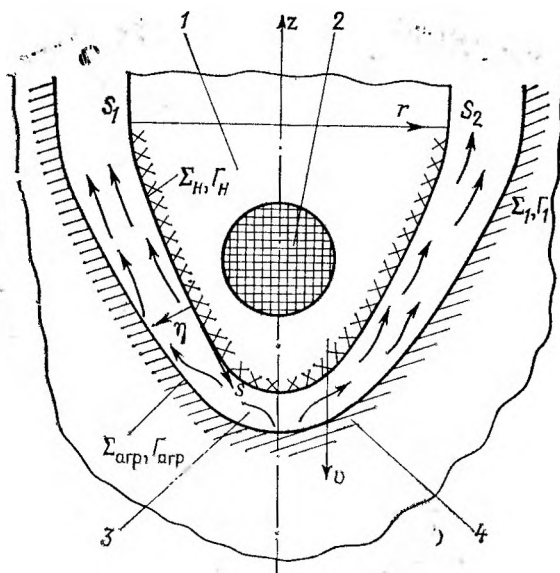


Рис. 4.1. Схема для математического моделирования процесса бурения скважин плавлением в ледовых толщах.

1 — корпус нагревательного устройства; 2 — тепловой электрический элемент; 3 — вода; 4 — лед

Процесс бурения скважин плавлением может быть схематизирован следующим образом (рис. 4.1). В нагревательном устройстве (пенетраторе), имеющем форму сплошного цилиндра или цилиндрического кольца, равномерно распределены источники тепла, благодаря которым твердая непроницаемая рабочая поверхность устройства Σ_n разогрета до температуры t_n , превышающей температуру плавления $t_{ар}$ твердой среды, заполняющей конечную область Ω трехмерного пространства с подвижным участком границы — поверхностью плавления забоя скважины $\Sigma_{ар}$.

Выше рабочей поверхности нагревательного устройства (пенетратора) на стенках скважины формируется слой застывающего расплава с поверхностью Σ_1 . Нагревательное устройство (пенетратор) углубляется в расплавленную твердую среду с некоторой скоростью v , выдавливая образующийся расплав в зазор между поверхностями Σ_n и $\Sigma_{ар}$ под действием внешней нагрузки G (силы веса), приложенной к пенетратору и рассчитанной на единицу площади его миделевого сечения.

С практической точки зрения важны установившиеся режимы бурения плавлением с постоянной скоростью углубки скважины ($v = \text{const}$). Для построения математической модели процесса тепломассопереноса в криволинейном слое расплава воспользуемся общими балансовыми уравнениями сохранения массы, количества движения и энергии. Записанные в интегральной форме [56] уравнения сохранения массы, количества движения и энер-

гии имеют вид

$$\left. \begin{aligned} \int_{\sigma} \rho_{\text{ж}} w_n d\sigma &= 0; \\ \int_{\sigma} \rho_{\text{ж}} \mathbf{w} w_n d\sigma &= \int_{\tau} \rho_{\text{ж}} \mathbf{F} d\tau - \int_{\sigma} p n d\sigma + \int_{\sigma} \vec{\tau}_n d\sigma; \\ \int_{\sigma} \rho_{\text{ж}} E w_n d\tau &= \int_{\sigma} q_n d\sigma + \int_{\tau} \Phi d\tau, \end{aligned} \right\} \quad (4.1)$$

где σ — поверхность, ограничивающая элементарный объем расплава; w_n — проекция вектора скорости течения расплава $\mathbf{w}$ на внешнюю нормаль $\mathbf{n}$ к поверхности σ ; E — внутренняя энергия; p — давление в слое расплава; q_n — проекция плотности теплового потока $\mathbf{q}$ на нормаль к поверхности σ ; $\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкой фазы; Φ — диссипативная функция, характеризующая работу внутренних сил; $\mathbf{F}$ — массовая сила; $\vec{\tau}_n$ — сила поверхностного натяжения.

Для замыкания системы (4.1) ее необходимо дополнить уравнениями, описывающими состояние расплава, связь внутренней энергии с температурой, температурные поля в твердой фазе среды и в теле нагревательного устройства, а также определить краевые условия. Предполагая, что расплав — несжимаемая, однородная жидкость, в качестве уравнения состояния можно принять $\rho_{\text{ж}} = \text{const}$. Внутренняя энергия с точностью до константы может быть определена из равенства $E = c_{\text{ж}} t_{\text{ж}}$, где $c_{\text{ж}}$ и $t_{\text{ж}}$ — удельная теплоемкость и температура расплава. Распределение температуры в твердой фазе среды может быть задано уравнением стационарной теплопроводности, которое в подвижной системе координат, связанной с рабочей поверхностью нагревателя, имеет вид

$$\rho_{\text{т}} c_{\text{т}} \mathbf{v} \text{grad } t_{\text{т}} + \text{div} (\lambda_{\text{т}} \text{grad } t_{\text{т}}) = 0, \quad (4.2)$$

где $t_{\text{т}}$, $\rho_{\text{т}}$, $c_{\text{т}}$ и $\lambda_{\text{т}}$ — соответственно температура, плотность, коэффициент удельной теплоемкости и коэффициент теплопроводности твердой фазы среды.

В нагревательном устройстве при установившемся режиме плавления температурное поле описывается уравнением

$$\text{div} (\lambda_{\text{н}} \text{grad } t_{\text{н}}) + q_{\text{в}} = 0, \quad (4.3)$$

где $q_{\text{в}}$ — объемная плотность источника тепла; $\lambda_{\text{н}}$ — коэффициент теплопроводности материала нагревателя.

Вид граничных условий для системы (4.1) в общем случае зависит от конкретных особенностей технической реализации процесса контактного плавления. Однако при этом условии на поверхностях $\Sigma_{\text{н}}$ и $\Sigma_{\text{агр}}$ остаются без изменения следующие параметры:

1) на границе рабочая поверхность пенетратора — расплав

$$\begin{aligned} t|_{\Sigma_n} &= t_n = t_{ж}|_{\Sigma_n}; \\ -\lambda_n \frac{\partial t}{\partial n} \Big|_{\Sigma_n} &= q_n = -\lambda_{ж} \frac{\partial t_{ж}}{\partial n} \Big|_{\Sigma_n}; \end{aligned} \quad (4.4)$$

2) на границе расплав — твердая фаза среды

$$\begin{aligned} t_{ж}|_{\Sigma_{арп}} &= t_{арп} = t_{т}|_{\Sigma_{арп}}; \\ -\lambda_{ж} \frac{\partial t_{ж}}{\partial n} \Big|_{\Sigma_{арп}} &= \psi \rho_t v_n + q_t = Q_{арп}, \end{aligned} \quad (4.5)$$

где ψ — удельная теплота плавления; v_n — проекция вектора скорости углубки v на нормаль к поверхности $\Sigma_{арп}$;

$$q_t = -\lambda_t \frac{\partial t_t}{\partial n} \Big|_{\Sigma_{арп}} \quad (4.6)$$

— плотность теплового потока, поступающего в плавящуюся среду с поверхности $\Sigma_{арп}$.

Уравнения (4.1) и соотношения (4.2)—(4.6) являются основой общей математической модели, описывающей явления тепломассопереноса при квазистационарном режиме контактного плавления.

Эффективным средством качественного анализа общей математической модели процесса контактного плавления при бурении скважин для построения более конкретных упрощенных моделей являются методы теории подобия и анализа размерностей. Анализ характерных масштабов физических величин и выбор определяющих параметров, описывающих исследуемый процесс, позволяют привести уравнения модели к безразмерному виду, найти основные критерии подобия и оценить значимость и целесообразность учета тех или иных факторов в рассматриваемом классе задач.

Применяемые на практике при бурении плавлением разнообразные нагревательные устройства (пенетраторы) обладают, как правило, осевой симметрией и конструктивно разделяются на два типа: для бурения сплошным забоем — рабочая поверхность Σ_n с осевой симметрией и образующей Γ_n ; для бурения кольцевым забоем с отбором керна — криволинейная рабочая поверхность, один из размеров которой достаточно велик по сравнению с двумя другими характерными размерами. В первом случае течение и теплообмен в слое расплава имеют существенно радиальный характер, а во втором при небольшой радиальной ширине кольцевого пенетратора и малой толщине слоя расплава можно пренебречь эффектами, связанными с осевой симметрией, и рассматривать плоскую задачу.

Относительно малая толщина слоя расплава по сравнению с характерными размерами пенетратора позволяет по аналогии с теорией пограничного слоя существенно упростить исходную математическую модель, используя одномерные балансовые уравнения сохранения массы, количества движения и энергии, записанные в

форме интегральных соотношений для осредненных по толщине слоя характеристик процесса переноса [65]. Кроме того, используя методы теории подобия, можно исключить из этих уравнений слагаемые, учет которых в каждом конкретном случае не повышает точности решения задачи.

Для удобства анализа осесимметричной и плоской задач контактного бурения плавлением (для сплошного и кольцевого забоя скважины) введем связанные с пенетратором системы цилиндрических (плоских декартовых) z, r и криволинейных s, η координат (см. рис. 4.1). Ось z направим в сторону, противоположную вектору скорости углубки v . Так как схемы вывода уравнений в обоих случаях не отличаются друг от друга, то достаточно рассмотреть плоскую задачу.

Пусть Γ_n — достаточно гладкая образующая поверхности Σ_n , определяемая уравнениями $z = z(s), r = r(\eta)$, где s — длина дуги, измеряемая вдоль Γ_n . По аналогии с теорией пограничного слоя введем нормирование координат s и η по характерному размеру пенетратора l и толщине слоя расплава δ соответственно, т. е. $S = s/l, \bar{\eta} = \eta/\delta$. Значения $\bar{\eta} = 0$ и $\bar{\eta} = 1$ соответствуют рабочей поверхности пенетратора и поверхности плавления забоя скважины. В силу малой толщины слоя расплава геометрия поверхностей Σ_n и $\Sigma_{\text{агр}}$ может быть охарактеризована одним и тем же масштабом. Масштабом для составляющих поля скоростей течения расплава в направлении нормали к Σ_n будет очевидно служить величина $vr_T/\rho_{\text{ж}}$. Масштаб силового взаимодействия (поле давления) характеризуется удельной нагрузкой G ; один из температурных масштабов задается разностью $t_{\text{агр}} - t_{\infty}$, где t_{∞} — невозмущенная температура твердой среды в бесконечно удаленных точках. Перечисленные выше четыре масштаба имеют независимые размерности в рамках рассматриваемой задачи и являются ее определяющими параметрами. Остальные параметры задачи приведут к появлению безразмерных критериев и комплексов подобия.

Предварительные исследования общих уравнений (4.1) с помощью методов теории подобия и анализа размерностей позволили определить следующие безразмерные характеристики явлений тепломассопереноса в жидкой и твердой фазах среды [65]:

$$\text{Pe} = \frac{vl}{a_T}; \quad K_{\lambda} = \frac{\lambda_T}{\lambda_{\text{ж}}}; \quad K_c = \frac{c_T}{c_{\text{ж}}};$$

$$K_{\kappa} = \frac{\kappa}{l}; \quad \Psi_V = \frac{\psi \rho_T}{c_{\text{ж}}(t_{\text{агр}} - t_{\infty})};$$

$$K_{\delta} = \left(\frac{\rho_T \mu_{\text{агр}} v}{\rho_{\text{ж}} l G} \right)^{1/3}; \quad K_g = \frac{g \rho_{\text{ж}} l}{G};$$

$$\text{Re} = \frac{vl \rho_T}{\mu_{\text{агр}}};$$

$$\text{Br} = \frac{G}{c_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} (t_{\text{агр}} - t_{\infty})} \text{Pe}_{\text{ж}} K_{\delta};$$

$$\text{Pe}_{\text{ж}} = \frac{\text{Pe} K_{\lambda}}{K_c}; \quad K_G = \frac{K_{\delta}}{\text{Pe}_{\text{ж}}^{1/3}};$$

(4.7)

где a — коэффициент температуропроводности; κ — радиус кривизны образующей Γ_n ; μ — динамический коэффициент вязкости; g — ускорение свободного падения.

Каждый из критериев и комплексов подобия (4.7) имеет вполне определенный физический смысл, так что сопоставление порядка их величин позволяет выявить основные особенности конкретного процесса контактного плавления и обосновать упрощение общей математической модели. Так, для бурения плавлением скважин в ледниковых массивах типичны следующие значения параметров: безразмерная скорость (критерий Пекле) $Pe = 10 \div 100$, $K_\lambda \approx 1$, $K_c \approx 1$, критерий фазового перехода $K_{арр} = 3 \div 100$. Для всех практически важных случаев бурения комплекс K_δ , представляющий собой отношение масштаба толщины слоя расплава к характерному размеру рабочей части нагревателя, в силу малой вязкости воды имеет порядок 10^{-3} , как и комплекс K_g , учитывающий влияние массовых сил тяжести в слое расплава; число Рейнольдса Re меняется в довольно широком диапазоне, но не превышает величины порядка 10^{-3} ; число Бринкмана Br , определяющее интенсивность диссипативного разогрева, достаточно мало ($10^{-4} - 10^{-5}$) и поэтому практически не влияет на процессы переноса тепла в жидкой фазе. Для относительно гладких участков образующей Γ_n безразмерная кривизна $K_\kappa = 0$.

После соответствующих преобразований и сокращений осредненные по толщине слоя расплава безразмерные уравнения сохранения массы, количества движения и энергии будут иметь вид

$$R_n^\nu \frac{d}{dS} \left[R_n^\nu \Delta \int_0^1 U(S, \bar{\eta}) d\bar{\eta} \right] = \frac{dR_n}{dS} + K_\delta \frac{d\Delta}{dS} \frac{dZ}{dS}; \quad (4.8)$$

$$\Delta^2 \frac{dP}{dS} = \frac{\partial U(S, \bar{\eta})}{\partial \eta} \Big|_{\eta=1} - \bar{\mu} \frac{\partial U(S, \bar{\eta})}{\partial \eta} \Big|_{\bar{\eta}=0}; \quad (4.9)$$

$$R_n^{-\nu} Pe_{ж} \frac{d}{dS} \left[R_n^\nu \Delta \int_0^1 U(S, \bar{\eta}) \Theta_{ж}(S, \bar{\eta}) d\bar{\eta} \right] = Q_n - Q_{арр}, \quad (4.10)$$

где

$$R = \frac{r}{l}; \quad Z = \frac{z}{l}; \quad \Delta = \frac{\delta}{lK_\delta};$$

$$\bar{\mu} = \frac{\mu_n}{\mu_{арр}}; \quad P = \frac{p}{G};$$

$$U(S, \bar{\eta}) = \frac{\omega \rho_{ж}}{\nu \rho_T} K_\delta; \quad \Theta_{н, ж} = \frac{t_{н, ж} - t_{арр}}{t_{арр} - t_\infty}; \quad Q_{н, арр} = \frac{q_{н, арр} l}{\lambda_{ж} (t_{арр} - t_\infty)}; \quad (4.11)$$

$R = R_n(S)$; $Z = Z_n(S)$ — нормальные уравнения кривой Γ_n ; ν — параметр ($\nu = 0$ для плоской и $\nu = 1$ для осесимметричной задачи).

При расчете процесса плавления твердой среды кусочно-гладкой рабочей поверхностью нагревательного устройства Σ_n урав-

нения (4.8) — (4.10) должны быть дополнены специальными условиями сопряжения, справедливыми в окрестности угловых точек образующей Γ_n , где $K_n \rightarrow \infty$.

В работе [59] показано, что плотность теплового потока Q_n на Σ_n с точностью до малых слагаемых порядка $0(K'_\lambda - K_\delta)$, где $K'_\lambda = \lambda_n/\lambda_{ж}$, определяется решением отдельной задачи о температурном режиме нагревательного устройства, когда на его рабочей поверхности приближенно задано $\Theta = 0$. В связи с этим в дальнейшем распределение Q_n будем считать известным.

Выражение для плотности теплового потока $Q_{арр}$ на поверхности плавления $\Sigma_{арр}$ определяется соотношением типа условия Стефана

$$Q_{арр} = K_\lambda Q_\tau + \text{Pe}_{ж} K_{арр} \left(\frac{dR_n}{dS} + K_\delta \frac{dZ_n}{dS} \frac{d\Delta}{dS} \right), \quad (4.12)$$

где

$$Q_\tau = \frac{q_\tau l}{\lambda_\tau (t_{арр} - t_\infty)} \quad (4.13)$$

— приведенная плотность теплового потока, поступающего в твердую фазу среды.

Величина Q_τ является одной из основных, характеризующих процесс контактного плавления, и ее расчет основан на анализе задачи, которая аналогична классической задаче теории сварки о температурном поле $\Theta_\tau(M)$ в твердой фазе вокруг сварочной ванны [65]

$$\Delta \Theta_\tau - \text{Pe} \frac{\partial \Theta_\tau}{\partial z} = 0; \quad M \in \Omega; \quad (4.14)$$

(Δ — оператор)

с граничными условиями

$$\Theta_\tau|_{\Sigma_{арр}} = 0; \quad \Theta_{\Sigma_1} = \Theta_1; \\ \lim \Theta_\tau = 0,$$

где Θ_1 — распределение температуры на поверхности Σ_1 проплавленной зоны (см. рис. 4.1); $\Theta_\tau = (t_\tau - t_\infty)/(t_{арр} - t_\infty)$ — распределение температуры на поверхности твердой фазы.

Решение задачи (4.14) методом граничных интегральных уравнений и оценка влияния граничных условий (температурного поля Θ_1 на поверхности Σ_1) на плотность теплового потока Q_τ , поступающего в твердую фазу с поверхности плавления $\Sigma_{арр}$, позволили существенно упростить интегральное уравнение для Q_τ и получить его в виде [65]

$$\int_{\Gamma_{арр}} Q_\tau(M) \exp \left[\frac{1}{2} \text{Pe} (Z_0 - Z) \right] \varphi(M, M_0) d\Gamma_{арр} = 1; \quad M_0 \in \Gamma_{арр}, \quad (4.15)$$

где $\Gamma_{арр}$ — образующая поверхности плавления; ядро $\varphi(M, M_0)$ определяется следующими соотношениями:

в декартовой системе координат на плоскости

$$\varphi(M, M_0) = \frac{1}{2\pi} K_0 \left[\frac{1}{2} \text{Pe} - \sqrt{(R - R_0)^2 + (Z - Z_0)^2} \right] \quad (4.16)$$

(здесь $K_0(x)$ — модифицированная функция Бесселя второго рода нулевого порядка);

при наличии осевой симметрии в цилиндрической системе координат

$$\varphi(M, M_0) = \frac{R}{\pi} \int_a^b \frac{\exp(-\text{Pe } t/2) dt}{(b^2 - t^2)(t^2 - a^2)}; \quad (4.17)$$

$$a(M, M_0) = \sqrt{(R - R_0)^2 + (Z - Z_0)^2};$$

$$b(M, M_0) = \sqrt{(R + R_0)^2 + (Z - Z_0)^2}.$$

Так как при кольцевой форме коронки ось симметрии не пересекает образующую $\Gamma_{\text{ар}}$ поверхности плавления, в уравнениях (4.15) — (4.17) разность $b - a = D$, где D — отношение диаметра коронки a_k к радиальной ширине торца коронки l . Тогда при $\text{Pe } D \gg 1$ для ядра (4.17) может быть построено равномерно пригодное асимптотическое разложение, главный член которого отличается от ядра (4.16) множителем $\sqrt{R/R_0}$, а следующий имеет порядок $O(\text{Pe}^{-1} D^{-1})$. Это существенно упрощает расчеты процессов контактного плавления кольцевыми нагревательными устройствами и показывает физически очевидную эквивалентность постановок соответствующих математических задач в плоской декартовой и цилиндрической системах координат при $\text{Pe } D \gg 1$.

Уравнения (4.8) — (4.10) и (4.12) являются основой для построения замкнутых, упрощенных для условий $K_0 \ll 1$ и $\text{Pe} \gg 1$ математических моделей процессов контактного бурения плавлением скважин в снежно-фирновых и ледовых толщах.

Для построения и анализа конкретной математической модели процесса бурения плавлением зададим профили температуры и продольной составляющей скорости течения расплава в зазоре между рабочей поверхностью нагревательного устройства и поверхностью плавления в виде квадратичных полиномиальных аппроксимаций по $\bar{\eta}$. Введем в рассмотрение средние значения температуры $\Theta_*(S)$ и продольной скорости $U_*(S)$ жидкой фазы. Учитывая очевидные краевые условия на Σ_n при $\bar{\eta} = 0$ и $\Sigma_{\text{ар}}$ при $\bar{\eta} = 1$ и подставляя заданное выражение для $U(S, \bar{\eta})$ в уравнении (4.8) и (4.9) с относительной погрешностью $K_0 = 0$, получаем

$$U_*(S) = \frac{\sigma (R_n^{v+1} - R_*^{v+1})}{(v+1) \Delta R_n^v}; \quad (4.18)$$

$$P(S) = P_1 + \frac{\sigma}{v+1} \int_{S_1}^{S_2} \frac{(1 + \bar{\mu}) (R_n^{v+1} - R_*^{v+1})}{\Delta^3 R_n^v} dS. \quad (4.19)$$

Предполагая, что в районе концов образующей рабочей поверхности ($S = S_1$ и $S = S_2$) поддерживаются заданные значения давления $P(S_1) = P_1$ и $P(S_2) = P_2$, находим постоянную интегрирования

$$R_*^{v+1} = \left(P_1 - P_2 + \int_{S_1}^{S_1} \frac{R_n}{\Delta^3} dS \right) / \frac{dS}{\Delta^4 R_n^v}, \quad (4.20)$$

которую, если $R_* \in [R_n(S_2), R_n(S_1)]$, можно интерпретировать как координату точки разветвления потока расплава, где $\bar{U}(S) = 0$.

В том случае, когда нагревательное устройство является телом вращения, а ось z (ось вращения) пересекает поверхность Σ_n , условие $P(S_2) = P_2$ не имеет смысла. В этом случае в силу предполагаемой осевой симметрии процесса плавления $S_* = S_2$ и удобно положить $S_2 = 0$. С учетом квадратичной аппроксимации по $\bar{\eta}$ температурного профиля в слое расплава из условия (4.4) определим

$$Q_n = - \frac{1}{K_\delta \Delta} \frac{\partial \Theta_{ж}}{\partial \bar{\eta}} = \frac{7\Theta_n - 10\bar{\Theta}_{ж}}{2K_\delta \Delta}. \quad (4.21)$$

Тогда уравнения (4.10) и (4.12) принимают вид

$$Pe_{ж} \frac{d}{dS} [(R_n^{v+1} - R_*^{v+1}) \bar{\Theta}_{ж}] = \frac{5(v+1) R_n^v (\Theta_n - 2\bar{\Theta}_{ж})}{K_\delta \Delta}; \quad (4.22)$$

$$K_{арг} Pe_{ж} \left[K_\delta \frac{dZ}{dS} \frac{d\Delta}{dS} + \frac{dR_n}{dS} \right] + K_\lambda Q_\tau = \frac{10\bar{\Theta}_{ж} - 3\Theta_n}{2K_\delta \Delta}. \quad (4.23)$$

Уравнения (4.22) и (4.23) вырождаются в тех точках S , где $R_n(S) = R_*(S_*)$ и $dZ_n/dS = 0$ соответственно. Это в свою очередь требует ограничения производных $d\bar{\Theta}_{ж}/dS$ и $d\Delta/dS$, что позволяет сформулировать необходимые для решения этих уравнений граничные условия. Кроме того, необходимо учесть, что осевая нагрузка, приложенная со стороны рабочей поверхности нагревательного устройства к слою расплава, уравнивается силами внутренних напряжений в жидкой фазе, которые с точностью до слагаемых порядка $K_\delta = 0$ представлены силами давления. Таким образом, с учетом выражения (4.19) дополнительное условие, характеризующее равенство внешней силы и результирующей силы реакции со стороны слоя расплава при установившемся процессе бурения плавлением, будет представлено интегральным соотношением [65]

$$\frac{\sigma}{1+v} \int_{S_2}^{S_1} \frac{(1+\bar{\mu})(R_n^{v+1} - R_*^{v+1})}{\Delta^3} R_n^{2-v} dS + (P_1 - 1) R_n^2(S_1) - (P_2 - 1) = 0. \quad (4.24)$$

Итак, получена замкнутая система уравнений, состоящая из интегрального уравнения (4.15) с равенствами (4.16) и (4.17), двух дифференциальных уравнений (4.22) и (4.23), интегрального

соотношения (4.24), которая позволяет при заданной форме рабочей поверхности нагревательного устройства с достаточной для практических целей точностью рассчитать все основные величины, характеризующие процесс бурения плавлением: распределение температуры $\Theta_n(S)$ или теплового потока $Q_n(S)$ на рабочей поверхности нагревательного устройства, скорость бурения плавлением Pe , толщину слоя расплава $\Delta(S)$, его температуру $\bar{\Theta}_ж(S)$, а затем по формулам (4.18) и (4.19) рассчитать скорость течения расплава $U_*(S)$ и давление $P(S)$. Нетрудно видеть, что для проведения расчета при помощи сформулированных соотношений необходимо дополнительно задать распределение температуры $\Theta_n(S)$ или, что то же самое в силу равенства (4.21), распределение теплового потока $Q_n(S)$. Приведенная тепловая мощность, снимаемая с рабочей поверхности нагревательного устройства, определяется выражением

$$N_n = 2\pi \int_{S_2}^{S_1} R_n Q_n(S) dS. \quad (4.25)$$

Образующая поверхности плавления $\Gamma_{арп}$ при условии гладкости может быть задана параметрическими уравнениями

$$R = R_{арп}(S) = R_n(S) + K_\delta \Delta(S) dZ_n/dS; \quad (4.26)$$

$$Z = Z_{арп}(S) = Z_n(S) - K_\delta \Delta(S) dR_n/dS. \quad (4.27)$$

Следовательно, в случае устойчивости решения Q_τ уравнения (4.15) по отношению к небольшим возмущениям поверхности плавления возможно в первом приближении с ожидаемой погрешностью $K_\delta = 0$ заменить кривую интегрирования $\Gamma_{арп}$ в интервале (4.15) на Γ_n и реализовать итерационный алгоритм построения решения системы (4.15), (4.22)–(4.24). В результате проблема исследования и решения уравнения (4.15) приобретает самостоятельное значение.

Для практического важного частного случая, когда образующая поверхности плавления $\Gamma_{арп}$ есть парабола $Z_{арп} = A(R_{арп} - R_*)^2$ с параметром удлиненности $A > 0$, на основании анализа задачи (4.14) получено решение уравнения (4.15) в виде

$$Q_\tau = \frac{Pe \exp(-\alpha^2)}{\sqrt{1 + 4AZ_{арп}}} / \begin{cases} \sqrt{\pi} \alpha \operatorname{erfc}(\alpha), & v = 0; \\ \alpha^2 \operatorname{Ei}(-\alpha^2), & v = 1, \end{cases} \quad (4.28)$$

где

$$\alpha^2 = \frac{Pe}{4A}; \quad \operatorname{erfc}(\alpha) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_\alpha^\infty \exp(-u^2) du;$$

$$\operatorname{Ei}(\alpha) = \int_1^\infty \frac{\exp(-\alpha u)}{u} du.$$

Для расчета процессов контактного плавления при произвольных формах рабочей поверхности нагревательных устройств в ра-

боте [65] был предложен алгоритм численного решения уравнения (4.15), основанный на методе Крылова — Боголюбова, с помощью которого проведено несколько серий вычислений на ЭВМ. В процессе этих расчетов проанализированы четыре основные формы сечений рабочей поверхности нагревательных устройств, наиболее часто используемые при бурении скважин в ледовых толщах (рис. 4.2):

а) квадратная — $f(R_n) = 0$; $Z_n = 1$, где Z_n — безразмерная высота вертикальной составляющей;

б) треугольная — $f(R_n) = |R_n - R_*| - 0,5$; $Z_n = 0,75$;

в) полукруглая — $f(R_n) = \sqrt{0,25 - (R_n - R_*)^2}$; $Z_n = 1 - 0,125\pi$;

г) параболическая — $f(R_n) = A[(R_n - R_*)^2 - 0,25]$; $Z_n = 0$; $A = 6$.

При расчетах были использованы следующие значения физических величин, входящих в безразмерные параметры и комплексы: $t_{\text{агр}} - t_{\infty} = 50^\circ\text{C}$; $l = 0,02$ м; $r_* = 0,065$ м; $\psi = 335$ кДж/кг; $c_t = 2,1$ кДж/(кг·°C); $c_{\text{ж}} = 4,2$ кДж/(кг·°C); $\mu_{\text{агр}} = 1,8 \cdot 10^{-3}$ Па·с; $\lambda_{\text{ж}} = 0,6$ Вт/(м·°C); $\lambda_t = 2,5$ Вт/(м·°C); $\rho_{\text{ж}} = 990$ кг/м³; $\rho_t = 920$ кг/м³; $G = 61,2$ кПа; $v_1 = 2,8 \cdot 10^{-4}$ м/с (1 м/ч); $v_2 = 8,3 \cdot 10^{-4}$ м/с (3 м/ч); $v_3 = 1,67 \cdot 10^{-3}$ м/с (6 м/ч).

Результаты вычисления распределений Q_t для вышеперечисленных типов поверхностей плавления представлены на рис. 4.3. Нетрудно видеть, что наличие угловых точек на образующей рабочей поверхности нагревательного устройства Γ_n будет приводить при малых значениях K_δ к аномальному увеличению плотности теплового потока Q_t в их окрестностях, к нерациональному перегреву слоя расплава в промежуточных областях и, как следствие, к снижению эффективности работы устройства.

Оптимальная форма рабочей поверхности теплового пенетратора может быть найдена только при рассмотрении процессов тепломассопереноса в слое расплава и рассеивания тепла в окружающий забой твердый массив. Для сопоставления различных конструкций нагревательных устройств введем в качестве меры эффективности их формы и конструкции коэффициент полезного действия β , который определим как отношение тепловой мощности N_0 , минимально необходимой для проплавления твердой среды в миделевом сечении нагревательного устройства, к мощности N_n , снимаемой с его рабочей поверхности (4.25):

$$\beta = N_0/N_n, \quad (4.29)$$

где

$$N_0 = \pi [R_n^2(S_1) - R_n^2(S_2)] (K_c - K_{\text{агр}}) \text{Pe}_{\text{ж}}.$$

Расчеты, выполненные на основе построенной выше математической модели процесса контактного бурения плавлением (4.15) и (4.24) при фиксированном объеме нагревательного устройства, т. е. при одной и той же тепловой мощности, показали, что при прочих равных условиях максимальные значения КПД соответствовали тепловым пенетраторам с параболической формой рабочей поверхности [39, 65].

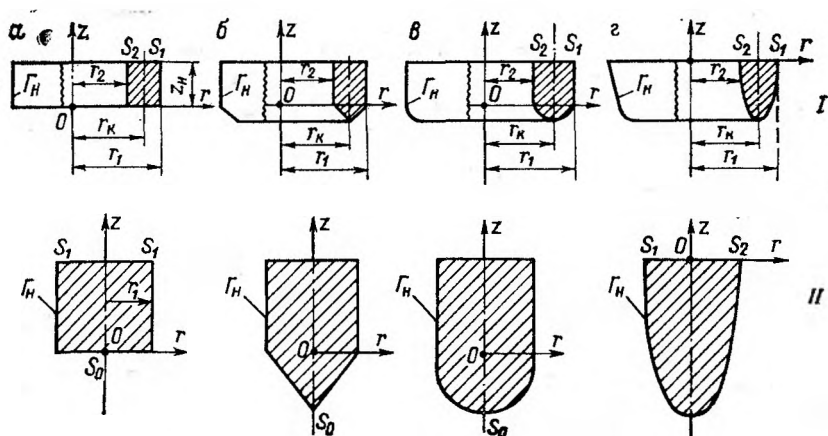


Рис. 4.2. Формы осевых сечений забойных нагревательных устройств. I—кольцевые; II—сплошные: а—квадратная, б—треугольная, в—полукруглая, г—параболическая.

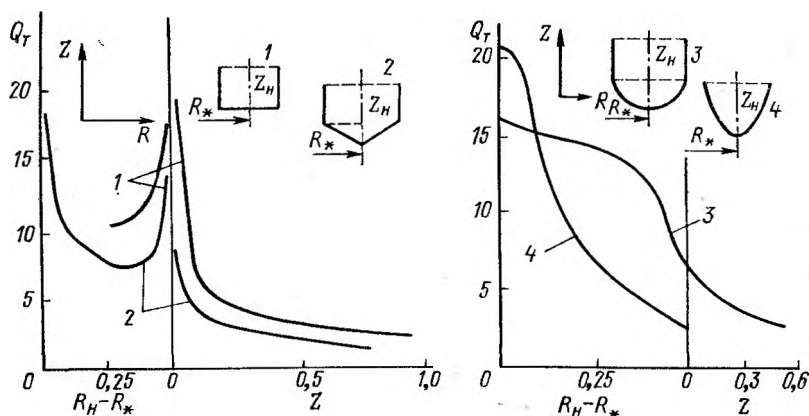


Рис. 4.3. Распределение плотности теплового потока Q_T , поступающего в ледяной массив с поверхности плавления при $Re=15$, для цилиндрических нагревательных устройств с плоским (1), коническим (2), полусферическим (3) и параболическим (4) торцами.

Наиболее наглядно анализ влияния формы рабочей поверхности нагревательного устройства на эффективность процесса бурения плавлением может быть проведен на примере часто реализующейся в практике конструкции пенетраторов с изотермической рабочей поверхностью. Так как в рамках рассматриваемой математической модели в силу соотношения (4.21) задание распределения температуры Θ_n на Σ_n равносильно заданию распределения плотности теплового потока Q_n , то при $Q = \text{const}$, т. е. для нагревательного устройства с изотермической рабочей поверхностью, хотя бы приближенно, должно выполняться условие

$$Q_n/(dR_n/dS) = B = \text{const}. \quad (4.30)$$

В этом случае решение системы уравнений, представляющей собой математическую модель процесса бурения плавлением, значительно упрощается и может быть найдено в явном виде [65]:

$$\bar{\Delta}^3 = \frac{6(1 + \bar{\mu})}{(v + 1) [R_H^2(S_1)(1 - P_1) - R_H^2(S_2)(1 - P_2)]} \times \\ \times \int_{S_1}^{S_2} (R_H^{v+1} - R_*^{v+1}) R_H^{2-v} \left(\frac{dR_H}{dS} \right)^3 dS; \quad (4.31)$$

$$\Theta_H = \text{Pe}_ж K_\delta \bar{B} \bar{\Delta} (1 + 0,1 \text{Pe}_ж K_\delta \bar{\Delta}) / (1 - 0,15 \text{Pe}_ж K_\delta \bar{\Delta}); \quad (4.32)$$

$$Q_H = \text{Pe}_ж B (1 + 0,35 \text{Pe}_ж K_\delta \bar{\Delta}) / (1 - 0,15 \text{Pe}_ж K_\delta \bar{\Delta}); \quad (4.33)$$

$$\Theta_ж = 0,5 \text{Pe}_ж K_\delta \bar{B} \bar{\Delta} / (1 - 0,15 \text{Pe}_ж K_\delta \bar{\Delta}), \quad (4.34)$$

где

$$\bar{\Delta} = \Delta dR/dS; \quad \bar{Q}_H = Q_H dR/dS;$$

$$\bar{B} = \Psi_V + BK_\lambda.$$

Формулы (4.31) — (4.34) удобны для проведения оценочных инженерных расчетов.

Анализ влияния удлиненности нагревательного устройства (теплового пенетратора) параболической формы, характеризующейся параметром A , на эффективность процесса контактного плавления, т. е. на коэффициент полезного действия β , показывает, что с увеличением параметра A уменьшается толщина слоя расплава, снижается его температура и, следовательно, снижаются потери, связанные с непроизводительным перегревом слоя расплава. Однако при этом возрастают потери тепла в твердой фазе. Следовательно, оптимальная форма рабочей поверхности нагревательного устройства может быть найдена при совместном рассмотрении процессов тепломассопереноса в слое расплава и рассеивания тепла в окружающий нагревательное устройство ледяной массив.

На рис. 4.4 приведены расчетные зависимости коэффициента полезного действия β от параметра удлиненности кольцевого пенетратора A для процесса контактного плавления в ледяном массиве с различными скоростями (Pe равно 15, 30, 45 и 60). Все необходимые для расчетов данные приведены выше. Кривые, изображенные сплошными линиями, соответствуют значению $\Psi_V = 1,6$ при $t_{\text{арг}} - t_\infty = 50^\circ\text{C}$, а изображенные штриховыми линиями — значению $\Psi_V = 4$ при $t_{\text{арг}} - t_\infty = 20^\circ\text{C}$.

Аналогичные расчеты при тех же теплофизических свойствах льда, удельных нагрузках на забой и скоростях плавления проведены для сплошных нагревательных устройств (параболоидов вращения) (рис. 4.5). В последнем случае в качестве характерного размера l выбирался максимальный диаметр нагревательного устройства, который был принят равным 0,1 м. В соответствии с этим изменились и зависящие от этого размера безразмерные величины Pe и K_G (Pe равно 75, 150, 225 и 300; K_G равно $0,74 \cdot 10^{-4}$ и $0,46 \cdot 10^{-4}$).

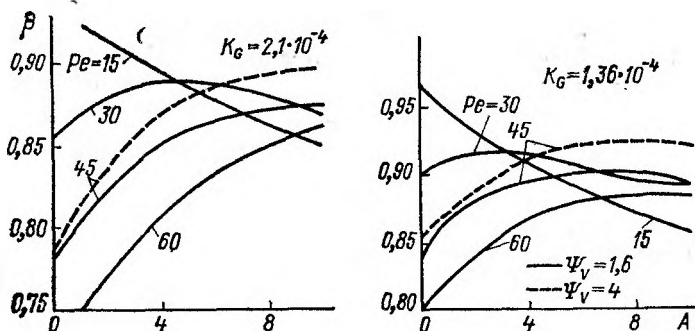


Рис. 4.4. Зависимость коэффициента полезного действия β термобура от удлиненности A кольцевого нагревательного устройства при плавлении забоя в ледяном массиве.

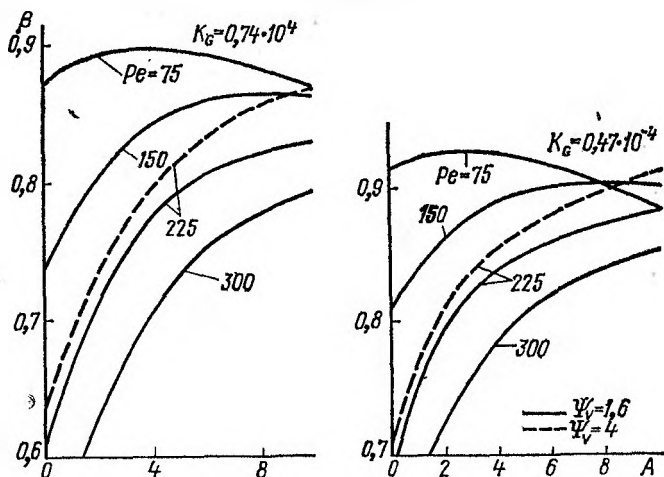


Рис. 4.5. Зависимость коэффициента полезного действия β от удлиненности A нагревательного устройства для сплошного плавления забоя в ледяном массиве.

Анализ полученных расчетных зависимостей $\beta = f(A)$ подтверждает справедливость вывода о том, что при высоких скоростях контактного плавления ($Pe > 45$ при кольцевом забое и $Pe > 150$ при сплошном) вытянутая форма нагревательного устройства $A > 1$ является более предпочтительной, особенно при бурении плавлением в умеренных и «теплых» по температурным условиям ледниках, когда разность $t_{арп} - t_{\infty}$ невелика и рассеивание тепла на прогрев твердой фазы играет второстепенную роль. С другой стороны, при контактном плавлении с небольшой скоростью ($Pe < 15$ для кольцевого забоя и $Pe < 50$ для сплошного) в низкотемпературных ледниках, наоборот, процессы тепло- и массопереноса в слое талой воды под торцом нагревательного устройства становятся несущественными, а тепловые потери в ледяной массив существенно возрастают. В результате оптимальная форма

рабочей поверхности приближается к плоской ($A < 1$). В промежуточных областях режимов контактного плавления льда при бурении скважин выбор оптимального значения параметра A не являлся тривиальным. Однако во всех рассмотренных случаях коэффициент β остается достаточно высоким: $0,77 < \beta < 0,92$ для кольцевых пенетраторов и $0,63 < \beta < 0,93$ для пенетраторов в форме параболоидов вращения при изменении параметра A в интервале $2 < A < 10$.

4.3. ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ПЛАВЛЕНИЕМ «СУХИХ» СКВАЖИН В СНЕЖНО-ФИРНОВЫХ И ЛЕДОВЫХ ТОЛЩАХ

Одной из первых простейших конструкций электротеплового бурового снаряда на грузонесущем кабеле явилось устройство для бурения скважин во льду с отбором керна, предложенное в 1959 г. Н. И. Барковым [19, 22]. Снарядами подобной конструкции в 1959—1960 гг. в районе советских антарктических станций Мирный, Комсомольская, Восток, Лазарев в снежно-фирновой толще было пробурено несколько скважин, максимальная глубина которых не превышала 40 м [19, 22].

В 1964—1966 гг. в результате совместных разработок Арктического и Антарктического научно-исследовательского института (ААНИИ) и Московского института радиоэлектроники и горной электромеханики (МИРГЭМ) был создан первый отечественный термоэлектробуровой колонковый снаряд на кабеле с системой удаления воды из зоны забоя и комплексом поверхностного оборудования и аппаратуры управления для бурения «сухих» скважин как в снежно-фирновых, так и в ледовых толщах [19, 22]. В период работы 11-й Советской антарктической экспедиции (САЭ) и в летний сезон 12-й САЭ этот буровой комплекс был испытан в районе обсерватории Мирный. В процессе полевых испытаний было пробурено 3 скважины общим объемом 101 м, самая глубокая из которых после ряда осложнений достигла подстилающих горных пород на глубине 77 м.

Несмотря на незначительный объем, полевые испытания подтвердили возможность и целесообразность электротеплового бурения плавлением скважин с отбором керна в снежно-фирновых и ледовых отложениях для гляциологических исследований. При этом были выявлены также существенные недостатки разрабатываемых технических средств и технологии бурения. После существенной доработки конструкции снаряда и усовершенствования наземного оборудования в 13-ю САЭ на 25-м километре трассы Мирный — Восток сотрудниками ЛГИ и ААНИИ была пройдена скважина глубиной 212 м.

Несмотря на относительный успех бурения, результаты полевых исследований заставили сделать вывод о несовершенстве первоначальной конструктивной схемы термоэлектробурового снаряда, отличающейся сложностью и малой надежностью основных систем

и агрегатов. Так, эта схема предусматривала применение специального трансформатора, а также сложного по конструкции и трудоемкого в изготовлении нагревательного устройства. Особенно неудовлетворительно работала система удаления воды с забоя, основанная на применении вакуум-насоса при относительно большой высоте всасывания, что в свою очередь потребовало использования высоконадежных клапанов, автоматического изменения режима работы в зависимости от скорости бурения плавлением и т. д. Вследствие сложности и неравномерности работы системы удаления воды, уровень последней на забое в процессе бурения постоянно колебался. Это в значительной степени ухудшало условия работы нагревательного устройства, вызывало его **быстрый** выход из строя, а также приводило к значительному проплавлению стенок скважины и керна, в связи с чем увеличивался диаметр скважины до 180—190 мм и снижался диаметр керна до 80—60 мм при крайне неравномерном его оплавлении. При этом скорость бурения скважины резко падала до 0,3—0,5 м/ч.

Тщательный анализ результатов экспериментального бурения первыми опытными образцами термобуровых снарядов на кабеле позволил наметить следующие направления совершенствования их конструкции:

- повышение эффективности и надежности работы нагревательного устройства;
- обеспечение безотказной работы системы удаления воды с забоя;
- повышение надежности работы кернагревательного устройства;
- увеличение длины кернаприемной трубы и вместимости водосборного бака, определяющих величину рейсовой углубки;
- разработка надежной системы подачи снаряда на забой, обеспечивающей максимально возможное давление снаряда на забой при минимальном отклонении скважины от вертикали;
- создание надежной системы контроля и управления работой снаряда с поверхности.

Исследования и разработки в этом направлении в конце 60-х годов в ААНИИ и ЛГИ приобретают плановый и целенаправленный характер, позволивший сосредоточить усилия на выборе более совершенных технических решений с целью создания эффективных технических средств и технологических приемов бурения скважин с отбором керна, в первую очередь для проведения гляциологических исследований в Антарктиде. Постепенно определились задачи и направления работы каждого коллектива. В ААНИИ группа под руководством В. А. Морева занялась разработкой небольших легких термобуровых снарядов, предназначенных для бурения неглубоких скважин в теплых и умеренно холодных (до -30°C) ледниках. Более сложную проблему, связанную с разработкой глубокого бурения ледникового покрова Антарктиды и комплекса методов опробования и исследования скважин, решал коллектив сотрудников ЛГИ под руководством Б. Б. Кудряшова [19, 22].

В 1970 г. в ААНИИ для бескернового бурения неглубоких скважин в теплых ледниках была разработана и прошла успешные испытания электротермоигла ЭТИ-1, состоящая из конического электронагревательного наконечника, направляющей трубы и центратора с устройством для крепления электрического кабеля [22]. В теплых ледниках при бурении термоиглой вода оставалась в скважине, не замерзая длительное время, а при бурении в умеренно холодных ледниках для предупреждения намерзания воды на стенках скважины необходимо было через каждые 2—3 м производить желонирование, что ограничивало глубину бурения первой сотней метров и резко снижало производительность.

В ЛГИ исследования и опытно-конструкторские разработки в направлении создания технических средств и технологии бурения плавлением глубоких скважин в низкотемпературных ледовых толщах были начаты в 1967 г. на основе хозяйственного договора, заключенного с ААНИИ, а с 1972 г. они проводились уже и по специальным заданиям ГКНТ СССР. В тематику исследований и разработок были включены вопросы создания специализированного забойного и поверхностного оборудования, системы дистанционного управления и контроля за процессом бурения, оптимизации процессов бурения плавлением глубоких скважин, изучения возможности использования новых методов бурения и опробования ледникового покрова, комплекса геофизических методов изучения керна и окружающего скважину ледового массива, методики кристалломорфологических, геохимических исследований керна льда и др.

В результате проведенных в Ленинградском горном институте дополнительных теоретических, экспериментальных и лабораторных исследований была предложена новая схема термоэлектротрубного снаряда на грузонесущем кабеле, предусматривающая контактную передачу тепла забоя от кольцевого нагревательного устройства с плоской торцевой поверхностью. При этом теплоизоляция боковых поверхностей нагревателя осуществляется воздушным потоком, который используется для непрерывной и полной очистки забоя от воды [19, 22].

Конструкция нового теплового снаряда обеспечивала: увеличение диаметра получаемого керна с целью повышения качества гляциологических, кристалломорфологических и других исследований; снижение до рационального минимума площади кольцевого забоя для повышения экономичности процесса плавления; максимальное использование готовых узлов и деталей, повышение их надежности и работоспособности.

В конструкции кольцевого нагревательного устройства предусматривалось рассредоточенное расположение нагревательного элемента по высоте корпуса, изготавливаемого из высокотеплопроводного материала (меди). В качестве нагревательного элемента использовалась изолированная керамическими бусами нихромовая проволока диаметром 1,1 мм, которая помещалась в один ряд по высоте кольцевой полости между медным корпусом и

наружным тонкостенным медным кожухом нагревателя. Кольцевая полость с уложенным тепловым элементом заполнялась и уплотнялась на вибростоле периклазом (кристаллическая окись магния), улучшающим условия теплопередачи от нагревательного элемента к корпусу кольцевого нагревателя и далее к его рабочей поверхности. Для надежной герметизации после монтажа нагревательного элемента кольцевая полость заполнялась асбестом и высокотемпературным органо-силикатным герметиком (КЛТ-30).

Рабочий торец нагревателя имеет наружный и внутренний кольцевые буртики, обеспечивающие снижение до минимума потери тепла через вертикальные стенки коронки за счет создания между ними и стенками скважины (керна) теплоизолирующих воздушных кольцевых зазоров. Отвод талой воды осуществлялся практически с поверхности забоя с помощью водоподъемных трубок, проложенных вдоль наружного кожуха нагревателя и подведенных к сквозным отверстиям во внешнем его буртике, последние со стороны рабочей поверхности торца соединялись друг с другом кольцевой канавкой. Выдавливание талой воды под действием веса снаряда в канавку и непрерывная эжекция ее циркулирующим по подъемным трубкам воздушным потоком обеспечивали полное удаление воды с забоя в пленочно-капельном режиме эрлифта, что в сочетании с воздушной теплоизоляцией нагревательного устройства приводило к существенному повышению эффективности плавления и качества получаемого керна.

Первые опытные образцы термоэлектробуровых снарядов нового типа, испытание которых было начато в 14-й САЭ, получили впоследствии индекс ТЭЛГА-14 (конструкции ЛГИ и ААНИИ 14 САЭ) [19, 22]. Поверхностный комплекс оборудования состоял из установленного на металлических саних утепленного бурового балка размерами $8 \times 4 \times 2,5$ м, трехногий металлической вышки высотой 9 м и смонтированного в балке каротажного подъемника СКП-1500 с аппаратурой контроля и управления работой снаряда и производством спуско-подъемных операций. На барабан подъемника был намотан грузонесущий кабель марки КТГН-10 с тремя силовыми токопроводящими и тремя сигнальными медными жилами с резиновой изоляцией. Диаметр кабеля 18,7 мм, масса 980 кг/км, максимальное разрывное усилие 10^5 Н. Привод буровой установки — от передвижной дизельэлектрической станции с двумя дизельгенераторами марки АДПС-20 номинальной мощностью 20 кВт каждый.

В процессе предварительных испытаний в Мирном были пробурены две скважины глубиной по 35 м. Экспериментальное бурение с целью отработки технологии проводилось в октябре — ноябре 1969 г. на 50-м километре трассы Мирный — Восток. Скважина достигла глубины 250 м, в том числе снежно-фирновая толща — 39 м. При средней мощности кольцевого нагревательного устройства 3,0 кВт максимальная скорость бурения плавлением в снежно-фирновой толще достигала 2,3 м/ч, в плотном льду она снизилась до 1,5 м/ч. Количество воды, проплавленной с 1 м сква-

жины и поднятой в водосборном баке снаряда, колебалось от 0 до 8 л в снежно-фирновой толще и до 10—11 л в ледовой. Естественная температура льда находилась в пределах $-16 \div -21^{\circ}\text{C}$. В процессе бурения плавлением был получен хорошего качества керн, общий выход которого составил 99%. После завершения буровых работ весь керн был доставлен в обсерваторию Мирный, а потом на дизельэлектрободе «Обь» — в Ленинград для исследований.

В 1970 г. в период работы 15-й САЭ было впервые организовано бурение глубокой скважины тепловым способом в Центральной Антарктиде на ст. Восток — Полусе холода нашей планеты.

Для бурения скважин в сложных климатических условиях ст. Восток было изготовлено стационарное утепленное буровое здание из двух жилых балков на транспортных санях с металлической мачтой от установки УГБ-50А высотой 11 м, утепленной цилиндрическим ограждением (рис. 4.6). В помещении бурового здания были смонтированы каротажный подъемник СКП-3000 с приводом от асинхронного электродвигателя мощностью 7,5 кВт, вспомогательная лебедка «Пионер», технологическое и вспомогательное оборудование, приборы и аппаратура дистанционного

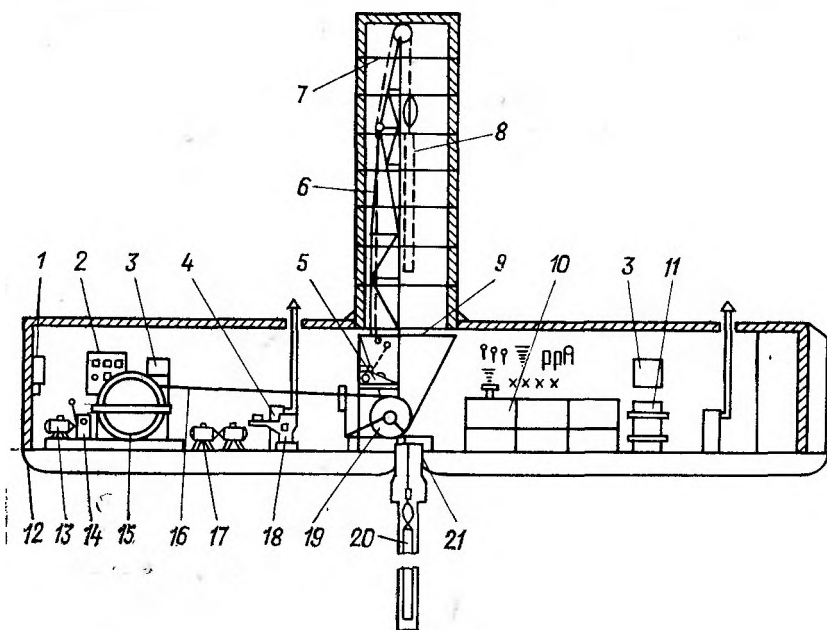


Рис. 4.6. Общий вид экспериментальной буровой на ст. Восток (15-я САЭ).

1—электрораспределительный щит; 2—пульт управления снарядом; 3—оконный проем; 4—печь; 5—вспомогательная лебедка «Пионер»; 6—мачта; 7—кольца шахтной крепи; 8—положение снаряда над скважиной; 9—опорная ферма; 10—слесарный верстак и инструмент; 11—противопожарная емкость; 12—сань стальные; 13—электродвигатель лебедки СКП-3000; 14—двухскоростной редуктор; 15—лебедка СКП-3000; 16—кабель-трос КТГН-10; 17—система генератор-двигатель; 18—токарный станок; 19—блок-баланс на откидной раме; 20—положение снаряда в скважине; 21—кондуктор.

управления и контроля за работой термоэлектробурового снаряда и спуско-подъемного оборудования. На барабан подъемника был намотан грузонесущий кабель КТГН-10.

После непродолжительных испытаний и отработки режимных параметров скважина на ст. Восток без особых осложнений была пройдена до глубины 506,9 м. Несмотря на вполне удовлетворительную работу снаряда, сразу же выяснилась необходимость доработки системы удаления воды с забоя с целью получения высококачественного керна как в снежно-фирновой толще, так и в ледовой. Для полного удаления воды с поверхности забоя в пористой снежно-фирновой толще оказалось достаточным соединить водоподъемные трубки напрямую с отверстиями во внешнем кольцевом буртике торца нагревателя. Это позволило за счет дополнительного подсоса воздуха через прилегающий к забою скважины пористый снежно-фирновый слой удалять всю воду непосредственно с поверхности плавления, не допуская ее проникновения в формирующийся керна. При переходе проницаемой снежно-фирновой толщи в плотный лед с целью создания устойчивого эжектирующего воздушного потока в стенках водоподъемных трубок на расстоянии 10—15 мм от забоя просверливались в зависимости от производительности турбокомпрессора от 1 до 3 отверстий диаметром 2—4 мм. Это обеспечивало в дальнейшем надежную и устойчивую работу системы удаления воды с забоя и получение сухого керна высокого качества. В связи с низкими отрицательными температурами ледовой толщи в районе ст. Восток пришлось мощность обогрева циркуляционной системы и водосборного бака увеличить до 600—800 Вт.

Технические показатели бурения на ст. Восток в 15-й САЭ:

Общая проходка, м	506,9
Время чистого бурения плавлением, ч	376,6
Средняя скорость бурения, м/ч	1,34
Средняя проходка за рейс, м	1,73
Средний выход керна, %	99,1

В скважине был выполнен комплекс геофизических исследований: инклинометрия, кавернометрия, термометрия и гамма-каротаж. Максимальное отклонение скважины от вертикали не превышало $2^{\circ}30'$, средний диаметр скважины сохранялся в пределах 180—183 мм, температура льда на глубине 500 м повысилась до $-53,5^{\circ}\text{C}$.

Дальнейшее увеличение глубины скважины в сложных условиях бурения на ст. Восток при продолжении экспериментальных работ в 16-й САЭ привели к целому ряду осложнений и потребовали существенной доработки конструкции снаряда ТЭЛГА-14, который после модернизации получил наименование ТЭЛГА-14М.

Термоэлектробуровой снаряд ТЭЛГА-14М (рис. 4.7) состоит из кольцевой коронки-нагревателя 1, представляющей собой медный корпус, во внутренней полости которого находится нагревательный элемент из нихромовой проволоки, изолированной керамиче-

Рис. 4.7. Схема термоэлектробурового снаряда ТЭЛГА-14М.

1—кольцевая коронка-нагреватель; 2—кернаврательное устройство рычажкового типа; 3—керноприемная труба; 4—водоподъемные трубки; 5—монтажный переходник; 6—сливной клапан; 7—водосборный бак; 8—внутренняя водоподъемная трубка; 9—турбокомпрессоры; 10—переходник с кабельным замком; 11—центрирующий пружинный «фонарь»; 12—грузонесущий кабель.

скими бусами. Выше нагревательного устройства устанавливается керноврательное устройство 2 для срыва и удержания керна. Вдоль керноприемной трубы 3 проложены водоподъемные трубки 4, нижние концы которых подведены к отверстиям в наружном буртике нагревателя таким образом, что позволяют регулировать степень эжектирования воды.

Верхние концы трубок 4 закреплены на монтажном переходнике 5, соединяющем их с внутренней трубкой 8 водосборного бака 7. Переходник 5 служит одновременно дном бака и имеет кран 6 для спуска воды после подъема снаряда. В верхней части бака 7 находится компрессорный отсек с двумя последовательно соединенными двух- или трехступенчатыми турбокомпрессорами 9. Верхний конусный переходник 10 служит для крепления грузонесущего кабеля 12 и имеет отверстия для выхода воздуха. Выше переходника 10 устанавливается пружинный «фонарь» — центратор 11.

Усовершенствованным снарядом ТЭЛГА-14М глубокое бурение на ст. Восток было продолжено в период 17-й САЭ. В мае 1972 г. глубина «сухой» скважины достигла отметки 952,5 м, что оказалось рекордом в двух отношениях: как по глубине бурения «сухих» скважин во льду, так и по глубине теплового способа бурения скважин плавлением [19, 22].

В процессе экспериментального бурения плавлением глубокой «сухой» скважины в 17-й САЭ было отмечено, что, несмотря на крайне низкие отрицательные температуры ледовой толщи (примерно -57°C на глубине 100 м и -50°C на глубине 900 м), начиная с глубин около 500 м происходит заметное сужение ствола скважины вследствие проявления реологических свойств льда под влиянием возрастающего горного давления.

В табл. 4.1 приведены основные показатели, характеризующие изменение эффективности бурения плавлением «сухой» скв. 1 в интервале 600—952,5 м в 17-й САЭ. Как видно из приведенных результатов, с увеличением глубины скважины скорость бурения и средняя проходка за рейс снижаются, а количество проплавленной с 1 м проходки воды возрастает. Увеличение времени на спуско-подъемные операции связано с затяжками снаряда при подъеме и необходимостью проработки призабойного интервала при каждом новом спуске снаряда.

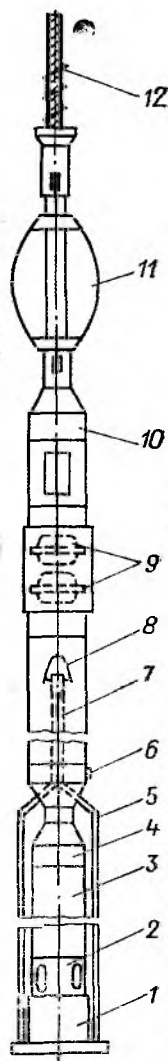


Таблица 4.1

Основные показатели бурения «сухой» скв. 1 на ст. Восток в 17-й САЭ

Интервал бурения, м	Скорость бурения плавлением, м/ч	Длина рейса, м	Время спуско-подъемных операций, мин/рейс	Количество проплавленной воды, л/м	Мощность нагревателя, кВт
600—700	1,21	2,50	17,0	12,3	3,30
700—800	1,19	2,35	20,0	13,7	3,15
800—900	1,14	2,33	33,0	13,9	3,00
900—1000	1,02	2,04	46,0	14,8	2,90

В случае продолжительных перерывов в бурении интервал вынужденной проработки ствола скважины с глубиной неизменно увеличивается. Возникавшие в связи с этим многочисленные осложнения не позволили, несмотря на многочисленные попытки как в 17-ю, так и в 18-ю САЭ, на ст. Восток достигнуть «сухим» стволом глубины 1000 м. Так, проходка скв. 1 в 17-й САЭ была прекращена при глубине забоя 952, 5 м из-за аварии, связанной с оставлением в ней снаряда в результате обрыва грузонесущего кабеля в месте его сростки, ослабленном многократно возраставшими с глубиной затяжками и рывками снаряда при производстве спуско-подъемных операций. Из-за осложнений пришлось приостановить бурение скв. 1-бис и 1-2-бис соответственно на глубинах 700,2 м и 905 м.

В табл. 4.2 приведены основные результаты бурения «сухих» скважин на ст. Восток в 15—18-й САЭ.

Анализ результатов экспериментального бурения плавлением низкотемпературной ледовой толщи в Центральной Антарктиде

Таблица 4.2

Результаты бурения плавлением «сухих» скважин на ст. Восток в 15—18-й САЭ

Показатели	15-я САЭ	16-я САЭ	17-я САЭ	18-я САЭ
Номер скважины (интервал бурения, м)	1 (509,45)	1 (509,45—625,2), 2 (0—108)	1 (625,2—952,4), 1-бис (0—774,0)	1-бис (774,0—780,2), 1-2-бис (307—905,0)
Общий объем бурения, м	509,45	223,0	1101,2	654,2
Средняя скорость бурения плавлением, м/ч	1,34	1,30	1,20	1,20
Средняя проходка за рейс, м	1,73	1,6	2,3	2,5
Средняя мощность коронки-нагревателя, кВт	3,5	3,2	2,90	3,00
Выход керна, %	99,1	99,0	99,8	99,6

(ст. Восток) подтверждает теоретические выводы о характере взаимосвязи удельной мощности коронки-нагревателя, скорости плавления, условий теплообмена в зоне забоя, температуры и теплофизических свойств льда — основных параметров, определяющих эффективность исследуемого процесса. Для оптимального режима бурения плавлением характерна максимальная скорость углубки скважины, что соответствует минимальному количеству проплавленной с 1 м проходки воды, т. е. минимальным тепловым потерям и максимальному КПД процесса. Рейсовая проходка при этом определяется длиной колонковой трубы, вместимостью водосборного бака и состоянием призабойной зоны скважины. Последнее обстоятельство характеризуется в основном реологией ледового массива приствольной зоны и условиями конденсации водяных паров, содержащихся в циркулирующем воздушном потоке, на стенках скважины. Увеличение времени циркуляции воздушного потока в призабойной зоне и повышение содержания в нем водяных паров приводят к образованию на холодных стенках скважины значительного количества инея, вызывающего затяжки снаряда при его подъеме в конце рейса. Таким образом, для увеличения рейсовой проходки необходимо увеличивать скорость бурения плавлением, уменьшая тем самым время нахождения снаряда на забое, и одновременно предусматривать более эффективное охлаждение и осушение воздуха, циркулирующего в самом снаряде.

В процессе экспериментального бурения успешно прошли испытания усовершенствованной модели термоэлектробурового снаряда ТЭЛГА-14М, позволившие выяснить эффективность работы отдельных его узлов и систем и наметить конкретные мероприятия по дальнейшему их совершенствованию. Некоторые из этих мероприятий были осуществлены уже в ходе выполнения экспериментальных работ. Так, совершенствуя технологию монтажа и герметизации нагревательного элемента, условия и режим его работы в кольцевой коронке-нагревателе, удалось довести среднюю проходку на каждый нагреватель до 250—300 м. Улучшение работы системы удаления воды с забоя после замены двухступенчатого турбокомпрессора на трехступенчатый ЭПМ-2 позволило в интервале 200—500 м при мощности кольцевого нагревателя 2,9 кВт получить среднюю скорость бурения плавлением 1,25 м/ч, тогда как при бурении того же интервала в 15-й САЭ средняя скорость в 1,24 м/ч была достигнута при мощности нагревателя 3,5 кВт.

Улучшение условий отделения и конденсации влаги из воздушного потока внутри термоэлектробурового снаряда позволило существенно уменьшить затяжки снаряда при подъеме и тем самым увеличить рейсовую проходку. При бурении скв. 1-бис продолжительность работы снаряда на забое без последующих затяжек при подъеме увеличилось благодаря этому с 1 ч 45 мин до 2 ч 20 мин.

Экспериментальное бурение плавлением «сухих» скважин в низкотемпературной ледяной толще на ст. Восток позволило

отработать наиболее эффективный комплекс технологических операций и приемов бурения, предусматривающий их такое последовательное выполнение при наиболее оптимальных режимах.

1. Подготовительные операции. Перед спуском снаряда в скважину проверяется работа всех его устройств и систем; из снаряда удаляется оставшийся после предыдущего рейса конденсат.

2. Спуск снаряда. Производится при выключенном редукторе привода лебедки, скорость спуска в «сухом» стволе скважины не превышает 8000—9000 м/ч и регулируется ручным тормозом. При спуске снаряда поддерживается режим работы нагревателя в пределах до 20 % от номинальной мощности, а обогрева системы удаления воды с забоя до 50—70 % от номинальной.

3. Дохождение до забоя (проработка призабойной зоны). За 10—15 м до забоя скорость спуска снаряда снижается до 30—40 м/ч, мощность нагревателя увеличивается до 50 % от номинальной, интервал интенсивных затяжек и задержек снаряда прорабатывается 2—3 раза, за 1 м до забоя включается в работу система удаления воды, а мощность обогрева доводится до номинальной.

4. Бурение. После постановки на забой все системы и устройства снаряда работают в оптимальном режиме, обеспечивающем максимальную скорость углубки при номинальной мощности нагревателя и эффективной работе системы удаления воды с поверхности забоя в водосборный бак. Подача снаряда должна при этом создавать осевую нагрузку на забой, обеспечивающую минимальное отклонение ствола скважины от вертикали. Как правило, эта нагрузка не превышает $\frac{2}{3}$ собственного веса снаряда. При достижении оптимального режима углубка скважины производится без отрыва снаряда от забоя, так как последнее обстоятельство снижает качество керна, может привести к заклинке его в керноприемной трубе или к повторному перебурированию оставленного на забое куска.

5. Подъем снаряда. Перед подъемом снаряда в конце рейса уменьшается мощность коронки-нагревателя, снижается осевая нагрузка на забой до минимума, система удаления воды при этом работает в номинальном режиме. Для срыва керна снаряд поднимается 1—2 раза над забоем на высоту 1,5—2,0 м, после срыва керна начинается подъем снаряда и включается система удаления воды. В интервале 10—20 м призабойной зоны подъем ведется с минимальной скоростью и проработкой интервалов сужения ствола и затяжек. После выхода из призабойной зоны скорость подъема доводится до оптимальной, соответствующей установленной мощности привода лебедки, а мощность нагревателя при этом снижается до минимальной.

6. Заключительные операции. После подъема снаряда керн извлекается из керноприемной трубы, вода из водосборного бака сливается, производится внешний осмотр снаряда, отключаются все электрические устройства, и снаряд ставится на прогрев и просушку. Производится первичная документация керна, измеряется

Таблица 4.3

Баланс рабочего времени при бурении скв. 1
и 1-бис в 17-й САЭ

Показатели	Скв. 1	Скв. 1-бис
Объем бурения, м	327,3	774,0
Баланс времени, %	100	100
Бурение, %	54	63,4
Ремонты, %	22,8	10,4
Осложнения и аварии, %	21,1	10,1
Простои, %	—	2,4
Геофизические исследования, %	2,1	13,7

объем проплавленной воды, слитой из бака и скопившейся после прогрева снаряда. Вся информация заносится в буровой журнал.

Повышение эффективности электротеплового способа бурения плавлением в ледовых отложениях достигается за счет как совершенствования его технических средств и технологии, так и тех-

нической оснащенности и организации буровых работ в целом, что позволяет сократить непроизводительные затраты, связанные с вынужденными ремонтами, осложнениями, авариями и простоями. Это наглядно видно из приведенного в табл. 4.3 баланс времени при экспериментальном бурении в 17-й САЭ на ст. Восток скв. 1 и 1-бис. Накопленный опыт экспериментального бурения, устранение целого ряда технических недостатков позволили при бурении новой скв. 1-бис достичь производительности при двухсменной 6-часовой работе 250 м/мес.

Анализ осложнений, возникающих в процессе бурения «сухих» скважин плавлением в низкотемпературных ледовых отложениях, позволил выделить их в следующие основные группы.

1. Осложнения, связанные с нарушением технологии бурения плавлением:

— отказы в работе системы удаления воды с забоя (недостаточная мощность обогрева циркуляционной системы, повышение аэродинамических сопротивлений из-за намерзания влаги на стенках трубок, наличие большого количества воды на забое и пр.);

— уменьшение диаметра скважины вследствие чрезмерного износа кольцевого нагревателя по наружному диаметру;

— заклинивание керна в корпусе кернорвателя или в керноприемной трубе;

— интенсивные затяжки снаряда в призабойной зоне;

— уменьшение скорости бурения плавлением и повышенное проплавление стенок скважины и керна при ухудшении условий теплопередачи в зоне забоя (загрязнение забоя, торцевой поверхности коронки-нагревателя, попадание посторонних предметов на забой);

— отклонение скважины от вертикального направления (неравномерное плавление поверхности забоя, чрезмерная подача снаряда).

2. Осложнения, связанные с неисправностью технических средств:

— прихваты снаряда при внезапном выходе из строя коронки-нагревателя (перегорание нагревательных элементов, замыкания или обрывы в цепи питания);

— затажки снаряда в призабойной зоне при неисправностях в системе удаления воды с забоя;

— интенсивное искривление скважины при повышенной кривизне или эксцентричном соединении отдельных узлов снаряда.

3. Осложнения, связанные с ошибками оператора:

— повреждение или обрыв грузонесущего кабеля (перепуск кабеля при спуске снаряда, чрезмерные натяжения при прихватах и пр.);

— затаскивание снаряда на блок-баланс, резкая посадка на забой;

— загрязнение забоя, падение в скважину посторонних предметов и др.

Если осложнения организационно-технического характера могут быть сведены к минимуму, то осложнения, связанные с проявлениями с глубиной реологических свойств льда в «сухой» скважине, требуют для их устранения специальных технологических решений. Результаты экспериментального бурения плавлением на ст. Восток в 15—18-й САЭ позволяют считать возможным пределом бурения «сухих» скважин в низкотемпературных ледовых толщах глубины не свыше 1000—1200 м.

Разработанная техника и технология бурения плавлением «сухих» скважин в последние годы находит успешное применение при выполнении исследований во внутриконтинентальных научных походах. В условиях полной автономности, жестких ограничений к материальным и энергетическим затратам, транспортной массе и габаритным размерам оборудования, срокам исследований наиболее полно проявляются преимущества электротеплового способа бурения скважин плавлением с отбором керна, заключающиеся в минимальных значениях энергоемкости, массы, габаритных размеров используемого оборудования, в простоте и надежности его эксплуатации, максимальной механизации всех основных процессов и возможности их автоматизации.

Разработанная техника и технология беструбного бурения «сухих» скважин с применением термобуровых снарядов типа ТЭЛГА-14М на грузонесущем кабеле в настоящее время успешно используется для бурения исследовательских скважин с отбором керна. Для организации бурения скважин в научных походах в ЛГИ спроектирована и в 1977 г. построена передвижная буровая установка ПБУ-1 (рис. 4.8), представляющая собой каркасное строение с А-образной мачтой, жестко связанное со стальными саями. Помещение вместе с полостью мачты утеплено пенопластом толщиной 100 мм и обшито изнутри и снаружи бакелитизированной фанерой толщиной 5 мм. Размеры здания в плане 9×3,3 м, высота мачты 7 м. Установка оснащена каротажной лебедкой СКЛ-900 с двухскоростным редуктором и электродвига-

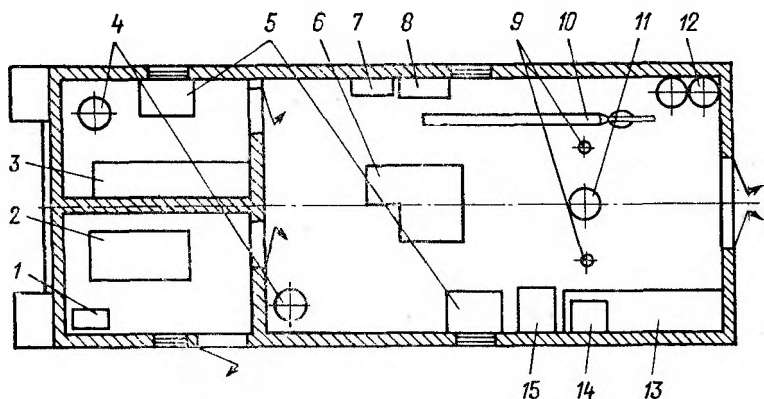


Рис. 4.8. Схема передвижной буровой установки ПБУ-1.

1—топливный бак; 2—дизель-генератор (мощность 8 кВт); 3—спальные места; 4—печь; 5—стол; 6—лебедка СҚЛ-900; 7—щит управления дизель-электрической станцией; 8—пульт управления снарядом; 9—опоры мачты; 10—снаряд ТЭЛГА-14М в исходном положении; 11—устье скважины; 12—газовые баллоны; 13—слесарный верстак и инструмент; 14—настольный станок; 15—сварочный агрегат.

телем мощностью 5 кВт, дизель-генератором, системой электрического отопления и освещения, пультом управления.

С помощью ПБУ-1 термобуровыми снарядами типа ТЭЛГА-14М в сезонные периоды с 17-й по 34-ю САЭ по трассам Мирный—Восток и Мирный—Купол С для изучения верхних горизонтов ледникового покрова пробурены с полным отбором керна 15 скважин (табл. 4.4). В настоящее время после перерыва, вызванного организационными и техническими обстоятельствами, бурение в сезонный период в научных походах возобновилось с помощью нового передвижного бурового комплекса, включающего усовершенствованную передвижную буровую установку ПБУ-4, геофизическую лабораторию и жилой балок и позволяющего вести бурение как «сухих», так и заполненных незамерзающей жидкостью скважин глубиной до 1500 м.

В 33-ю САЭ на 105 км трассы Мирный—Восток новым буровым комплексом практически за 2 мес одноосменной работы была пройдена с отбором керна скважина глубиной 740 м.

В 34-ю САЭ за 1,5 мес в научном походе по маршруту Мирный—Восток глациобуровым отрядом были пробурены с полным отбором керна три скважины глубиной по 150 м соответственно на 60-м, 140-м и 200-м километре трассы. Работы проводились в одну смену, средняя проходка за рейс составила 2,15 м, средняя скорость бурения 2,45 м/ч. Параллельно с бурением скважины выполнялся комплекс глациологических исследований отобранных из керна проб снега, фирна и льда. После бурения скважины выполнялся комплекс геофизических исследований в ее стволе (термометрия, инклинометрия, кавернометрия).

**Бурение скважин в антарктических научных походах
и в сезонный период на ст. Восток**

Номер САЭ	Год проведения	Расстояние от обс. Мирный, км	Глубина бурения, м	Продолжи- тельность бурения, сут
17	1972	57	0—50,5	3
17	1972	153	0—56,5	4
18	1973	353	0—76,0	7
20	1975	647	0—105,3	7
21	1976	647	0—181,0	10
22	1977	647	181,0—304,0	12
23	1978	647	304,0—430,0	15
24	1979	375	0—137,5	14
25	1980	375	0—320,0	21
26	1981	1045	0—306,0	14
33	1988	105	0—527,0	35
			527,0—740,0	28
34	1989	60	0—150,5	10
34	1989	140	0—150,0	8
34	1989	200	0—150,8	11
34	1989	ст. Восток	0—180,0	21
35	1990	ст. Восток	0—138,0	11
35	1990	260	0—150,0	7
		325	0—150,0	7
		400	0—150,0	7

Примечание. Скважина на расстоянии от обс. Мирный 105 км в интервале 527,0—740,0 м была залита низкотемпературной жидкостью. В остальных случаях скважины были «сухими».

Общий объем бурения в научных походах к настоящему времени превысил 3000 м.

4.4. РАЗРАБОТКА ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН В ЛЕДНИКАХ И ЛЕДНИКОВЫХ ПОКРОВАХ

Одной из главных проблем бурения глубоких скважин является задача обеспечения длительной устойчивости открытого ствола в породах, способных к пластическим деформациям под действием горного давления [50, 54, 55]. Специфические особенности льда как нелинейной реологической среды, обладающей текучестью даже при небольших напряжениях, определяют необходимость решения этой проблемы уже для скважин, глубина которых составляет первые сотни метров, когда существенно увеличиваются разность между горным и гидростатическим давлением на стенки скважины и продолжительность действия возникающих при этом напряжений, возрастает температура льда [2, 32, 49].

Как показали результаты теоретических и экспериментальных исследований, проведенных на кафедре ТТБС ЛГИ [32—34], успешное решение задачи обеспечения длительной устойчивости

пробуренного в ледовой толще открытого ствола скважины возможно только при его заполнении специальной незамерзающей жидкостью, гидростатическое давление которой на стенки скважины в зависимости от условий (напряженное состояние, температура, реологические свойства льда, технология бурения и пр.) будет полностью или частично компенсировать горное давление в течение всего времени сооружения и исследования скважины.

Использование при сооружении глубоких скважин низкотемпературной заливочной жидкости требует в свою очередь совершенствования технических средств и технологических приемов бурения плавлением. Это прежде всего относится к повышению эффективности процесса разрушения льда на забое скважины тепловым или механическим способами, работы системы удаления воды из зоны забоя, к качеству получаемого кернового материала, к надежности работы электрических нагревательных элементов, устройств, цепей и соединений в залитой жидкостью скважине, к предупреждению возможных осложнений. Увеличение глубины бурения требует применения более сложного и энергоемкого спуско-подъемного оборудования, разработки надежной системы контроля и управления буровыми процессами, их автоматизации, создания специального грузонесущего кабеля и решения многих других организационно-технических задач.

В соответствии с технологическими особенностями процесса бурения скважин в низкотемпературной ледовой толще колонковыми электротепловыми и электромеханическими снарядами на грузонесущем кабеле, температурными условиями, теплофизическими и механическими свойствами льда заливочная жидкость должна иметь низкую температуру замерзания (структурообразования), достаточную плотность для создания необходимого гидростатического давления, низкую вязкость в диапазоне отрицательных рабочих температур, минимальное физико-химическое взаимодействие со льдом. Кроме того, заливочная жидкость должна обеспечить эффективный процесс очистки скважины от продуктов разрушения забоя (воды или ледового шлама), а также удовлетворять целому ряду технических требований, включающих минимальное коррозионное воздействие на буровой инструмент и оборудование, допускаемую санитарными нормами токсичность, безопасность в пожарном отношении. Основные компоненты заливочной жидкости должны быть доступными, недорогими, транспортабельными и допускающими длительное хранение.

В той или иной мере, как показал проведенный анализ, вышеперечисленным требованиям могут отвечать два класса жидкостей:

— солевые или спиртовые (антифризные) растворы на водной основе;

— гидрофобные растворы на углеводородной основе.

Применение солевых растворов ограничено температурой кристаллизации и высокой концентрацией солей в диапазоне отрицательных температур, что делает их вязкими малоподвижными

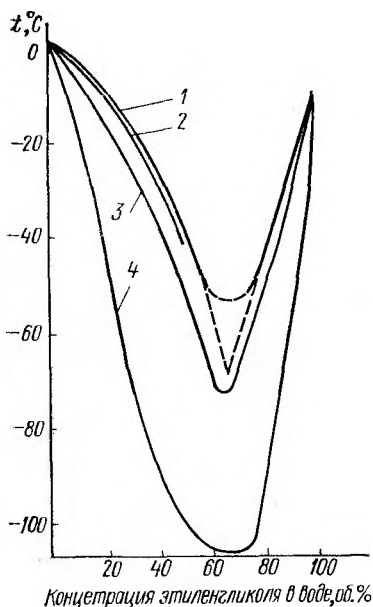


Рис. 4.9. Зависимость концентрации эвтектического водного раствора этиленгликоля от температуры.

1 — начало кристаллизации; 2 — пастообразное состояние; 3 — малоподвижное состояние; 4 — твердое состояние.

жидкостями, активно взаимодействующими со льдом и водой, а поэтому обладающими низкой стабильностью, большим коррозионным воздействием на металлы. Все это не позволяет практически применять их при бурении в ледовых толщах.

Более широкое применение при бурении в ледниках и ледниковых покровах получили водные растворы антифризов на основе этилового спирта и этиленгликоля [22, 33]. Обладая низкими температурами начала кристаллизации (эвтектиче-

ские точки), достаточной плотностью для ледовых толщ, низкой вязкостью при отрицательных температурах, а также удовлетворяя целому ряду других технических требований, они в то же время активно взаимодействуют со льдом и водой, растворяя последние до создания в скважине отвечающего данным условиям (температуре и давлению) равновесного эвтектического раствора (рис. 4.9). Последнее свойство в известной степени облегчает решение проблемы очистки скважины от продуктов разрушения льда. С этой целью в зону забоя доставляется концентрированный спирто-водный раствор, который растворяет образующуюся при бурении воду или ледовый шлам. Однако в условиях низких отрицательных температур ледовых отложений необходимое для этого количество концентрированного этиленгликоля и спирта резко возрастает.

Эффективность применения данной технологии при использовании раствора этиленгликоля по мнению американских исследователей ограничена температурой -30°C [72, 73]. В условиях больших температурных перепадов и циклических тепловых возмущений, характерных для бурения скважин плавлением, химическая активность спирто-водных растворов приводит к растворению стенок скважины и керна концентрированным раствором при повышенных температурах и интенсивному выпадению кристаллов льда и шугообразованию в растворах с понижением концентрации и температуры (при спуско-подъемных операциях, исследованиях скважины, простоях и пр.). По этой причине с увеличением глубины бурения возникают осложнения, связанные с затяжками и прихватами снаряда в скважине, особенно после непродолжи-

тельных простоев [19, 22]. Этим в основном объясняется то обстоятельство, что до сих пор не удалось сохранять длительное время скважины, пройденные с использованием спирто-водных растворов.

При бурении низкотемпературных ледовых толщ применение спирто-водных растворов явно неэффективно, однако для проходки сравнительно неглубоких скважин при температуре льда не ниже -30°C эти растворы могут найти применение, так как позволяют упростить конструкцию буровых снарядов, технологический процесс бурения и повысить технико-экономические показатели [21, 22].

В проблемной лаборатории горной теплофизики ЛГИ проведены исследования по выбору и определению основных технологических и эксплуатационных свойств низкотемпературной заливочной жидкости на углеводородной основе [33, 34]. В качестве углеводородной основы было выбрано авиационное топливо марки ТС-1 по ГОСТ 102227—86, а в качестве утяжелителей исследовалась возможность применения тетрабромэтана, трихлорэтилена и фреона-11 (хладон-11). В процессе экспериментальных исследований, проводившихся в холодильной камере НЕМА в диапазоне температур от $+20$ до -55°C , определялись морозостойкость, плотность, вязкость, стабильность, взаимодействие с водой и льдом различных испытываемых составов.

По результатам исследований лучшее соответствие требованиям, предъявляемым к жидкостям для бурения глубоких скважин в низкотемпературных ледовых толщах, показали растворы ТС-1 с хладоном-11. Добавление хладона-11 одновременно с повышением плотности в значительной степени снижало вязкость в интервале низких отрицательных температур. Полученная смесь обладала хорошей стабильностью и малой токсичностью. Хладоном-11 широко используется в народном хозяйстве, недорогой, в пожарном отношении безопасен (используется в противопожарных целях), может перевозиться любым видом транспорта в металлических бочках, не теряет свойств при длительном хранении.

Возможность регулирования в широком диапазоне плотности раствора ТС-1 с хладоном-11 при сохранении его стабильности, низкой вязкости, инертности по отношению к слагающим стенки скважины ледовым толщам и продуктам их разрушения не только обеспечивает устойчивость стенок скважины в процессе ее бурения и при проведении различного рода исследований, но и позволяет разработать эффективную технологию удаления продуктов разрушения из зоны забоя с помощью призабойной циркуляции, создаваемой полуавтономными буровыми снарядами на грузонесущем кабеле. Разработанная заливочная жидкость защищена авторским свидетельством [33]. Свойства некоторых заливочных жидкостей и их компонентов приведены в табл. 4.5, а зависимость изменения плотности и вязкости раствора ТС-1 с хладоном-11 от температуры показана на рис. 4.10.

Свойства низкотемпературных

Показатель	DFA	JETA-1	Трихлорэтилен
Плотность, кг/м ³	770—840	775—830	1470
Вязкость, 10 ⁻⁶ м ² /с	1,4—2,5 при 38 °С —48	0,8 при 20 °С	0,71 при 0 °С, 1,06 при —50 °С
Температура замерзания, °С		—50	—86
Температура воспламенения, °С	40	38	32
Токсичность	Практически не токсичен	Токсичен: ПДК—1 мг/м ³	Токсичен: ПДК—0,02 г/л

Для расчета необходимой плотности заливочной жидкости, обеспечивающей за счет создания в скважине гидростатического противодавления на ее стенки допустимую по технологическим соображениям скорость сужения ствола, с учетом конкретных условий бурения и реологических характеристик ледовой толщи для внутриконтинентальной антарктической станции получена следующая аналитическая зависимость [49]:

$$\rho_{ж} = \frac{g\rho_{л}(H - 300) + \{2,39 - \alpha [\ln R_0/R_{\tau}/(A(\tau))]^{1/\alpha}\} \cdot 10^6}{g(H - H_0)}, \quad (4.35)$$

где $\rho_{ж}$ и $\rho_{л}$ — плотность заливочной жидкости и льда, кг/м³; H — глубина скважины, м; H_0 — незаполненный жидкостью интервал скважины, м; R_0 и R_{τ} — начальный и текущий (допустимый) радиусы скважины, м; A и α — реологические коэффициенты закона течения льда, определяемые экспериментально или по известным приближенным реологическим моделям; τ — длительность процесса деформации, год.

В выражении (4.35) горное давление для верхней переходной 300-метровой зоны (снег, фирн, лед) для условий станции Восток

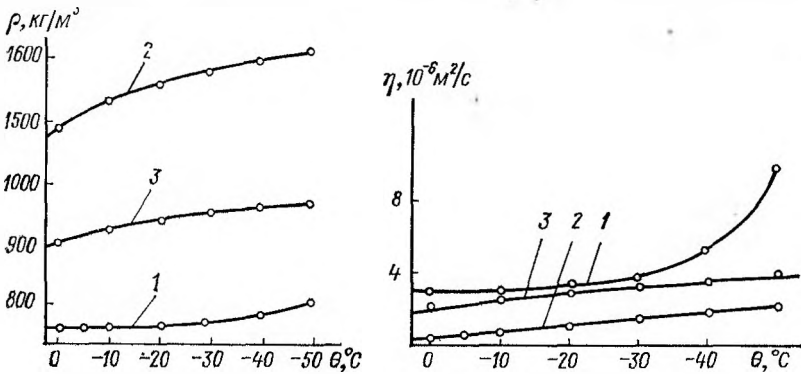


Рис. 4.10. Зависимость плотности ρ и вязкости η топлива ТС-1 (1), хладагента-11 (2) и смеси топлива ТС-1 с хладагентом-11 (3) от температуры θ .

жидкостей для бурения по льду

Тетрахлорэтилен	ТС-1	Хладон-11	ТС-1 с хладоном-11
1620 — —23	800 при 20 °С 1,5 при +20 °С, 16 при —40 °С —60	1490 при 20 °С 0,44 при 0 °С, 2,66 при —50 °С —111	920 при 0 °С 2,13 при 0 °С, 3,71 при —50 °С —80
Не горит Практически не токсичен	40 Не токсичен	Не горит Не токсичен	Не горит Не токсичен

в Антарктиде определялось в 2,39 МПа [34], значения степенного показателя закона течения льда по данным [47] принято равным 3,5, а величина A может быть определена из экспериментальных данных, приведенных в работе [49].

При средней плотности льда на глубинах свыше 300 м $\rho_{\text{л}} = 918 \text{ кг/м}^3$ и значении $H_0 = 100 \text{ м}$ максимальная плотность заливочной жидкости при глубине скважины 3500 м не должна превышать 910 кг/м^3 при $R_0/R_{\tau} \geq 0,99$.

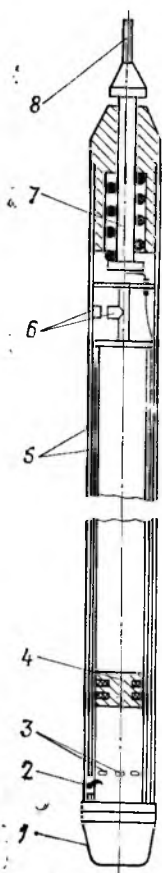
4.4.1. Бурение плавлением залитых скважин в «теплых» и умеренно холодных ледниках

При бурении горных ледников, температура которых по всей толще близка к температуре плавления льда («теплые» ледники), в качестве заливочной жидкости может быть использована полученная в процессе плавления вода, так как ее замерзание в условиях «теплого» ледника процесс довольно длительный. Для бурения плавлением скважин в этих условиях с отбором и без отбора керна были разработаны простейшие термобуровые снаряды. Основным элементом этих снарядов, как и снарядов для бурения «сухих» скважин, является проплавляющее забой и формирующее стенки скважины нагревательное устройство, состоящее из электрического нагревательного элемента, заключенного в герметичный корпус. Материал и форма нагревателя обеспечивают эффективный отвод тепла к поверхности забоя и выдавливание талой воды под действием веса снаряда из зоны забоя.

Снаряд опускается в скважину на грузонесущем кабеле (часто одножильном), длина снаряда не превышает 2—3 м, мощность обычно от 1 до 2 кВт, а скорость бурения плавлением от 10—15 м/ч в снежно-фирновой зоне до 3—10 м/ч во льду. К таким снарядам относятся разработанные в ААНИИ и в ЛГИ различные конструкции термоигл для проходки скважин без отбора керна и малогабаритных переносных колонковых термобуровых снарядов [2, 22], которые успешно используются для бурения на

Рис. 4.11. Схема электротермобурового колонкового снаряда ЭТБ-3.

1—коронка; 2—кернорвательное устройство; 3—выпускные отверстия; 4—поршень; 5—колонковая труба; 6—заправочные штуцеры; 7—подпружиненный кабельный замок; 8—кабель.



ледниках Кавказа, Памира, Полярного Урала, Арктического архипелага скважин различного назначения для сейсмических, термометрических, гляциологических и других исследований. Так как скорость бурения плавлением ледовой толщи находится в прямой зависимости от ее физических и теплофизических свойств, большой интерес представляет использование скорости термобурения для расшифровки структурных и текстурных особенностей снежно-фирновых и ледовых отложений.

Для бурения плавлением скважин в умеренно холодных ледниках с температурой до -20°C в качестве заливочной жидкости широко используются различные водные растворы антифризов. Так, в 1972 г. в АНИИ был разработан электротермобуровой колонковый снаряд на грузонесущем кабеле ЭТБ-3, схематический разрез которого показан на рис. 4.11. Снаряд состоит из двойной колонковой трубы 5 с кернорвателем 2, кольцевой коронкой 1, поршнем 4 и заправочным штуцером 6.

Перед спуском в скважину снаряд заполняется раствором этилового спирта необходимой концентрации, и поршень, выполняющий роль подвижного дна бака, занимает нижнее положение во внутренней керноприемной трубе. В процессе бурения плавлением керн перемещает поршень вверх, вытесняя спиртовой раствор через кольцевой зазор между наружной колонковой и внутренней керноприемной трубами в зону забоя. Здесь раствор смешивается с талой водой и образует незамерзающую заливочную жидкость. После заполнения керноприемной трубы керном льда буровой снаряд поднимается на поверхность, керн извлекается, а снаряд заполняется новой порцией концентрированного спиртового раствора.

Кольцевой нагреватель снаряда представляет собой два соосных тонкостенных медных кольца, в зазоре между которыми уложен электрический нагревательный элемент в виде хорошо изолированной нихромовой проволоки. Тонкостенные медные кольца сварены между собой в нижней и верхней частях, выводы нагревательного элемента тщательно изолированы.

Снарядом ЭТБ-3 в 1975—1976 гг. в Антарктиде было осуществлено сквозное бурение шельфового ледника: в районе станции Новолазаревская были пробурены 3 скважины глубиной 375, 350 и 430 м, в которых был выполнен комплекс геофизических и

Техническая характеристика термобуровых снарядов ААНИИ

Показатели	ЭТИ-1	ЭТБ-3	ЭТБ-5
Диаметр, мм:			
скважины	50	120	135
нагревателя	40	108/84	130/82
керна	—	80	79
Длина, мм:			
колонковой трубы	—	1000—3000	2000
снаряда	1500	1500—4000	6000
Масса снаряда, кг	5	20—80	80
Потребляемая мощность, кВт	1—3	1—4	1,8—2,6
Средняя скорость бурения, м/ч	5—15	1,5—4,0	2,0—2,5

Примечание. Диаметр нагревателя в числителе — наружный, в знаменателе — внутренний.

океанологических наблюдений. В дальнейшем успешное бурение плавлением скважин с использованием водно-спиртового раствора было выполнено на шельфовых ледниках Шеклтона и Росса. Так, в декабре 1978 г. советскими специалистами в составе антарктической экспедиции США сквозь шельфовый ледник Росса снарядом ЭТБ-3 была пробурена за 12 дней скважина с полным отбором керна глубиной 416 м [22]. Техническая характеристика термобуровых снарядов ААНИИ приведена в табл. 4.6.

4.4.2. Разработка теплового способа бурения плавлением глубоких скважин в низкотемпературных ледовых толщах

С увеличением глубин бурения и понижением температуры льда эффективность теплового способа с использованием в качестве заливочных жидкостей водно-спиртовых растворов и других антифризов на водной основе резко снижается, так как в условиях циклических тепловых возмущений и больших температурных перепадов в призабойной зоне скважины возникают осложнения, связанные с процессами растворения льда или его выделения в виде шуги из раствора в зависимости от концентрации. Так, в 1972 г. в результате прихвата снаряда ЭТБ-3 на глубине 812 м пришлось прекратить бурение скважины на склоне материкового ледникового покрова в 50 км к югу от ст. Новолазаревская [22]. Все попытки пробурить и сохранить для последующих исследований глубокие скважины в Центральных районах Антарктиды (ст. Комсомольская, купол Б), предпринятые в 1981—1986 гг. с помощью усовершенствованного термобурового снаряда ЭТБ-5, не увенчались успехом [22]. Американские исследователи, пробурившие первую глубокую скважину на ст. Бэрд (Западная Антарктида) до подледникового ложа глубиной 2164 м, определили

эффективность использования водного раствора этиленгликоля в качестве жидкости для растворения ледового шлама в призабойной зоне температурой льда не ниже -30°C [72].

Экспериментальные исследования и разработка технических средств для бурения плавлением скважин, залитых жидкостью, в низкотемпературных ледовых толщах (ст. Восток, Восточная Антарктида) были начаты в ЛГИ в 1973 г. Одной из первоочередных работ в этом направлении было создание экспериментального макета нового колонкового термобурового снаряда для бурения залитых жидкостью скважин, получившего индекс ТБЗС.

Основное отличие нового снаряда от снаряда для бурения «сухих» скважин типа ТЭЛГА заключалось в использовании для удаления воды с забоя призабойной циркуляции гидрофобной заливочной жидкости на углеводородной основе. В процессе призабойной циркуляции поток заливочной жидкости подхватывает образующуюся при плавлении забоя воду и поднимает ее за счет своего скоростного напора в водосборный бак, где вследствие резкого падения скорости и разницы в плотности заливочная жидкость и вода отделяются друг от друга. Вода как более тяжелый компонент оседает и постепенно заполняет водосборный бак, заливочная жидкость вытесняется из верхней части бака и вместе с циркуляционным потоком поступает в призабойную зону скважины по кольцевому зазору между снарядом и стенками скважины. Стабильная призабойная обратная циркуляция заливочной жидкости обеспечивается включением в систему удаления воды с забоя специального насоса, дополнительного обогрева участков циркуляционной системы, где происходит движение смеси заливочной жидкости с водой, и водосборного бака.

Разработка эффективной системы удаления воды с забоя при бурении залитых жидкостью скважин потребовала проведения специальных исследований в лабораторных условиях. Результаты выполненных исследований подтвердили эффективность использования для призабойной циркуляции низкотемпературной жидкости на основе топлива ТС-1, обладающей хорошей выносной способностью, свойством легко и быстро отделять воду при резком уменьшении скорости потока в водосборном баке, а также позволили рекомендовать для удаления воды с забоя малогабаритные электрические вибрационные и центробежные насосы с подачей 20—30 л/мин без дополнительной герметизации их электрических приводов. Кроме того, были получены рекомендации по конструкции циркуляционной системы снаряда и устройству ее обогрева.

В отличие от термобурового снаряда типа ТЭЛГА для бурения «сухих» скважин в новом снаряде конструкция кольцевого нагревателя коренным образом изменена. Поскольку заливочная жидкость не может служить теплоизолятором, применение удлиненного кольцевого нагревателя с наружным и внутренним буртиками в нижней части совершенно исключено. Естественная конвекция заливочной жидкости по боковым поверхностям такого нагревателя приводила бы к недопустимому оплавлению стенок скважины и

керна. В то же время необходимая тепловая мощность может быть достигнута лишь при достаточном объеме кольцевого нагревателя, требующемся для размещения в его теле тепловых источников электросопротивления. По этим причинам новая конструкция представляет собой кольцо с размещенными внутри электросопротивлениями. Радиальное сечение кольца по вертикали имеет сужающуюся книзу форму, благодаря чему боковые рабочие поверхности кольцевого нагревателя в процессе бурения плавлением непрерывно контактируют со льдом через тонкую прослойку талой воды, выдавливаемой за счет осевой нагрузки на верхний плоский торец нагревателя, откуда вода эжектируется потоком заливаемой жидкости по водоподъемным трубкам в водоприемный бак. Одна из конструкций кольцевого нагревателя для бурения плавлением залитых жидкостью скважин показана на рис. 4.12.

Повышение удельной тепловой мощности кольцевого нагревателя для работы в залитой жидкостью скважине достигнуто за счет уменьшения наружного диаметра, ширины и высоты кольца. Это позволило снизить количество образующейся при плавлении воды, увеличить скорость бурения плавлением и проходку за рейс.

В качестве нагревательных элементов использованы серийные и изготавливаемые в заводских условиях специальные ТЭН, работающие при напряжении до 220 В от источников электрической энергии переменного и постоянного токов. С целью повышения надежности работы нагревательных устройств и обеспечения равномерной передачи теплового потока к рабочим поверхностям в их литых сборных корпусах, изготавливаемых из меди или алюминия, устанавливалось не менее двух ТЭН, подключаемых параллельно.

В 1974 г. в период 19-й САЭ проведены испытания разработанного и изготовленного в ЛГИ первого макета снаряда для

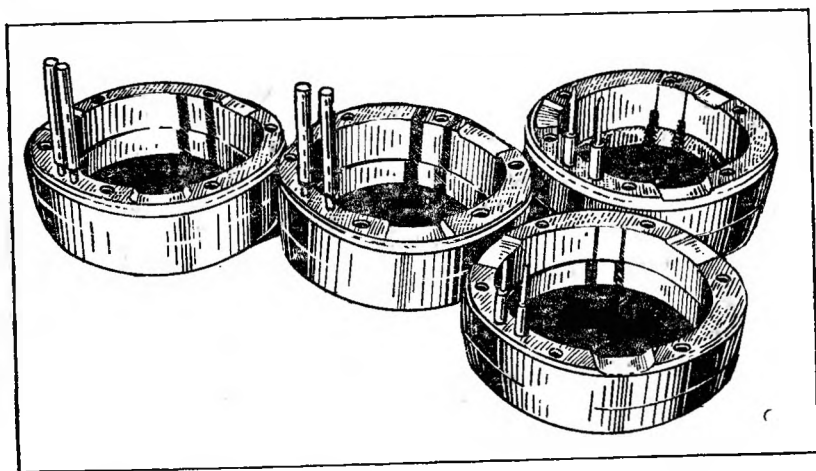


Рис. 4.12. Кольцевые нагреватели для бурения плавлением залитых жидкостью скважин.

залитых скважин ТБЗС-152 с целью определения возможности использования водно-спиртового раствора и раствора на углеводородной основе в низкотемпературных ледовых толщах. В экспериментальном помещении гляциобурового комплекса на ст. Восток (рис. 4.13) с металлической вышкой высотой 17 м был смонтирован каротажный подъемник ПК-2 с приводом по системе Г—Д (генератор — двигатель) номинальной мощностью 19 кВт.

Эксперименты велись в скв. 2, предварительно пройденной до глубины 108 м снарядом ТЭЛГА-14М и закрепленной с целью предотвращения потерь заливочной жидкости в снежно-фирновой зоне стальными обсадными трубами диаметром 168/153 мм. Башмак колонны заморожен в лед. Для экспериментального бурения в научно-исследовательском объединении «Ташкабель» разработаны специальные грузонесущие кабели марок КЭМПП-6 и КЭПП-6 с тремя силовыми ($2,5 \text{ мм}^2$) и тремя сигнальными ($0,75 \text{ мм}^2$) токопроводящими жилами в низкотемпературной полиэтиленовой изоляции.

Результаты бурения скв. 2 в интервале 108—144 м с использованием водно-спиртового раствора показали его крайне низкую эффективность. Частые колебания температуры в призабойной зоне скважины от положительных значений в процессе плавления до температуры ледового массива (-57°C) в процессе проведения спуско-подъемных операций и при простоях приводили к изменению концентрации спирта в растворе как за счет растворения льда на стенках скважины и керна, так и за счет вымораживания из него воды с образованием шуги. Все это осложняло процесс бурения, сопровождалось крайне неравномерным оплавлением стенок скважины и керна, вызывало затяжки и прихваты снаряда при подъеме, что неизбежно приводило к возникновению аварийных ситуаций. Средний расход чистого этилового спирта в процессе экспериментального бурения составил 50 л на 1 м проходки.

Экспериментальные исследования с целью разработки технологии теплового способа бурения с использованием заливочных жидкостей на углеводородной основе и испытания макета нового термобурового снаряда ТБЗС-152 были продолжены на ст. Восток в 20-й САЭ. Подготовленный для бурения с использованием гидрофобной заливочной жидкости на основе топлива ТС-1 макет снаряда ТБЗС-152 был оборудован датчиками системы контроля за параметрами режима бурения: датчиком осевого давления на забой (веса снаряда), позволяющим регулировать осевую нагрузку в пределах от 0 до 1,3 кН; датчиком температуры жидкости в водосборном баке с пределами измерения от -20 до $+20^\circ\text{C}$; датчиком максимально допустимого уровня воды в водосборном баке. Управление кольцевым нагревателем, насосом и системой обогрева снаряда осуществлялось со специально разработанного и изготовленного в ЛПИ электрического пульта; подача снаряда на забой в процессе бурения выполнялась с помощью ручного тормоза лебедки.

Таблица 4.7

**Результаты экспериментального бурения залитых жидкостью скважин
термобуровыми снарядами ТБЗС-152 и ТБЗС-152М**

Показатели	ТБЗС-152		ТБЗС-152М	
	Экс. А-162, Сев. Земля, скв. 3	20-я САЭ, ст. Восток, скв. 2	24-я САЭ, база «Горная»	25-я САЭ, ст. Восток, скв. 3Г
Объем бурения, м	462	309	545	1388
Интервал бурения, м	0—462	142—451	430—750	112—1500
Температура льда, °С	—11	—56÷—53	—25	—56÷—43
Скорость бурения средняя, м/ч	2,0	2,1	1,75	2,0
Проходка за рейс средняя, м	1,85	1,70	1,90	2,0
Количество проплавленной воды среднее, л/м	11,0	11,0	9,7	10,0
Диаметр скважины средний, мм	155	158	156	156
Диаметр керна средний, мм	110	109	109	110
Выход керна, %	98—100	94	99	99,8
Мощность кольцевого нагревателя средняя, кВт·А	2,25	5,0	2,50	3,20
Мощность системы обогрева сред- няя, кВт·А	1,30	4,20	2,50	2,80
Общая мощность на бурение, кВт·А	5,00	10,00	6,00	6,00
КПД средний, %	41	30	41	40

После предварительного испытания термобурового снаряда на поверхности в специально изготовленной для этой цели модели скважины была произведена очистка экспериментальной скважины № 2 от остатков водно-спиртового раствора и ледяной шуги. В процессе исследований скв. 2 была пробурена в интервале 142—450,4 м макетом снаряда ТБЗС-152. Уровень заливочной жидкости в скважине поддерживался постоянно в пределах 130—150 м от устья. Результаты бурения, приведенные в табл. 4.7, подтвердили возможность эффективного использования для бурения скважин в низкотемпературных ледовых толщах в качестве основы заливочных жидкостей топлива ТС-1, позволили наметить пути дальнейшего совершенствования снаряда и технологии бурения залитых жидкостью скважин. Недостаточно надежная работа системы удаления воды с забоя не позволила до конца избавиться от образования ледовой шуги в призабойной зоне, приводившего к нарушению технологического процесса бурения, снижению скорости проходки и затяжкам снаряда при подъеме. По этой причине произошло осложнение, в результате которого на глубине 450,4 м был прихвачен и оставлен снаряд.

Проблема повышения эффективности работы системы очистки забоя от воды была решена благодаря применению высоконадежных центробежных насосов с регулируемым электрическим приводом, используемых в системах питания авиационных двигателей, нагревательных кабелей с минеральной изоляцией в оболочке из

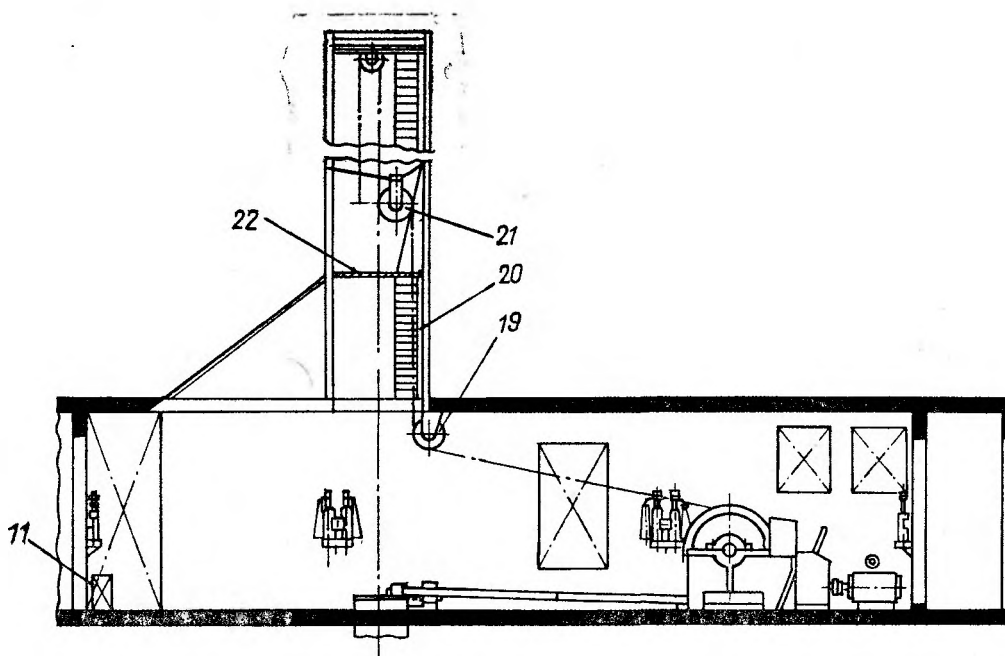
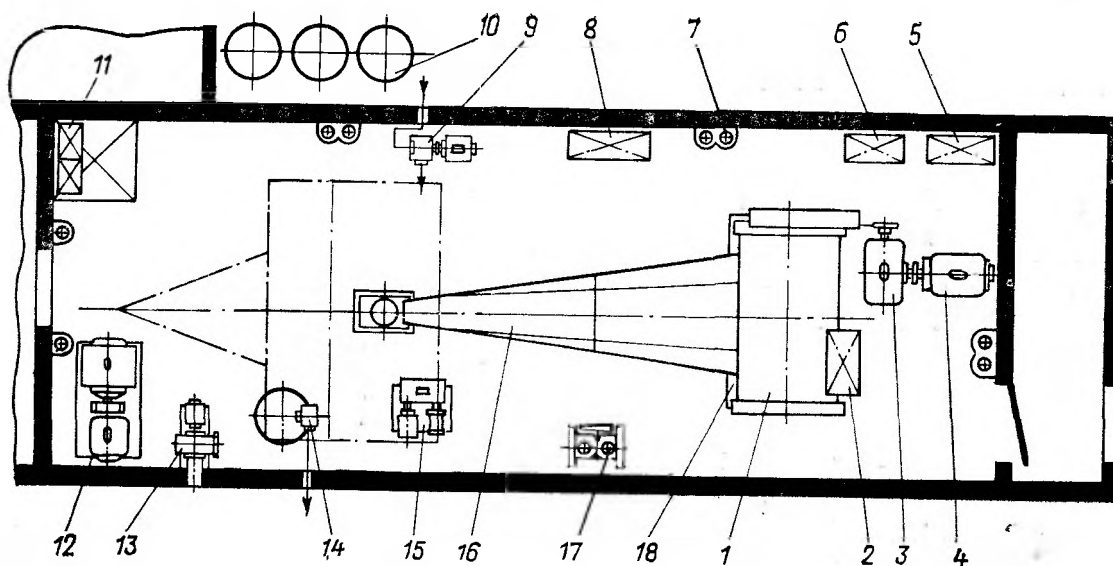


Рис. 4.13. Экспериментальное помещение гляциобурового комплекса на ст. Восток.

1 — лебедка подъемника ПК-2; 2 — пульт управления подъемником; 3 — редуктор; 4 — электродвигатель ПН-145; 5 — пульт управления электроприводом подъемника; 6 — пульт управления снарядом; 7 — лампы освещения; 8 — распределительный щит; 9 — насос для перекачки заливочной жидкости; 10 — емкости с заливочной жидкостью; 11 — верстак; 12 — система двигатель-генератор; 13 — вытяжной вентилятор; 14 — водяной насос; 15 — вспомогательная лебедка Т-66; 16 — лоток для сбора заливочной жидкости при подъеме снаряда из скважины; 17 — огнетушители; 18 — поддон для сбора заливочной жидкости; 19 — направляющий ролик; 20 — грузонесущий кабель; 21 — кронблок; 22 — маршевые лестницы.

нержавеющей стали — КНМС диаметром 2 и 3 мм, а также в результате совершенствования конструкции отдельных элементов циркуляционной системы.

С целью сокращения сроков отработки новых конструктивных решений, увеличения объемов опытного бурения параллельно с работами в Антарктиде экспериментальные исследования были организованы на гляциологическом стационаре ААНИИ в Арктике (ледник Вавилова, арх. Северная Земля). В 1976—1978 гг. пробурено с использованием топлива ТС-1 десять скважин, две из которых успешно преодолели ледниковую толщу с минимальной температурой -11°C и достигли подледниковых пород на глубине 462,2 и 460 м соответственно. Общий объем экспериментального бурения на Северной Земле превысил 1500 м, основные его результаты приведены в табл. 4.7 [71].

Успешное испытание термобурового снаряда для залитых скважин на Северной Земле позволило продолжить экспериментальные работы в Антарктиде. В период зимовочных работ 24-й САЭ испытание усовершенствованного термобурового снаряда ТБЗС-152М и нового передвижного бурового комплекса ПБУ-2 проведены на 73-м километре трассы Мирный — Восток, где была организована временная база «Горная». Установка ПБУ-2 разработана для проходки тепловым способом как «сухих», так и заполненных жидкостью скважин в научных внутриконтинентальных антарктических походах. Конструкция ПБУ-2 представляет собой утепленное здание с металлическим каркасом и размерами в плане $3,5 \times 9,0$ м, смонтированное на стандартных металлических саях, используемых для перевозки грузов в Антарктиде. С каркасом здания жестко связано основание А-образной утепленной мачты высотой 8 м. Внутри здание разделено на два помещения, где размещается буровое, энергетическое и вспомогательное оборудование и инструмент (рис. 4.14). Для производства спуско-подъемных операций использован каротажный подъемник ПК-2 с разработанным к нему электрическим регулируемым по системе Г—Д приводом номинальной мощностью 10 кВт·А. Скорости подъема и спуска снаряда в скважине плавно регулировались в пределах от 0 до 30 м/мин, что позволяло поднимать снаряд без использования вспомогательной лебедки. В качестве автономных источников питания установлены два дизель-электрических агрегата, марки 2316А мощностью по 16 кВт·А.

Экспериментальная скважина в интервале снежно-фирновой и ледовой толщи до глубины 430 м проходила термобуровым снарядом ТЭЛГА-14М. Минимальная температура льда составляла -25°C . После заполнения скважины заливочной жидкостью на основе топлива ТС-1, бурение было продолжено термобуровым снарядом ТБЗС-152М в условиях неполной компенсации горного давления гидростатическим, так как из-за ограниченного количества топлива ТС-1 высота столба жидкости в скважине колебалась в пределах 200—300 м от забоя. Несмотря на это обстоятельство, существенно осложнившее процесс бурения, эксперимен-

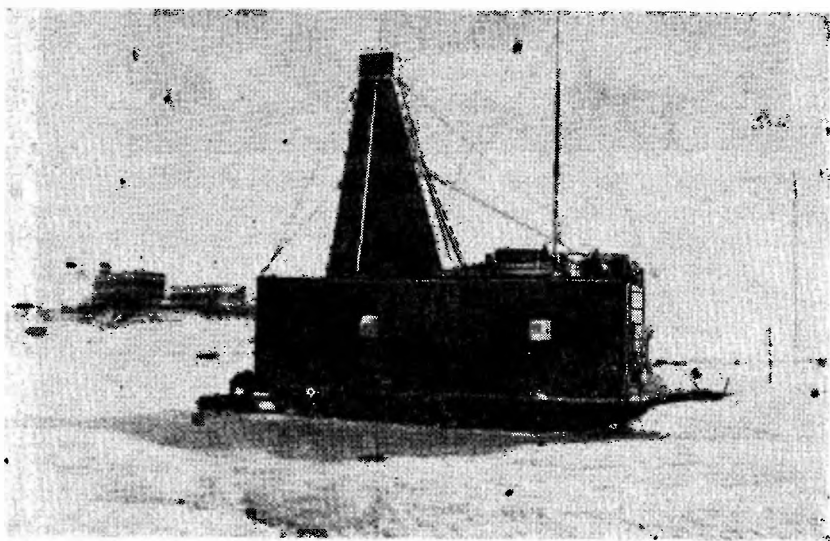


Рис. 4.14. Передвижная буровая установка ПБУ-2.

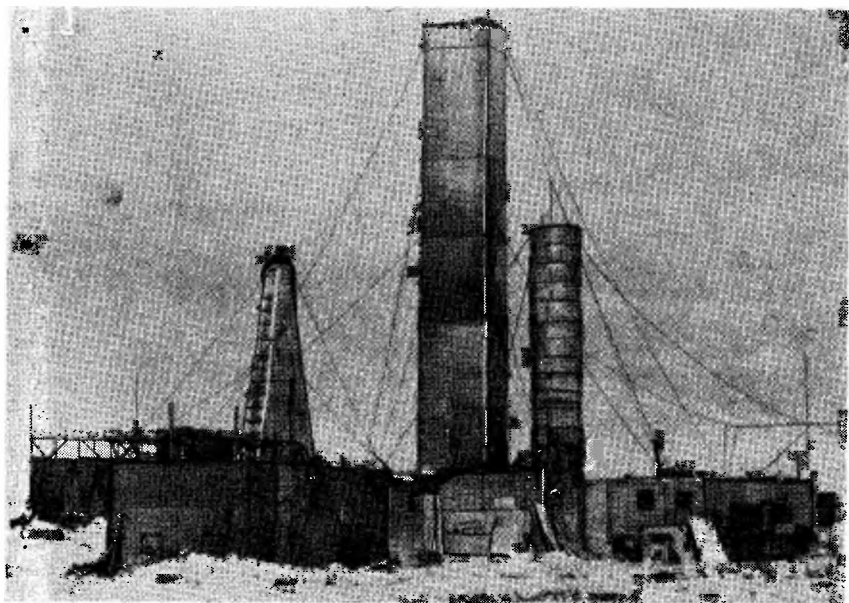


Рис. 4.15. Общий вид гляциобурового комплекса на ст. Восток в 25-й САЭ.

тальная скважина на 73-м километре была пройдена до глубины 750 м. Общий объем бурения в залитой жидкостью скважине снарядом ТБЗС-152М с учетом отклонения и проходки нового ствола при ликвидации осложнений составил 545 м. Основные результаты экспериментального бурения на базе «Горная», приведенные в табл. 4.7, подтвердили работоспособность и надежность нового термобурового снаряда ТБЗС-152М.

Было решено возобновить в 25-й САЭ бурение глубокой скважины в низкотемпературных ледовых толщах на ст. Восток, не дожидаясь завершения изготовления и монтажа разработанного для глубокого бурения стационарного комплекса специального бурового, энергетического и вспомогательного оборудования. После завершения работ на базе «Горная» установка ПБУ-2 была доставлена транспортным походом на ст. Восток, где была пристроена к основному гляциобуровому комплексу и соединена с ним утепленным тамбуром (рис. 4.15). Энергообеспечение, отопление и освещение ПБУ-2 осуществлялось от стационарной ДЭС, а автономная энергетическая установка буровой использовалась как резервная.

Бурение новой глубокой скважины начато с оборудования устья метровым направлением из стальной трубы диаметром 273 мм с теплоизоляцией ее в буровом здании. Снежно-фирновые и частично ледовые отложения до глубины 112 м пройдены термобуровым снарядом ТЭЛГА-14М «сухим» стволом. С учетом достаточной прочности и устойчивости низкотемпературной снежно-фирновой толщи для предупреждения возможных загрязнений забоя продуктами механического разрушения и коррозии металла ствол скважины в этом интервале не закреплялся обсадными трубами. Для предотвращения потерь заливаемой жидкости ее уровень предусматривалось поддерживать ниже глубины распространения проникаемых снежно-фирновых отложений, т. е. ниже 100 м.

После заполнения скважины заливаемой жидкостью — смесью топлива ТС-1 и хладагента-11 — бурение продолжено снарядом ТБЗС-152М.

Снаряд ТБЗС-152М состоит (рис. 4.16) из кольцевого нагревателя 1, кернорвального устройства 2, колонковой трубы 3, нижнего монтажного переходника 4, водоподъемных трубок 5, трубки с токоподводящими проводами 6, нагревательные элементы системы обогрева 7, водосборный бак 9, центральную водоподъемную трубку 8, насосный переходник 11, электронасос 12, электроотсек 13, кабельный замок с датчиком веса снаряда 14, шламовую трубу 15 — грузонесущий кабель.

Рис. 4.16. Схема термобурового снаряда для залитых жидкостью скважин ТБЗС-152М.

1 — кольцевой нагреватель; 2 — кернорвальное устройство; 3 — керноприемная труба; 4 — нижний монтажный переходник; 5 — водоподъемные трубки; 6 — трубки с токоподводящими проводами; 7 — нагревательные элементы системы обогрева; 8 — центральная водоподъемная трубка; 9 — водосборный бак; 10 — насосный переходник; 11 — электронасос; 12 — электроотсек; 13 — кабельный замок с датчиком веса снаряда; 14 — шламовая труба; 15 — грузонесущий кабель.

ника 4, водоподъемных трубок 5, трубки с токопроводящими проходами 6, водосборного бака 8, нагревательных элементов системы обогрева 7, центральной водоподъемной трубки 9, насосного переходника 10, электронасоса 11, электроотсека 12, кабельного замка с датчиком веса снаряда 13, шламовой трубы 14, грузонесущего кабеля 15.

В процессе экспериментального бурения прошли испытания и были успешно доработаны две конструкции кольцевых нагревателей: литая неразборная и разъемная, предусматривающая замену нагревательных элементов (рис. 4.12). В качестве нагревательных элементов испытывались специально разработанные в изготовленные в заводских условиях трубчатые нагреватели — ТЭН диаметром 7 и 10 мм и нагревательный кабель с магниевой изоляцией в оболочке из нержавеющей стали марки КНМС-НХ диаметром 3,1 и 2,0 мм. Рабочее напряжение питания каждого элемента 100—220 В, номинальный ток до 9—10 А. В корпусе кольцевого нагревателя, изготавливаемого из меди или алюминия, устанавливались 2 или 3 нагревательных элемента с отдельными регулирующими электрическими цепями питания. Надежная изоляция и герметизация выводов была достигнута разработкой специальных гермовводов с коваровым стеклом. Кольцевой нагреватель соединяется с кернорвательным устройством с помощью торцевых центрирующих фланцев шестью винтами М6. Для предупреждения быстрого износа кольцевого нагревателя по наружному диаметру, приводящего к уменьшению диаметра скважины, его рабочий наружный цилиндрический участок выполнен в виде съемного тонкостенного медного кольца с хромированной поверхностью. Номинальный наружный диаметр кольцевого нагревателя 152 мм, внутренний 112 мм, высота 40—55 мм, форма торца параболическая.

В кернорвательном устройстве рычажного типа изменилась конструкция крепления и фиксации трех подпружиненных ножей. Корпус кернорвательного устройства изготовлен из нержавеющей стали, а ножи — из титана, крепление к колонковой трубе резьбовое.

Колонковая труба стальная, диаметр 127/118 мм, длина 2 и 3 м. На наружной поверхности трубы крепятся 3 стальные водоподъемные трубки диаметром 10 мм ($\delta = 1,0$ мм) и одна уплощенная трубка для прокладки токоподводящих и сигнальных проводов к кольцевому нагревателю и забойным датчикам.

Небольшие конструктивные изменения в нижнем монтажном переходнике обеспечили теплоизоляцию проходящих в нем каналов циркуляционной системы удаления воды с забоя и улучшили работу сливного клапана.

Водосборный бак — стальная труба диаметром 146 мм, длиной 2,5 и 3,0 м. Внутри бака находится центральная водоподъемная трубка диаметром 12 мм, длина которой на 0,5 м меньше длины водосборного бака. На верхнем открытом конце водоподъемной трубки устанавливается специальный сетчатый фильтр,

улучшающий процесс отделения воды от заливочной жидкости в баке.

В верхней части бака в специальном насосном переходнике установлен центробежный насос с приводом от электродвигателя постоянного тока марки ЭЦН-91Б. Рабочее напряжение питания электронасоса 27 В, номинальный рабочий ток 4—6 А, максимальная подача 30 л/мин.

В электрическом отсеке снаряда, соединяющем водосборный бак с кабельным замком, смонтированы разъемные соединения цепей питания всех электрических устройств снаряда с токопроводящими жилами грузонесущего кабеля через специальные предохранительные элементы, обеспечивающие отключение цепи в случае короткого замыкания, превышения максимально допустимого тока и пр.

Новая конструкция кабельного замка позволила почти в 2 раза уменьшить его массу, улучшила условия работы подвижного соединительного узла и силовой пружины датчика веса снаряда, увеличила надежность и расширила пределы регулирования давления снаряда на забой в процессе бурения, а также позволила оптимизировать спуско-подъемные операции, предупреждать перепуск кабеля, фиксировать зависание или затяжки снаряда в скважине. В верхней части кабельного замка установлена шламовая труба — короткий перфорированный стальной патрубок диаметром 146 мм.

В качестве грузонесущего кабеля при бурении снарядом ТБЗС-152М в 25-й САЭ прошли испытания два отрезка опытного образца кабеля КЭМПП-6 длиной 870 и 1600 м соответственно и макетный образец разработанного по специальному заданию ЛГИ в НИКИ «Ташкабель» кабеля КГ-7-95-180 длиной 1160 м. Новый кабель состоит из 7 токопроводящих медных жил сечением 2,5 мм² с изоляцией из фторопласта 40Ш. Наружный диаметр кабеля 16,5 мм, разрывное усилие 95 кН, максимальное напряжение питания 1000 В. Рабочий интервал температур $-60 \div +180^{\circ}\text{C}$, масса 895 кг/км. Испытание макета грузонесущего кабеля КГ-7 показали его высокую работоспособность. Наличие 7 токопроводящих силовых жил сечением 2,5 мм², меньшие диаметр и масса выгодно отличают его от кабеля КЭМПП-6.

Для предупреждения замерзания воды в водоподъемных трубках и в водосборном баке в циркуляционной системе снаряда смонтирован обогрев, состоящий из специальных нагревательных элементов: в водоподъемных трубках — отрезки нагревательного провода КНМС-НХ диаметром 3,1 и 2,0 мм, в водосборном баке — нагревательный провод КНМС-НХ и ТЭН. Для условий бурения скв. 3Г в процессе экспериментальных исследований средняя мощность обогрева водоподъемных трубок была установлена в пределах 300—350 Вт на 1 м длины, а водосборного бака — от 500 до 1000 В·А на 1 м высоты рабочего объема. Максимальное значение мощности обогрева соответствует минимальному прогреву призабойной зоны в начале каждого рейса, минимальное — окончанию рейса и спуско-подъемным операциям. Экспериментально от-

рабочанный режим циркуляции заливочной жидкости и работы системы обогрева обеспечивал полное удаление воды с забоя, эффективное отделение ее от заливочной жидкости в водосборном баке и транспортировку на поверхность без осложнений при минимальной положительной температуре воды в баке.

Успешное решение в процессе экспериментального бурения скв. ЗГ целого ряда технических задач позволило нормализовать процесс бурения залитой жидкостью скважины и без существенных осложнений практически при односменной работе достичь к окончанию зимовочных работ в 25-й САЭ глубины 1415 м, а в начале работы новой смены в 26-й САЭ довести ее до 1500 м.

Анализ результатов экспериментального бурения скв. ЗГ (см. табл. 4.7) показывает, что эффективность процесса бурения плавлением зависит в первую очередь от надежной работы кольцевых нагревательных устройств и системы удаления воды с забоя. Оптимальная осевая нагрузка зависит от условий теплопередачи между кольцевым нагревателем и ледовым забоем скважины и необходимости обеспечивать минимальное отклонение скважины от вертикального направления. Первое условие требует увеличения осевой нагрузки, второе — ее снижения.

При незначительном отклонении ствола скважины от вертикали ($1-2^\circ$) допускается бурение с максимальной осевой нагрузкой, равной весу снаряда в заполняющей скважину жидкости; при увеличении угла отклонения осевая нагрузка снижается до значения, равного $2/3$ веса снаряда и менее.

Разработанный технологический цикл бурения включал такую же последовательность выполнения отдельных операций, как и при бурении «сухих» скважин термобуровыми снарядами типа ТЭЛГА-14М. Разница заключалась в специфических особенностях выполнения каждой операции и режимах работы как устройств и систем снаряда, так и спуско-подъемного оборудования. Так, подготовительные операции предусматривали заполнение перед каждым спуском водосборного бака заливочной жидкостью. Снаряд опускался в скважину с различными скоростями и режимами работы его устройств и систем в «сухом», залитом и призабойном интервалах ствола. Режим бурения изменялся в зависимости от изменения температурных условий в призабойной зоне скважины. Режим подъема определялся как мощностью спуско-подъемного оборудования, так и состоянием ствола скважины (наличием каверн, искривления, интервалов сужения ствола из-за неполной компенсации горного давления и пр.). Заключительные операции помимо извлечения керна, слива воды, прогрева снаряда и его профилактического осмотра предусматривали периодическую по мере углубки скважины заливку жидкости до уровня, обеспечивающего поддержание необходимого гидростатического противодавления на ее стенки.

С увеличением глубины скважины контроль за процессом бурения усложнялся, в связи с этим были разработаны и испытаны устройство для автоматической подачи снаряда на забой с заданной

осевой нагрузкой и система контроля за основными режимными параметрами бурения плавлением. Для повышения надежности работы термобурового снаряда все его основные нагревательные устройства имели резервные элементы, призабойная циркуляция осуществлялась по одной из трех водоподъемных трубок, две другие находились в резерве и могли быть включены в работу без подъема снаряда на поверхность. Техническая характеристика новой доработанной конструкции термобурового снаряда для залитых скважин ТБЗС-152-2М приведена в табл. 4.8.

Отработанный технологический режим бурения скв. ЗГ до глубины 1500 м не вызывал никаких существенных осложнений и характеризовался средней скоростью плавления забоя 2,0 м/ч при мощности кольцевого нагревателя 3,0 кВт·А, средней проходкой за рейс 2,0 м, количеством проплавленной воды с 1 м проходки 10 л. При этом диаметр скважины по данным кавернометрии изменялся от 156 до 153 мм, составляя в среднем 154 мм; средний диаметр керна 110 мм, выход керна 99,9 %. КERN, как правило, извлекался из керноприемной трубы цельным куском. Оптимальная осевая нагрузка составляла около 2/3 веса снаряда (примерно 1 кН), средний угол отклонения скважины от вертикали в интервале 0—1500 м меньше 3°, максимальное отклонение на отдельных интервалах не превышало 6,5°. Основные показатели бурения скв. ЗГ снарядом ТБЗС-152М приведены в табл. 4.7.

Анализ баланса рабочего времени, затраченного на бурение скв. ЗГ до глубины 1500 м, показывает, что непроизводительные затраты времени по мере совершенствования технических средств и технологии бурения резко снижаются (с 45 % в начальный период до 7—8 % при глубине скважины 1000 м), однако с глубиной возрастает время на спуско-подъемные и вспомогательные операции, достигая в интервале 1400—1500 м 70 % всего производительного времени. Это связано с относительно небольшими скоростями спуска и подъема снаряда в залитом жидкостью интервале скважины — 1200—1500 м/ч в основном стволе и 600—800 м/ч в призабойной зоне. Подготовительные и заключительные операции занимают еще 20—30 мин.

Так как с увеличением глубины бурения возрастают электрические потери в кабеле, ограничивающие подводимую к буровому снаряду полезную энергию, в ЛГИ разрабатывается термобуровой комплекс, предусматривающий питание снаряда по схеме «источник питания — повышающий трансформатор — грузонесущий кабель — понижающий трансформатор — электрические потребители снаряда». При разработке этого комплекса для уменьшения габаритных размеров понижающих трансформаторов, устанавливаемых в термобуровом снаряде, частота питающего напряжения, формирование которой предусматривается на поверхности специально разработанным тиристорным преобразователем частоты, принята 2500—4000 Гц.

Высокочастотный термобуровой комплекс включает в себя: термобуровой колонковый снаряд для залитых скважин ТБС-112ВЧ

**Техническая характеристика разработанных в ЛГИ термобуровых
колонковых снарядов на грузонесущем кабеле для залитых
жидкостью скважин**

Показатели	ТБЗС-152М	ТБЗС-152-2М	ТБС-112ВЧ
Глубина бурения, м	2000	4000	4000
Диаметр скважины, мм	154—156	154—156	116
Диаметр керна, мм	110—112	110—112	84—88
Кольцевой нагреватель:			
наружный диаметр, мм	152	152	112
внутренний диаметр, мм	112	112	93
высота, мм	50—60	40—50	100
рабочее напряжение, В	100—220	100—220	20—40
потребляемая мощность, кВт	2,5—3,0	3,2—3,9	4,5—6,0
Кернорвательное устройство	Рычажкового типа с тремя подпружиненными ножами		
Колонковая труба:			
диаметр, мм	127	127	108
длина, мм	2000	3200	2000
Водосборный бак:			
диаметр, мм	146	146	90
длина, мм	2000	3300	2200
рабочая вместимость, л	24	35	16—20
Насос:	Электрический центробежный		
тип	ЭЦН-91	ЭЦН-91Б	ЭЦН-91Б
марка	30	30	30
подача, л/мин	0,1	0,1	0,1
давление, МПа			
Потребляемая мощность, В·А	200	200	200
Грузонесущий кабель:			
марка	КГ7-95-180	КГ7-95-180	КГ2-59-120
номинальный диаметр, мм	16,5	16,5	11,5
количество токоподводящих жил	7	7	2
сечение жил, мм ²	2,5	2,5	4,0
разрывное усилие, кН	95	95	59
масса 1 км, кг	895	895	395
Заливочная жидкость:	Топливо ТС-1 + утяжелитель		Хладагент-11
плотность, кг/м ³	900—950	900—950	900—950
вязкость η_{30} при температуре —50 °С, 10 ⁻⁶ м ² /с	3,7	3,7	3,7
Общая длина снаряда, мм	5000	7500	6500
Масса снаряда, кг	150	180	120

с номинальным наружным диаметром кольцевого нагревателя 112 мм; тиристорный преобразователь частоты (ТПЧ) мощностью 12 кВт·А; грузонесущий коаксиальный кабель КГ2-59-120 (токопроводящая медная жила сечением 4,0 мм², изолированная медная оплетка — экран сечением 4 мм², изоляция из полиэтилена низкого давления). Диаметр кабеля 11,5 мм, номинальное разрывное усилие 59 кН, масса 395 кг/км, напряжение питания 1000 В, рабочая температура от —60 до +120 °С.

Основными конструктивными отличиями термобурового снаряда ТБС-112ВЧ являются наличие понижающих трансформаторов для питания кольцевого нагревателя и обогрева циркуляционной системы удаления воды с забоя, низкоомных нагревательных устройств, а также сменного необогреваемого водосборного бака. Кольцевые нагреватели снаряда разрабатываются двух типов: с ленточными нагревательными элементами сопротивления и с индукционным нагревом.

Электрическая схема высокочастотного комплекса ТБС-112ВЧ позволяет не только передавать снаряду энергию по коаксиальному грузонесущему кабелю КГ2-59-90, но и контролировать и регулировать суммарный ток, мощность, напряжение, создаваемое в цепи снаряда, ток насоса, достижение снарядом забоя, уровень воды на забое. Для повышения надежности работы снаряда электропитание кольцевого нагревателя и обогрева водоподъемного канала осуществляется от индивидуальных трансформаторов. Схемы контроля уровня воды на забое и электропитания насоса выполнены на постоянном токе.

Принципиальная схема снаряда ТБС-112ВЧ показана на рис. 4.17. Техническая характеристика снаряда приведена в табл. 4.8. Снаряд состоит из колонковой трубы 11, в верхней части которой установлены понижающие трансформаторы кольцевого нагревателя 12 и системы обогрева 10. Токосъемные шайбы 8 и крепежные винты 9 являются выводами вторичных обмоток трансформаторов. Сменный водосборный бак имеет в верхней части уплотнение 14. Винты 13 ограничивают перемещение бака в верхнем положении, а стопорный винт 16 фиксирует его в рабочем положении. В верхней части снаряда находятся: насосный переходник 7 с насосом 6; электроотсек 5, корпус кабельного замка с датчиком веса снаряда 4; грузонесущий кабель 2. На корпусе кабельного замка установлена небольшая шламовая труба 1. В нижней части колонковой трубы находятся кернорвательное устройство 19 и кольцевой нагреватель 20. В трех окнах кернорвательного устройства смонтированы кернорвательные ножи 18 с пружинами 17. На наружной поверхности колонковой трубы профрезерованы три продольные канавки глубиной 5 мм, в одной из которых уложен коаксиальный токовод 23 для питания нагревателя, во второй — обогреваемый водоподъемный трубопровод 22, а в третьей — аварийный нагреватель 24. Трубопровод 22 сообщен с водосливным окном 21.

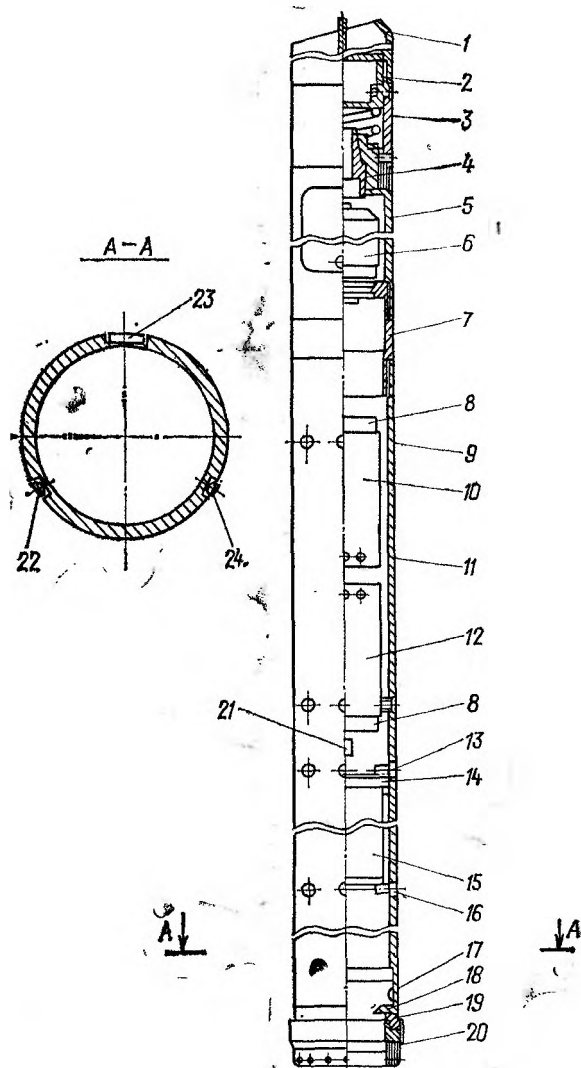


Рис. 4.17. Схема высокочастотного термобурового снаряда ТБС-112ВЧ.

1—шламовая труба; 2—грузонесущий кабель; 3—кабельный замок; 4—датчик веса снаряда; 5—электроотсек; 6—насос; 7—насосный переходник; 8—токосъемные шайбы; 9—крепежные винты; 10—система обогрева; 11—колонковая труба; 12—понижающие трансформаторы; 13—винты, ограничивающие перемещение бака; 14—уплотнение; 15—сменный водосборный бак; 16—стопорный винт; 17—пружины; 18—клинья керноврателя; 19—керноврательное устройство; 20—кольцевой нагреватель; 21—водосливное окно; 22—обогреваемый водоподъемный трубопровод; 23—коаксиальный токовод; 24—аварийный нагреватель.

Одним из принципиальных отличий снаряда ТБС-112ВЧ от снаряда ТБЗС-152М является работа системы удаления воды из скважины. Образующаяся на забое вода поднимается потоком циркулирующей в призабойной зоне заливочной жидкости по

обогреваемому наружному трубопроводу и через сливное окно поступает в зону, находящуюся выше съемного водосборного бака. Здесь в результате резкого снижения скорости потока вода как более плотная составляющая смеси отделяется от заливочной жидкости и оседает в баке. Так как бак не обогревается, то вода, постепенно замерзая, заполняет бак в виде льда. После окончания рейса бурения и подъема снаряда на поверхность из колонковой трубы сначала извлекается керн, а затем съемный бак с замерзшей водой. После осмотра и проверки снаряда производится установка запасного пустого бака, и цикл бурения повторяется.

После предварительных стендовых испытаний в лабораторных условиях и полевых испытаний на гляциологическом полигоне «Купол» (арх. Северная Земля) экспериментальные образцы термобурового снаряда ТБС-112ВЧ испытывались в период работы 26—30-й САЭ на ст. Восток в Антарктиде.

В процессе испытаний этих рядов было продолжено экспериментальное бурение скв. 3Г с глубины 1500 м. Первый этап работ позволил в 26—27-й САЭ довести скв. 3Г до глубины 2083 м. Однако крайне напряженная обстановка, сложившаяся на ст. Восток в начале работы 27-й САЭ, связанная с выходом из строя в результате пожара станционной ДЭС, заставила прервать экспериментальное бурение. Потеря ПБУ-2 в конце зимовки 27-й САЭ не позволила продолжить эти работы в 28-й САЭ. В 29-й САЭ экспериментальное бурение скв. снарядам ТБС-112ВЧ было продолжено после установки над ее устьем нового передвижного бурового комплекса ПБУ-3. В процессе проработки и частичного разбуривания призабойного интервала скважины с отметки 1968,5 м был зарезан новый ствол, который полностью отклонился от старого (был получен цельный столбик керна) на отметке 1977 м. Экспериментальное бурение нового ствола скв. 3Г в 29-й САЭ было продолжено до глубины 2040 м, а затем в 30-й САЭ забой скв. 3Г достиг рекордной отметки 2201,7 м.

По организационным причинам вновь приступить к экспериментальному бурению скв. 3Г удалось только в конце февраля 1986 г. после прибытия на ст. Восток нового состава гляциобурового отряда с необходимыми для продолжения работ оборудованием, материалами и инструментом. После более чем полугодового простоя в процессе спуска снаряда и проработки призабойного интервала удалось достичь отметки 1920 м. В интервале 1750—1900 метров прорабатывались только отдельные 10—20-метровые участки ствола скважины. Это еще раз показало, что в условиях неполной компенсации горного давления гидростатическим (2—5 МПа) ствол скважины в интервале 0—1900 м устойчив, уменьшение его диаметра не превышает 1—2 мм. Последнее обстоятельство подтверждается регулярными кавернометрическими измерениями, отмечавшими в период 1982—1985 гг. изменения диаметра скважины в пределах погрешности измерений используемых каверномеров ($\pm 1 \div \pm 2$ мм) [6].

Из-за целого ряда организационных, технических и технологических осложнений проработать и разбурить призабойный интервал скв. 3Г в 31-й САЭ не удалось. Экспериментальный образец снаряда ТБС-112ВЧ был оставлен в скважине в интервале глубин 1935—1943 м, и дальнейшие буровые работы в скважине были прекращены.

Основные результаты экспериментального бурения скв. 3Г высокочастотным комплексом ТБС-112ВЧ приведены в табл. 4.9.

Экспериментальное бурение и испытания термобурового оборудования и инструмента с использованием электрической энергии повышенной частоты для бурения плавлением глубоких залитых жидкостью скважин в ледовых толщах позволяют сделать следующие выводы:

- высокочастотный термобуровой комплекс ТБС-112ВЧ подтвердил свою работоспособность и возможность эффективного бурения глубоких скважин с отбором керна в низкотемпературных ледовых толщах;

- достигнута высокая скорость бурения (3—6 м/ч);

- снижены потери электрической энергии в кабеле за счет передачи ее к снаряду под высоким напряжением (около 1000 В) при сравнительно малых токах (10 А).

- использование повышенной частоты электрической энергии позволило упростить конструкцию снаряда;

- уменьшенный диаметр снаряда, отсутствие в нем выступающих деталей и узлов повышают скорость его спуска в скважину и снижают затраты мощности на подъем;

- отсутствие надежной конструкции кольцевого нагревательного устройства, низкая его работоспособность (в среднем 1—2 рейса до первого отказа), а также несовершенная и труднорегулируемая система удаления воды из скважины резко снижают эффективность бурения, особенно с увеличением глубины скважины;

- отсутствует надежная и эффективная система контроля и регулирования режимных параметров бурения.

После соответствующей доработки технических средств высокочастотного термобурового комплекса его дальнейшее использование при глубоком бурении скважин в ледовых толщах будет несомненно эффективным и целесообразным.

В 27-й САЭ на ст. Восток было начато строительство нового стационарного бурового комплекса, с помощью которого предполагалось пройти с отбором керна всю ледовую толщу, мощность которой в районе станции достигает 3700—4000 м, и внедриться в подстилающие ледник горные породы. Строительство и монтаж бурового и вспомогательного оборудования удалось завершить только в 28-й САЭ. После испытаний бурового комплекса 3 июля 1983 г. была забурена новая глубокая скв. 4Г.

Разработанный в ЛГИ новый буровой комплекс включает в себя два сборных утепленных домика, смонтированные на металлических саях и соединенные между собой утепленным тамбуром, утепленную буровую вышку, изготовленную на основе буровой

Таблица 4.9
Результаты экспериментального бурения скв. 3Г на ст. Восток высокочастотными термобуровыми снарядами ТБС-112ВЧ

Показатели	26-27-я С.А.Э., 1981-1982 гг.	29-я С.А.Э., 1984 г.		30-я С.А.Э., 1985 г.	
		всего	в том числе в интервале		всего
			1977-2000 м	2000-2040 м	
Объем бурения, м	583	63	23	40	161,7
Интервал глубин, м	1500-2083	1977-2040	1977-2000	2000-2040	2040-2100
Температура льда, °С	-43 ÷ -36	-37	-37	-37	2100-2201,7
Средняя скорость бурения плавлением, м/ч	4,2	3,9	3,4	4,2	60
Средняя проходка за рейс, м	1,65	1,45	1,34	1,55	3,5
Мощность коронки нагревателя, кВт	4,5-6,0	3,5-4,5	3,5-4,0	4,0-4,5	1,25
Мощность системы обогрева, кВт	3,0-3,5	2,0-2,5	2,0	2,5	3,5-5,0
Среднее количество выплавленной воды, л/м	9,0	6,0	6,35	5,30	3,5-3,8
Средняя продолжительность рейса, ч	3,0	5,2	5,2	5,2	8,1
В том числе:					7,2
чистое бурение, ч	0,5	0,5	0,53	0,47	3,65
спуско-подъемные периоды, ч	1,5	3,0	3,0	3,0	0,40
вспомогательные операции, ч	1,0	1,7	1,67	1,73	2,20
Средняя рейсовая скорость, м/ч	0,55	0,28	0,26	0,30	1,05
Средний диаметр керна, мм	87	86	85	87	0,34
					—
					—
					0,48
					2,25
					1,17
					0,43
					—

мачты МРУГУ-18/20. В одном из домиков смонтирован геофизический подъемник «Каспий» для производства спуско-подъемных операций и подачи снаряда при бурении. Для привода подъемника использована электрическая система Д—Г—Д, позволяющая плавно регулировать скорость спуска и подъема снаряда в скважине, а также давление и подачу снаряда на забой в процессе бурения. В помещении комплекса установлено энергетическое и вспомогательное оборудование, главный распределительный щит, электрические пульты управления, стенды для испытания термобуровых снарядов, смонтированы системы освещения, вентиляции, водяного и печного (резервного) отопления. Электропитание бурового комплекса предусмотрено от станционной ДЭС, в качестве резервного установлен и подключен к главному распределительному

Таблица 4.10

Техническая характеристика бурового комплекса на ст. Восток

Показатели	Единица измерения	Количество	Характеристика
Буровое здание:			
утепленный сборно-разборный домик СПД	шт.	2	Габаритные размеры 9000 × 4000 × 3400
сани металлические	шт.	2	Габаритные размеры 8000 × 3000 × 500
транспортные соединительный тамбур	шт.	1	
Буровая вышка:			
высота	мм	14 500	Утепленная мачта МРУГУ-18/20
грузоподъемность номинальная/максимальная	Н	60 60/140	
Подъемник «Каспий»:			Канатоемкость барабана при диаметре грузонесущего кабеля 20 мм—2400 м, 16,8 мм—3500 м, 11,8 мм—5000 м
диаметр барабана	мм	500	
диаметр реборд	мм	1100	
рабочая длина барабана	мм	1200	
передаточное число редуктора		10	
передаточное число цепной передачи		2,48	
передаточные числа коробки передач		6,4; 3,09; 1,09; 1,0	
Электропривод			Электрический Д—Г—Д $N = 18,2$ кВт; $n = 1460$ об/мин; $V = 115$ В
Электрические машины постоянного тока	шт.	2	Асинхронный АК-71-4; $N = 20$ кВт; $n = 1420$ об/мин; $V = 220/380$ В; $I = 71/41$ А
Электрический двигатель	шт.	1	Трехфазный ТС-3-15/05; $N = 15$ кВт·А; $V = 220/400$ В; 50 Гц; КПД = 0,96
Трансформатор цепей питания	шт.	1	20 000 × 4200 × 15 000
Габаритные размеры комплекса	мм		
Общая масса	т	35	

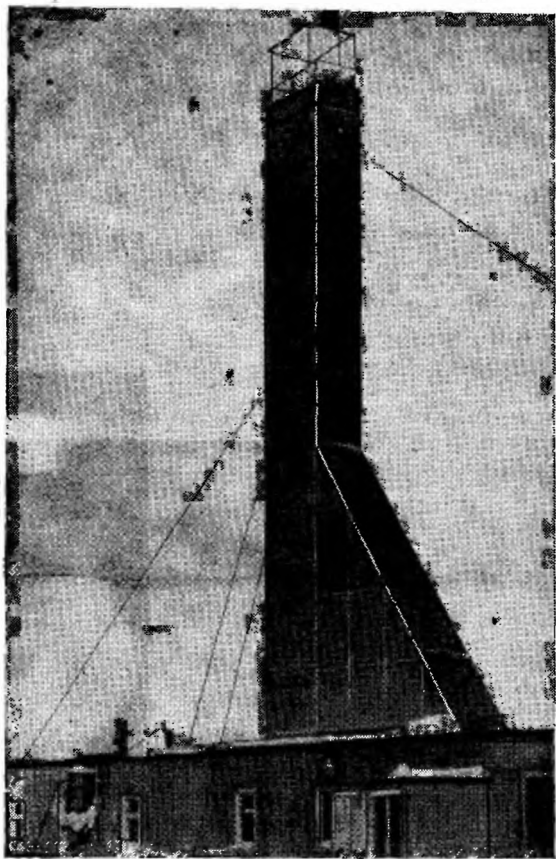


Рис. 4.18. Внешний вид стационарного бурового комплекса на ст. Восток (28-я САЭ).

щиту дизельгенератор 2-716А. Техническая характеристика бурового комплекса приведена в табл. 4.10, а внешний вид показан на рис. 4.18.

Бурение скв. 4Г в интервале снежно-фирновой толщи до глубины 120 м проводилось снарядом ТЭЛГА-14М. Устье скважины закреплено и теплоизолировано от помещения буровой обсадной трубой диаметром 219 мм и длиной 3,5 м. После достижения плотного непроницаемого льда на глубине 120 м в скважину была залита жидкость ТС-1 с хладоном-11 ($\rho_{\text{ж}} = 864 \text{ кг/м}^3$ при $t = 0^\circ\text{C}$ и $\rho_{\text{ж}} = 920 \text{ кг/м}^3$ при $t = -50^\circ\text{C}$) и бурение продолжено термобуровым снарядом ТБЗС-152-2М.

Технические трудности и технологические осложнения долго не позволяли добиться эффективной проходки глубокой скважины. Два раза (в 30-й САЭ и 31-й САЭ) приходилось в интервале 100—200 м зарезать новые стволы скважины — соответственно 4Г-1 и

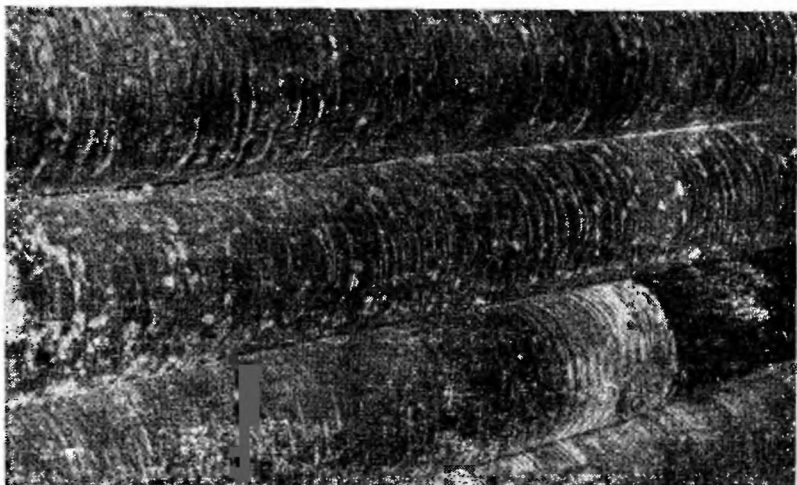


Рис. 4.19. Образцы ледяного жерна из скв. 4Г на ст. Восток.

4Г-2. Интенсивное искривление ствола скв. 4Г-2 в интервале 300—800 м потребовало разработки специальной технологии выпрямления ствола скважины при бурении снарядами на грузонесущем кабеле. Только после доработки систем контроля и управления процессом бурения удалось успешно достигнуть в период 34-й САЭ рекордной глубины 2546 м без существенных осложнений и отказов. При этом был получен практически 100 %-ный выход керна высокого качества (рис. 4.19).

Основные результаты бурения скв. 4Г приведены в табл. 4.11. На рис. 4.20 показан пульт оператора бурового комплекса.

Как видно из результатов экспериментального бурения скв. 3Г и 4Г на ст. Восток, проблема глубокого

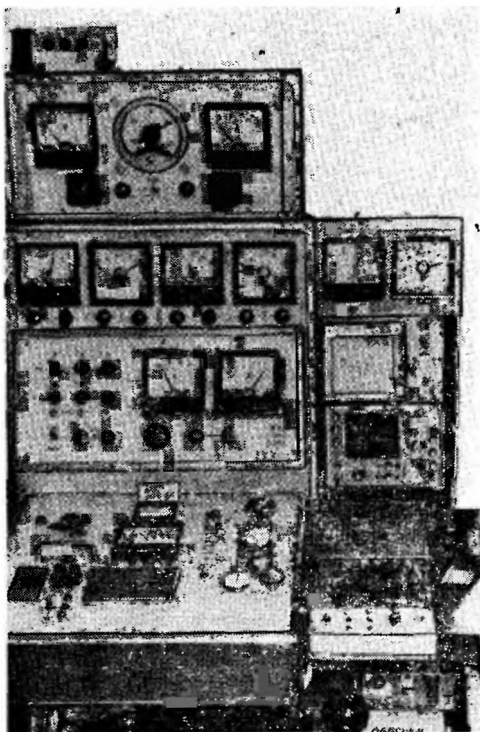


Рис. 4.20. Пульт оператора стационарного бурового комплекса.

Результаты экспериментального бурения скв. 4Г на

Показатели	Скв. 4Г	Скв. 4Г-1		
	28-я САЭ	30-я САЭ	31-я САЭ	
Объем бурения, м	159	525	60	578*
Интервал глубин, м	120—279	167—692	692—752	201—779
Температура льда, °С	—56÷—55	—56÷—51	—51	—56÷—51
Средняя скорость, м/ч	1,9	1,3	1,3	1,2
Средняя проходка за рейс, м	2,18	1,80	2,3	2,05
Среднее количество воды, л/м	10,2	8,7	9,5	10,0
Мощность коронки, кВт	3,7	2,9	3,5	3,2
Мощность системы обогрева, кВт	3,0	3,6	2,6	2,0
Общие затраты времени на 1 рейс, ч	2,30	2,40	3,7	2,8
В том числе:				
чистое время бурения, ч	1,15	1,35	1,75	1,70
СПО, ч	0,35	0,80	1,65	0,90
подготовительные и заключительные операции, ч	0,80	0,55	0,30	0,20
Средняя рейсовая скорость бурения, м/ч	0,95	0,75	0,62	0,73
Средний диаметр керна, мм	111	112—113	111—112	111—112

* Подклинка керна в кернорвательном устройстве снаряда.

** Вурение укороченным сварядом с целью выпрямления искривленного ствола скважины.

бурения через всю ледниковую толщу в центральных районах Антарктиды и получение высококачественного керна для последующего его комплексного исследования может быть успешно решена разрабатываемым в ЛГИ комплексом технических средств и технологических приемов. Однако для преодоления переходной зоны и внедрения в подстилающие ледник горные породы необходимо использование механического бурения, и прежде всего наиболее перспективного в данных условиях колонкового электромеханического снаряда на грузонесущем кабеле.

Повышение эффективности теплового способа бурения в ледовых толщах может быть достигнуто за счет существенного увеличения рейсовой скорости, которая с повышением глубины скважины определяется рейсовой проходкой и скоростью спуско-подъемных операций и практически не зависит от увеличения скорости плавления забоя.

В связи с этими первоочередными задачами дальнейших исследований должны стать: разработка термобуровых снарядов с длинной керноприемной трубы 4,5—6,0 м; применение ступенчатой конструкции скважины (не менее трех смежных диаметров) для

ст. Восток термобуровыми снарядами ТБЗС-152-2М

Скв. 4Г-2					
32-я САЭ	в том числе в интервале		33-я САЭ и 34-я САЭ	в том числе в интервале	
	779—936 м	936—1502 м		1502—2000 м	2000—2430 м
723	157**	566	930	448	432
779—1502	779—936	936—1502	1502—2430	1502—2000	2000—2430
—51÷—43	—51÷—49	—49÷—43	—43÷—29	—43÷—37	—37÷—29
2,05	1,80	2,10	2,20	2,10	2,30
2,25	1,60	2,80	2,05	3,00	2,90
10,2	10,6	10,0	10,9	10,8	11,0
3,8	3,6	3,9	3,55	3,9	3,2
3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
4,6	3,9	5,0	8,5	8,0	9,25
1,22	0,9	1,35	1,40	1,50	1,25
2,91	2,5	3,2	5,6	5,0	6,5
0,47	0,5	0,45	1,5	1,5	1,5
0,48	0,41	0,57	0,35	0,375	0,315
111,3	112	111	110,7	111	110,4

повышения скорости спуска снаряда и уменьшения мощности на его подъем; повышение надежности и безотказности буровых снарядов, систем управления; оптимизация и автоматизация технологического процесса бурения скважин плавлением.

Одной из первоочередных задач глубокого бурения в Антарктиде остается разработка экологически безопасной технологии. Это в первую очередь связано с необходимостью разработки новых рецептур низкотемпературных заливочных жидкостей, в состав которых не будут входить экологически опасные компоненты.

БУРЕНИЕ СКВАЖИН ПЛАВЛЕНИЕМ ГОРНЫХ ПОРОД

Совершенствование механических способов разрушения горных пород и дальнейшее развитие на этой основе традиционных способов бурения затруднено в связи с ограниченностью прочностных свойств и износостойкости породоразрушающего инструмента.

Современное направление развития буровой техники и технологии характеризуется стремлением к увеличению глубин и скоростей бурения, что сводится к интенсификации буровых процессов, к повышению концентрации энергии на забое. В конечном счете сконцентрировать на забое достаточно большую энергию проще всего в форме теплоты, тем более что эффективность тепловых способов бурения должна возрастать с глубиной по мере увеличения естественной температуры глубокозалегающих горизонтов горных пород.

Развитие новых способов разрушения горных пород, применение их для повышения эффективности процесса бурения требуют систематизации свойств горных пород по термобуримости и комбинированной разрушаемости, установления порогов избирательности способов разрушения, создания технических средств и разработки основ технологии бурения новыми физическими способами.

5.1. ТЕПЛОВЫЕ СПОСОБЫ РАЗУПРОЧНЕНИЯ И РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Горная порода — это поли- или мономинеральный агрегат, состоящий из зерен-монокристаллов, спаянных между собой межзерновым цементом [42]. Под действием теплоты в горных породах в зависимости от их пористости, влажности, структуры, минерального и химического состава проявляются различные эффекты, способствующие возникновению и развитию деформаций, релаксации напряжений, фазовым изменениям, изменению химического состава [3]. К этим эффектам следует отнести: тепловое расширение; явление дегидратации; полиморфное превращение; диссоциацию; пограничные процессы в межзерновом пространстве; внутрикристаллические явления.

Существуют стадии разрушения горных пород, каждая из которых характеризуется происходящими в ней и свойственными

только ей процессами: разупрочнение и хрупкое разрушение; плавление; испарение.

Каждая из стадий разрушения имеет свою энергоемкость. Например, одна и та же порода имеет три различные энергоемкости для каждой из стадий разрушения.

Хрупкое разрушение происходит при интенсивном кратковременном поверхностном нагреве тонкого слоя породы, вследствие возникающего температурного градиента. Термическое напряжение приводит к отколу мелких чешуек — разрыву межзерновых связей.

По термобуриности породы можно разделить на три группы: легкотермобуриемые; термобуриемые; труднотермобуриемые.

Плавление горной породы — это изменение ее агрегатного состояния. Если при хрупком разрушении рвутся межзерновые связи, то при плавлении, как первоначально считалось, разрушается кристаллическая решетка. Однако недавно в Ленинградском государственном университете после многочисленных экспериментов, выполненных в условиях, приближенных к глубинным (давление до 1000 МПа и температура до 660°C), было сделано открытие: кристаллы в минералах не распадаются в таких условиях на отдельные атомы и ионы, а целиком блоки упакованных атомов и ионов переходят неизменными из одного кристаллического состояния в другое.

5.1.1. Термические способы разрушения горных пород

Термический способ представляет собой разрушение, основанное на отделении от массива частиц горной породы за счет термического напряжения, возникающего при быстром нагреве поверхностного слоя. Эти напряжения могут привести к отделению от забоя пластинок породы (образование трещин, растрескивание, дробление и др.). Напряжения возникают за счет как анизотропии свойств породообразующих минералов (модуля упругости, коэффициента объемного расширения и т. д.) на их контактах друг с другом, так и фазовых превращений, происходящих в отдельных минералах и связанных с изменением структуры последних (перестройка кристаллической решетки, изменение объема и т. д.). Особенно важную роль играет переход кварца из одной модификации в другую. Превращение кварца из α - в β -состояние происходит при температуре 573°C и сопровождается увеличением объема зерна кварца на 0,8 %, при этом в содержащих кварц породах возникают огромные локальные напряжения, значения которых зависят от характера цементирующего материала, пористости и ряда других факторов. Именно поэтому при использовании теплового способа разрушения кварц, песчаники и другие содержащие кварц породы относят к числу наиболее легкобуриемых.

Термический способ разрушения горных пород использовался еще до нашей эры. С XIII в. термическое разрушение горных

пород начали широко применять для получения блочного камня сравнительно правильной формы [4]. Работы по использованию термических способов разрушения горных пород при бурении скважин в нашей стране начались с 1951 г. и проводятся целым рядом организаций.

В Казахском политехническом институте исследовалась возможность получения керна при огневом бурении. В 1979 г. термобуром ТБК5-180/80 была пробурена скважина глубиной 0,8 м при диаметре 180 мм. Диаметр полученного керна составлял 80 мм, скорость бурения 263 м/ч [4].

Анализ патентной литературы показал, что огнеструйному бурению уделяется достаточное внимание. Имеются патенты по повышению долговечности и надежности рабочего органа разрушения горных пород высокотемпературными струями. По данным работы [4] огнеструйное бурение в твердых породах применяется в СССР, США, Канаде, Японии, Индии и других странах. В Казахском политехническом институте изучалась устойчивость стенок скважин, пройденных огнеструйным способом в несвязанных породах. Было пробурено 35 вертикальных скважин диаметром 120 мм, глубиной 4—6 м в разрезах, сложенных песками, гравием, щебнем. Скорость бурения скважин до глубины 6 м составляла 800 м/ч. Устойчивость скважин в необводненных грунтах составляла более 8 мес.

Несмотря на высокую производительность огнеструйного способа бурения, он использовался только на карьерах Кривбасса и КМА, так как обладает серьезными недостатками: применим только при бурении горных пород, склонных к хрупкому разрушению; в качестве окислителя необходим дорогостоящий кислород; предъявляются повышенные требования к технике безопасности. При отсутствии на местах кислородных заводов достаточной мощности способ нерентабелен [4]. В связи с этим промышленный выпуск станков огнеструйного бурения типа СБО несколько лет назад прекращен. В настоящее время еще работают 12 станков СБО, выработавших ресурс. В 1981 г. этими станками пробурено 110 000 м скважин.

Использование термического способа бурения скважин в геологоразведочной отрасли может найти весьма ограниченное применение из-за высокой избирательности в отношении разрушаемых горных пород, высокой стоимости и сложности доставки окислителя-кислорода в места производства геологоразведочных работ.

5.1.2. Плазменный способ разрушения горных пород

В зависимости от степени ионизации, которая характеризуется отношением числа положительных ионов к общему количеству частиц, различают высоко- и низкотемпературную плазму. В высокотемпературной плазме степень ионизации близка к 100 %,

а температура может достигать 10^6 — 10^9 К. Получение таких температур в технических условиях связано с проблемами термоядерного синтеза, созданием управляемой реакции. Низкотемпературная плазма имеет температуру не выше 5000 К. В диапазоне температур 3000—5000 К степень ионизации плазмы составляет лишь 1 %.

Плазма обладает специфическими свойствами, электрически нейтральна, поддается воздействию внешних магнитных и электрических полей. Успехи в исследованиях физики низкотемпературной плазмы позволили разработать и создать технические средства ее генерации — плазмотроны. Под руководством А. В. Болотова было разработано, изготовлено и испытано в производственных условиях несколько конструкций плазменных генераторов различной мощности для бурения шпуров и скважин [4].

Технические испытания плазмобуров были произведены на Южном горнообогатительном комбинате в Кривбассе. Выбор этого карьера определялся следующими соображениями. Горные породы карьера по свойствам изменяются в широких пределах — от легко разрушающихся до небуримых; на карьере в период испытания плазменного способа бурения использовался большой парк станков термического бурения типа СБО, что давало возможность сопоставить достоинства и недостатки буровых инструментов. Плазмотрон имел медный охлаждаемый выходной электрод с разрядной камерой переменного сечения, который являлся анодом, в качестве катода использовался термохимический электрод медь — цирконий. Электроды разделялись изолятором, выполняющим роль завихрителя плазмообразующего газа (воздуха).

Диапазон регулирования электрической мощности плазмобура 60—150 кВт, температура струи 2400—4000 К, поверхностная плотность теплового потока в критической точке при ортогональном торможении струи до $2,0 \cdot 10^4$ кВт/м².

Бурение шпуров диаметром 50—60 мм показало, что скорость проходки в тонкополосчатых роговиках, мелкозернистых кварцитах увеличивается пропорционально тепловому потоку. В труднобуримых этим способом породах (карбонат-магнетитовых роговиках, полуокисленных роговиках, амфибол-хлоритовых сланцах) процесс хрупкого разрушения обеспечивается сравнительно невысокими ($4 \div 10 \cdot 10^3$ кВт/м²), но достаточно сосредоточенными (с большим градиентом по радиусу) тепловыми потоками. Скорость бурения (до 25 м/ч), показанная плазмотроном при оптимальных для каждой породы тепловых воздействиях, в 2—3 раза превосходила результаты, достигаемые промышленными термобурами, использующими в качестве топлива и окислителя керосин и кислород. Условия бурения значительно различались между собой, тем не менее полученные результаты характеризуют плазмобур как эффективный породоразрушающий инструмент.

На основе плазмотрона были разработаны горелки для бурения и расширения карьерных взрывных скважин. Бурение взрывных скважин диаметром 120—150 мм в тех же горно-геологиче-

ских условиях производилось опытной установкой, в которой использовался двухструйный вращающийся вместе с буровой трубой плазмобур [4]. Суммарная мощность плазменных струй достигала 400 кВт, при потребляемой плазмобуром мощности 800 кВт. Скважины бурились в условиях естественного массива на рабочем уступе борта карьера. Сильная раздробленность пород за счет взрывных работ создавала большие трудности в обеспечении необходимого контура скважин. При забурировании скважины на глубину до 0,5 м образовывался котел в форме усеченного конуса с диаметром на поверхности до 500 мм. Продукты разрушения породы представлены крупными угловатыми отдельностями не менее 10 мм в поперечнике. При глубине скважины более 0,5 м ее диаметр стабилизировался и составлял 120—150 мм в зависимости от категории породы по буримости и скорости подачи плазмобура на забой. Эта скорость при бурении гематит-магнетитовых роговиков составляла 8—10 м/ч.

По результатам опытного бурения шпуров и скважин [4] были определены требования к промышленному плазмобуру для бурения взрывных скважин диаметром 180—220 мм на глубину до 20 м. Питание плазмобура от контактной сети не представляется возможным из-за больших пульсаций напряжения, что сказывается на горении электрической дуги в плазмобуре. Необходим автономный источник питания большой мощности, который серийно промышленностью не выпускается.

Испытания плазменного бурового оборудования показали преимущество энергетических показателей плазмобура над термобуром, работающим на химическом топливе. Энергоемкость плазменного разрушения в 2—3 раза ниже, поскольку параметры плазменных струй регулируются в широких пределах.

Плазменный способ бурения хотя и расширяет область термического бурения, но требует для стабилизации дуги подачи в скважину газа [4], т. е. применения дорогостоящего компрессора, который в свою очередь ограничивает глубину бурения скважин.

5.1.3. Лазерный способ разрушения горных пород

Примером одного из наиболее эффективных источников концентрированной энергии является оптический квантовый генератор — лазер, излучение которого в высокой степени монохроматично [51].

Предположение о возможности получения монохроматического излучения впервые было высказано А. Эйнштейном. Фундаментальные исследования советских физиков Н. Г. Басова, А. М. Прохорова, а также американского физика Ч. Таунса, выполненные в 60-е годы, позволили сформулировать условия, необходимые для создания лазера.

В состав типичной лазерной установки входят лазерная головка, система охлаждения, оптическая система для фокусировки и наблюдения, рабочий стол, датчик параметров излучения, дат-

чик параметров технологического процесса, программирующее устройство. В лазерную головку установки входят активный элемент, система накачки, резонатор.

В нашей стране проведены значительные научные исследования по разработке технологических лазеров мощностью до 10 кВт. Наибольшие мощности достигнуты в CO_2 -лазерах, использующих для возбуждения рабочей среды электрический разряд в потоке газа. Применение молекулярного газа для генерации лазерного излучения позволило увеличить КПД процесса, а с помощью конвективного охлаждения повышен уровень энерговыделений.

Уникальные свойства электроионизационных CO_2 -лазеров — возможность прямого преобразования электрической энергии в энергию когерентного излучения с КПД = 30 % и др. — ставят их на одно из первых мест в области практического применения в технике. В последнее время появились перспективы создания передвижных лазерных установок, так как современные промышленные авиационные компрессоры, используемые в лазерных технологических установках, обеспечивают необходимые расходы и степени сжатия газа при малых собственных габаритных размерах.

С появлением технологических лазеров накапливаются сведения [4, 51] о воздействии лучистой энергии на горючие породы. В указанных выше работах исследовалось изменение прочностных свойств горных пород при лазерном облучении в зависимости от минералогического их состава, строения кристаллической решетки, связей между кристаллами, внутренних дефектов кристаллов, теплофизических констант пород, скорости нагревания и других факторов.

При лазерном воздействии на горную породу создаются условия ее объемного нагрева. Ослабляются слои горной породы, лежащие на несколько сантиметров ниже поверхности. Создаются благоприятные условия для скола вышележащего слоя породы с минимальным расходом энергии. С увеличением скорости перемещения луча лазера удельный расход энергии разрушения повышается.

Лазеры можно также использовать для снижения сопротивляемости породы механическому разрушению путем предварительного нагрева, т. е. при термомеханическом бурении [4, 51]. Прочность пород в зависимости от их свойств и параметров нагрева может быть снижена до 2—50 раз [42, 58]. Наиболее эффективно воздействие лазерного излучения на кварц, микроклин, олигоклаз, ортоклаз, т. е. минералы из группы каркасных силикатов, в которых при облучении резко снижается механическая прочность.

В 1982 г. появились публикации [51], предлагающие модель лазерной резки горных пород при бурении. Лазерный резак является основным элементом лазерной обработки бурящейся скважины. Разработанная модель лазерной резки горных пород позволяет увязать такие важные с технологической точки зрения

факторы, как глубина резов и скорость резки, с мощностью и радиусом лазерного луча.

Анализ зарубежной научно-технической литературы [51] и патентного фонда США, ФРГ, Франции, Великобритании указывает на интерес, проявляемый этими странами к использованию лазерной технологии при бурении.

При действии лазерного луча порода, находящаяся в кольцевом пространстве, испаряется, а порода в центре забоя частично разрушается за счет теплового удара. Последующее воздействие гидромонитора на оставшийся столбик породы разрушает его полностью. Описанный процесс проводят циклично. Вынос шлама происходит под воздействием давлений, возникающих при испарении породы лазером, и жидкости, подаваемой гидромониторной установкой.

Патент № 4090572 (США, 1976 г.) «Способ и устройство для лазерного бурения скважин в горных породах» предполагает решение проблемы фокусирования лазерного луча, направленного вертикально относительно поверхности Земли по траектории, обеспечивающей кольцевую выработку породы. Кольцевая выработка, получающаяся за счет испарения породы лазерным лучом, должна составлять очень малую часть объема, образующего ствол скважины. Чередующееся действие лазерного луча и потока жидкости на забой приводит не только к образованию кольцевой выработки за счет испарения породы, но и к извлечению сердцевины породы в виде кусков или обломков керна цилиндрической формы. Учитывая ограниченные мощности существующих в настоящее время лазеров, предлагается устройство, использующее несколько лазеров, симметрично расположенных относительно общего центра и обеспечивающее их работу в пульсирующем режиме.

Имея такие достоинства, как использование дешевой электроэнергии весьма высокой концентрации и малую энергоемкость процесса, лазерный способ разрушения горных пород при бурении имеет и недостатки: высокую стоимость снаряда, большие затраты энергии на превращение воды в пар при водопитоках в скважине, необходимость высококвалифицированного обслуживания. Исходя из этого ограничивается область возможного применения лазерной техники в геологоразведочной отрасли использованием ее для:

- спектрального анализа кренового материала с целью определения содержания химических элементов;

- бескеренового бурения с применением геофизических методов анализа буримых пород или с передачей спектра испаряемых пород на поверхность;

- упрочнения стенок скважины с помощью луча лазера;

- передачи энергии на забой и последующего преобразования в другие виды энергии;

- управления процессом бурения;

- контроля трассы направленного бурения скважин.

5.1.4. Бурение горных пород контактным плавлением

По буримости методом плавления все горные породы можно разделить на низкотемпературные (лед, сера, каменная соль) и высокотемпературные (гранит, глина), плотные и пористые, связные и рыхлые [63]. Отдельно могут быть выделены породы малоэффективные для бурения плавлением, при нагреве которых происходит выделение газообразных и тугоплавких элементов (известняк, доломит).

В зависимости от способа удаления расплава из зоны забоя все разнообразные конструкции буровых устройств для плавления скважин могут быть разделены на два основных типа: уплотняющие — для плавления в пористых породах; экструзионные (выдавливающие) — для плавления в плотных породах (рис. 5.1). Уплотняющие буровые устройства, расплавляя пористые породы или грунты, обеспечивают затвердевание всего расплава в уплотненном и остеклованном слое на стенках скважины (керн). Для контактного бурения плавлением с отбором керна должны применяться специальные колонковые буровые снаряды как уплотняющего, так и выдавливающего типа, конструкции которых характеризуются наличием кольцевого нагревателя, керноприемной трубы и системы охлаждения, обеспечивающей затвердевание расплава как на стенках скважины, так и на поверхности керна.

Многие технологические процессы сопровождаются плавлением твердых тел при контакте с поверхностью, разогретой до температуры, превышающей температуру плавления. Образующийся при этом расплав течет под действием внешней силы со стороны греющей поверхности или плавящегося образца. Такие явления сопровождают плавление в контактных плавильных аппаратах,

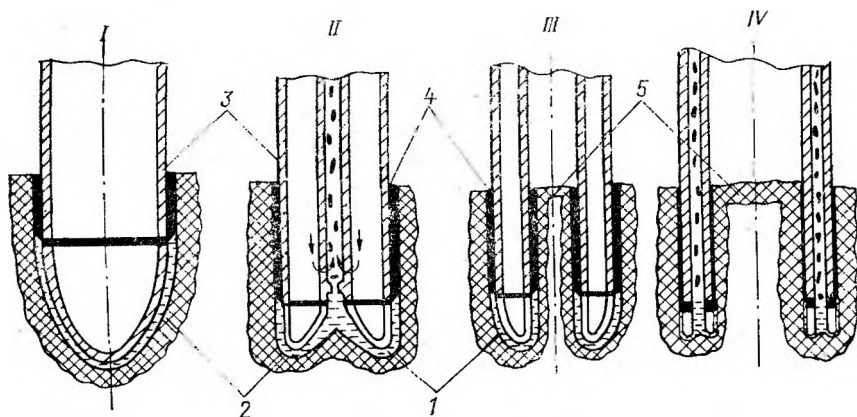


Рис. 5.1. Схемы конструкций основных типов пенетраторов.

I — сплошные уплотняющие; *II* — сплошные экструзионные; *III* — кольцевые уплотняющие; *IV* — кольцевые экструзионные.

1 — расплав горной породы; *2* — горная порода; *3* — пенетратор; *4* — остеклованный слой; *5* — керна

сварку плавлением, пайку и др. Несмотря на распространенность, этот сложный многопараметровый процесс остается теоретически и экспериментально слабоизученным. Опубликованные исследования зачастую основаны на простейших балансовых соотношениях, что не позволяет учесть влияние многих важных в практических приложениях факторов. Экспериментальное изучение закономерностей процесса контактного плавления, его математическое моделирование становятся особенно актуальными при решении различных технических проблем, возникающих в ходе новых разработок, а также при совершенствовании созданных ранее конструкций и технологий. Это непосредственно относится и к новому способу бурения горных пород плавлением [63, 64].

Исследование и разработка технических средств и технологии бурения плавлением является одним из перспективных направлений повышения эффективности проходки скважин в сложных геологических и горно-технических условиях на основе нетрадиционных способов разрушения и крепления горных пород. В основе технологии бурения скважин способом плавления лежат чисто физические процессы разрушения горных пород, связанные с изменением агрегатного состояния последних в результате интенсивного теплового воздействия в зоне забоя скважины. Процесс бурения плавлением определяется в основном температурой и теплофизическими свойствами проходимых пород и мало зависит от их механических свойств. Последнее обстоятельство обуславливает универсальность рассматриваемого метода бурения для большинства горных пород, представляющих собой обычно полиминеральные многокомпонентные системы, преимущественно силикатного состава (75 % земной коры по данным А. Е. Ферсмана), температурный интервал плавления которых находится в пределах 1200—1700 К при атмосферном давлении. В отличие от механического бурения рассматриваемый способ с увеличением глубины скважины и соответствующим ростом естественной температуры породы повышает свою эффективность. Этот новый способ бурения скважин позволяет решать задачу поддержания устойчивости и закрепления стенок скважины и керна непосредственно в процессе бурения путем создания за счет застывающего расплава прочного водонепроницаемого стекловидного слоя. Так как при бурении плавлением отпадает необходимость во вращательном или колебательном движениях бурового инструмента, существенно снижаются потери энергии при передаче ее к забою, появляется возможность точнее выдерживать заданное направление скважины.

Отличительными особенностями технологии бурения плавлением являются высокая концентрация в зоне забоя скважины тепловой энергии, эффективная передача ее породам с целью обеспечения заданной скорости плавления, выдавливание расплава из зоны забоя, формирование на стенках скважины монолитного и прочного остеклованного слоя, удаление продуктов расплава из

скважины на поверхность или в специальный шламоборник циркулирующей промывочной средой.

Передача тепловой энергии к поверхности забоя в общем случае может осуществляться излучением, конвекцией и контактной теплопередачей. Однако необходимость использования в процессе бурения скважины жидкостной или газообразной среды с параметрами, определяемыми в основном требованиями очистки скважины от продуктов разрушения и поддержания в устойчивом состоянии ее стенок, затрудняют и ограничивают возможности использования двух первых видов теплообмена. Более широкое применение в настоящее время получает метод контактной передачи тепла от поверхности нагревателя к плавящейся поверхности забоя через образующийся между ними слой жидкого расплава.

Благодаря специфическим особенностям техники и технологии бурения скважин плавлением дает принципиальную возможность реализовать следующие потенциальные преимущества [15, 26, 28, 63].

1. Беструбное бурение скважин с помощью полуавтономных буровых снарядов на грузонесущем кабеле или шлангокабеле позволяет исключить трудоемкие и длительные спуско-подъемные операции, устранить потребность в громоздких и тяжелых буровых вышках и мачтах, повысить до 90 % КПД передачи энергии с поверхности к забою, скважины, улучшить такие важные экономические показатели бурения, как трудозатраты, металлоемкость, энергоемкость и др., а также успешно решать задачи оптимизации и комплексной автоматизации как основных, так и вспомогательных процессов и операций, связанных с бурением скважины.

2. Одновременное с бурением закрепление стенок скважины в слабосвязных и неустойчивых горных породах за счет создания прочного и непроницаемого остеклованного слоя позволяет упростить конструкцию скважины, резко снизить расход обсадных труб и тампонажных материалов, затраты времени и средств на трудоемкие и дорогостоящие работы по креплению скважины обсадными колоннами.

3. Сохранение в процессе бурения (за остеклованным слоем) естественных фильтрационных свойств коллекторов позволяет повысить качество опробования скважин и эффективность эксплуатации продуктивных горизонтов в сложных горно-геологических условиях.

4. Отсутствие в скважинах колонн обсадных труб позволяет повысить результативность методов каротажа и скважинной геофизики.

На современном этапе имеется достаточно оснований считать актуальным проведение аналитических и экспериментальных исследований процесса бурения скважин плавлением, направленных на разработку технических средств и технологий в целях быстрой практической реализации преимуществ этого нового перспективного способа бурения скважин.

5.2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА ПРИ ПЛАВЛЕНИИ ГОРНОЙ ПОРОДЫ НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ

Большинство теоретических исследований явлений тепломассообмена, лежащих в основе технологических процессов, связанных с контактным плавлением твердых тел, выполнено при постоянных значениях физических и теплофизических параметров этих тел и их расплавов, осредненных для широкого интервала температур [3, 18, 48, 60, 64, 69]. Однако при высоких температурах, близких к температурам агрегатного перехода (плавления), свойства горных пород и их расплавов могут существенно зависеть от температуры. Особенно это относится к реологическим свойствам расплавов горных пород, где эта зависимость для температурного диапазона плавления пород существенно нелинейна. Все это предопределяет возможные значительные погрешности при исследованиях задач тепломассопереноса в линейной постановке.

С целью анализа эффективности процесса бурения горных пород плавлением исследуем рассмотренную в разделе 4.2 математическую модель контактного плавления породы на забое скважины, предполагая, что теплофизические параметры среды являются функциями температуры, а слой расплава породы представляет собой несжимаемую жидкость со сложной реологией.

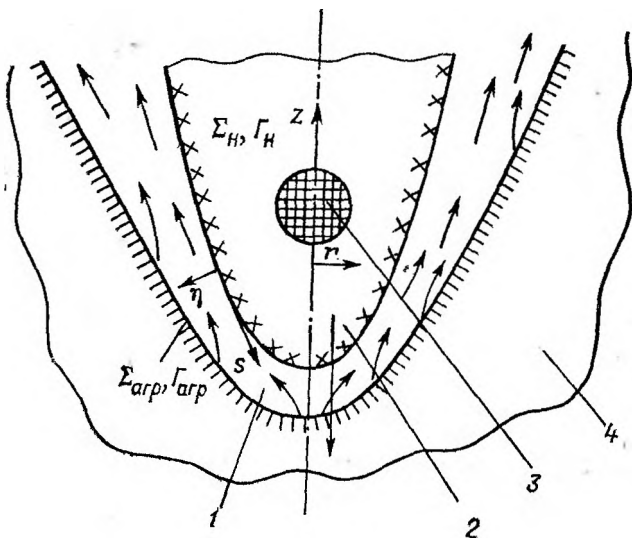
Рассмотрим наиболее важный с практической точки зрения установившийся режим бурения с постоянной скоростью углубки скважины $v = \text{const}$. Для контактного плавления породы забоя используются нагревательные устройства с двумя принципиально разными формами контактирующих с забоем поверхностей: 1) поверхность с осевой симметрией, полученной при вращении образующей вокруг оси скважины, — для бурения скважин сплошным забоем; 2) криволинейная поверхность кольцевого нагревательного устройства, один из размеров которой достаточно велик по сравнению с двумя другими характерными размерами, — для бурения скважин кольцевым забоем с отбором керна.

Полная математическая модель процесса бурения скважин плавлением предполагает совместное решение уравнений, описывающих процессы тепломассопереноса в криволинейном слое расплава и распределения температуры в нагревательном устройстве и в окружающем массиве.

Так как схемы вывода уравнений для двух типов нагревательных устройств принципиально не отличаются друг от друга, рассмотрим лишь первый тип греющей поверхности — осесимметричный. По аналогии с исследованием задачи тепломассопереноса для постоянных значений теплофизических и реологических характеристик сред, рассмотренной в разделе 4.2, введем, как показано на рис. 5.2, связанные с нагревательным устройством системы цилиндрических r и z и криволинейных s, η координат. Как и в разделе 4.2, обозначим через δ_0 и w_0 неизвестные пока масштабы толщины слоя расплава δ и продольной скорости его течения w_s .

Рис. 5.2. Схема процесса контактного плавления горных пород при бурении скважины.

1 — слой расплава; 2 — корпус нагревательного устройства; 3 — тепловыделяющий элемент; 4 — массив горных пород.



и введем следующие безразмерные характеристики и независимые переменные:

$$R = \frac{r}{l}; \quad Z = \frac{z}{l}; \quad S = \frac{e}{l};$$

$$\bar{\eta} = \frac{\eta}{\delta}; \quad K_{\delta} = \frac{\delta_0}{l}; \quad \Lambda = \frac{\delta}{\delta_0};$$

$$P = \frac{p}{G}; \quad U_s = \frac{w_s}{w_0}; \quad U_{\eta} = \frac{w_{\eta} \rho_{ж}}{w_0 \rho_{\tau}};$$

$$\Theta_{ж} = \frac{t_{ж} - t_{арп}}{t_{арп} - t_{\infty}}; \quad \bar{\mu} = \frac{\mu(\gamma, t_{ж})}{\mu[\gamma_0, (t_{арп} - t_{\infty})]};$$

$$(\bar{\tau}_{ss}, \bar{\tau}_{s\eta}, \bar{\tau}_{\eta\eta}) = \frac{(\tau_{ss}, \tau_{s\eta}, \tau_{\eta\eta}) \delta}{\omega_0 \mu[\gamma_0, (t_{арп} - t_{\infty})]};$$

$$\bar{c}_{ж} = \frac{c_{ж}}{c_{ж}^0}; \quad \bar{\lambda}_{ж} = \frac{\lambda_{ж}}{\lambda_{ж}^0};$$

$$\Psi_V = \frac{\psi_V}{c_{ж}^0 (t_{арп} - t_{\infty})}; \quad Pe = \frac{w l}{a_{ж}^0};$$

$$Br = \frac{G Pe_{ж} \Lambda}{c_{ж}^0 \rho_{ж} (t_{арп} - t_{\infty})}.$$

Здесь l — характерный размер нагревательного устройства; p — давление в слое расплава; G — внешняя нагрузка на нагревательное устройство; w_{η} — ортогональная составляющая скорости течения расплава; μ — динамический коэффициент вязкости расплава; γ_0 — характерный масштаб γ , $\gamma = \sqrt{2II}$, II — второй инвариант тензора скоростей деформации; τ_{ss} , $\tau_{s\eta}$, $\tau_{\eta\eta}$ — касательные составляющие вязких напряжений в слое расплава; $c_{ж}^0$, $\lambda_{ж}^0$, $a_{ж}^0$ —

характерные значения коэффициентов теплоемкости, теплопроводности и температуропроводности сред; индексы «ж», «т», «агр», «∞» — относятся соответственно к жидкой и твердой фазам, границе фазового перехода и к горному массиву в бесконечно удаленных точках.

Переходя в общих уравнениях неразрывности и движения к безразмерным координатам и применяя к ним методы теории подобия и анализа размерностей, находим выражения для определения масштабов продольной скорости течения расплава в зазоре ω_0 и толщины слоя расплава δ_0

$$\omega_0 = \frac{\nu \rho_T}{\delta_0 \rho_{ж}}; \quad (5.1)$$

$$\left(\frac{\delta_0}{l}\right)^3 = \frac{\nu \rho_T \mu (\omega_0 / \delta_0, t_{агр})}{\omega l \rho_{ж}}, \quad (5.2)$$

из которых получаем следующие соотношения, определяющие три основных безразмерных комплекса K_g , Re , K_δ , характеризующие перенос массы и импульса в слое расплава:

$$K_g = \frac{g \rho_{ж} l}{G}; \quad Re = \frac{\omega l \rho_T K / \delta}{\mu \left(\frac{\omega \rho_T}{\rho_{ж} l K_\delta^2}, t_{агр} \right)};$$

$$K_\delta^3 = \frac{\omega \rho_T \mu \left(\frac{\omega \rho_T}{\rho_{ж} l K_\delta^2}, t_{агр} \right)}{\rho_{ж} l G}.$$

Как показали исследования, выполненные в работе [65], комплексы K_g , Re и K_δ для условий бурения плавлением горных пород во многих случаях довольно малы, поэтому в уравнениях переноса в слое расплава можно пренебречь всеми величинами порядка $O(K_g, Re, K_\delta)$, что позволяет считать в рамках выбранной точности давление в слое расплава функцией только одной координаты s , т. е. $P = P(s)$.

Число Бринкмана Bg , определяющее роль диссипативного разогрева в слое расплава, при контактом плавлении твердых тел с большими энергетическими мощностями также мало (при плавлении горных пород $Bg \approx 10^{-4} \div 10^{-3}$), что позволяет существенно упростить и уравнение переноса тепла в слое расплава.

Таким образом, система уравнений, описывающая тепломассоперенос в слое расплава, может быть представлена в виде

$$\frac{1}{R_H^\nu} \frac{\partial}{\partial S} (R_H^\nu \Delta U_s) + \frac{\partial U_\eta}{\partial \bar{\eta}} = 0; \quad (5.3)$$

$$\Delta^2 \frac{\partial P}{\partial S} = \frac{\partial}{\partial \bar{\eta}} \left[\bar{\mu} \left(\frac{1}{\Delta} \frac{\partial U_s}{\partial \bar{\eta}}, \Theta_{ж} \right) \frac{\partial U_s}{\partial U_\eta} \right]; \quad (5.4)$$

$$Re_{ж} K_\delta c_{ж} \left(U_s \frac{\partial \Theta_{ж}}{\partial S} + \frac{U_\eta}{\Delta} \frac{\partial \Theta_{ж}}{\partial \bar{\eta}} \right) = \frac{1}{\Delta^2} \frac{\partial}{\partial \bar{\eta}} \left(\bar{\lambda}_{ж} \frac{\partial \Theta_{ж}}{\partial \bar{\eta}} \right), \quad (5.5)$$

где $\nu = 1$ соответствует осесимметричной, а $\nu = 0$ — плоской картине течения расплава соответственно для условий работы сплошного и кольцевого нагревательных устройств.

Вид граничных условий для системы уравнений (5.3)—(5.5) в общем случае зависит от особенностей конкретной реализации процесса контактного плавления. Однако при этом условия на поверхности плавления забоя скважины ($\nu = 1$) и на рабочей (греющей) поверхности нагревательного устройства ($\nu = 0$) остаются без изменения и с точностью до величин $0(K_\delta)$ могут быть записаны в следующем виде:

а) при $\bar{\eta} = 0$ $U_s = U_\eta = 0$;

$$\Theta_{ж}|_{\bar{\eta}=0} = \Theta_n; \quad -\frac{\bar{\lambda}_{ж}}{K_\delta \Delta} \frac{\partial \Theta_{ж}}{\partial \bar{\eta}} \Big|_{\bar{\eta}=0} = Q_n; \quad (5.6)$$

б) при $\eta = 1$; $U_s = 0$; $U_\eta = -dR_n/dS_n$;

$$\Theta_{ж}|_{\bar{\eta}=1} = 0; \quad -\frac{\bar{\lambda}_{ж}}{K_\delta \Delta} \frac{\partial \Theta_{ж}}{\partial \bar{\eta}} \Big|_{\bar{\eta}=1} = \Psi_V \text{Re}_ж \frac{\partial R_n}{dS} + Q_\tau. \quad (5.7)$$

Здесь Θ_n — приведенная температура рабочей (греющей) поверхности нагревательного устройства; Q_n — приведенная плотность теплового потока, подводимого к рабочей поверхности со стороны нагревательного устройства; Q_τ — безразмерная плотность теплового потока, поступающего со стороны забоя в горную породу.

Система дифференциальных уравнений (5.3)—(5.5) с граничными условиями (5.6)—(5.7) может служить основой для построения замкнутых математических моделей процессов тепломассопереноса с нелинейными теплофизическими ($\bar{\epsilon}_{ж}$, $\bar{\lambda}_{ж}$) и реологическими (μ) свойствами расплава горных пород.

Тепловое взаимодействие слоя расплава с породой забоя определяется плотностью теплового потока на поверхности плавления со стороны забоя в горную породу Q_τ , а последнее зависит от распределения температуры в горной породе Θ_τ . Таким образом, задача о температурном поле в горной породе представляет собой одну из основных составляющих общей математической модели контактного плавления.

Если форма поверхности плавления забоя задана, то задачу о температурном поле в твердой фазе можно рассматривать как самостоятельную и исследовать независимо от других задач общей модели.

Введем, как показано на рис. 5.2, для области Ω в твердом плавящемся материале декартову систему координат x, y, z и свяжем ее с поверхностью нагревательного устройства Σ_n таким образом, чтобы ось z была направлена в сторону, противоположную вектору v . Тогда краевая задача о распределении температуры в твердом плавящемся материале t_τ в области Ω может быть сформулирована в безразмерной постановке

$$-\text{Re} \bar{\epsilon}_\tau(\Theta_\tau) \frac{\partial \Theta_\tau}{\partial \bar{z}} + \text{div} [\bar{\lambda}_\tau(\Theta_\tau) \text{grad } \Theta_\tau] = 0 \quad (5.8)$$

с граничными условиями

$$\Theta_{\tau}|_{\Sigma_{\text{арп}}=\Sigma_1} = \begin{cases} 1, & (X, Y, Z) \in \Sigma_{\text{арп}}; \\ \Theta_1, & (X, Y, Z) \in \Sigma_1; \end{cases} \quad (5.9)$$

$$\lim_{X^2+Y^2+Z^2 \rightarrow 0} \Theta_{\tau}(X, Y, Z) = 0, \quad (X, Y, Z) \in \Omega. \quad (5.10)$$

В уравнениях (5.8) — (5.10) использованы следующие обозначения:

$$\begin{aligned} X &= \frac{x}{l}; & Y &= \frac{y}{l}; & Z &= \frac{z}{l}; & \text{Pe}_{\tau} &= \frac{x l}{a_{\tau}^0}; \\ \Theta_{\tau} &= \frac{t_{\tau} - t_{\infty}}{t_{\text{арп}} - t_{\infty}}; & \Theta_1 &= \frac{t_1 - t_{\text{арп}}}{t_{\text{арп}} - t_{\infty}}; & \bar{c}_{\tau} &= \frac{c_{\tau}}{c_{\tau}^0}; \\ \bar{\lambda}_{\tau} &= \frac{\lambda_{\tau}}{\lambda_{\tau}^0}. \end{aligned}$$

Перейдем в выражениях (5.6) — (5.8) к параболическим координатам (σ, τ) , которые определяются соотношениями

$$2z = (\tau^2 - \sigma^2), \quad r = \sigma\tau.$$

Пусть поверхность плавления $\Sigma_{\text{арп}}$ или с точностью $O(K_{\Delta})$ греющая поверхность Σ_n совпадает с координатной поверхностью $\sigma = \sigma_0$. Тогда краевая задача (5.8) — (5.10) становится одномерной и может быть представлена в виде

$$\frac{1}{\sigma^0} \frac{\partial}{\partial \sigma} \left(\sigma^0 \bar{\lambda}_{\tau} \frac{\partial \Theta_{\tau}}{\partial \sigma} \right) + \text{Pe}_{\tau} \sigma \bar{c}_{\tau} \frac{\partial \Theta_{\tau}}{\partial \sigma} = 0 \quad (5.11)$$

с граничными условиями $\Theta_{\tau}|_{\sigma=\sigma_0} = 1, \lim_{\sigma \rightarrow 0} \Theta_{\tau} = 0$.

Для решения задачи (5.11) разработан численный алгоритм [65]. Для случая, когда теплофизические параметры твердого тела постоянны, задача (4.14) решена аналитически в замкнутой форме [65]. Найденное решение позволило представить безразмерную плотность теплового потока в горную породу Q_{τ} в виде

$$Q_{\tau} = \text{Pe}_{\tau} \exp(-\alpha^2) \frac{dR}{dS} / \left\{ \sqrt{\pi} \alpha \operatorname{erfc}(\alpha), \nu = 0 \right\}, \quad (5.12)$$

где

$$\begin{aligned} \alpha^2 &= \frac{\text{Pe}_{\tau}}{4A}; & A &= \frac{1}{2\sigma_0^2}; \\ \operatorname{erfc}(\alpha) &= \frac{r}{\sqrt{\pi}} \int_{\alpha}^{\infty} \exp(-u^2) du; \\ \operatorname{Ei}(-\alpha^2) &= \int_1^{\infty} \frac{\exp(-\alpha^2 v)}{u} du. \end{aligned}$$

Полученные выше дифференциальные уравнения и граничные условия могут служить основой для построения замкнутых мате-

матических моделей процессов тепломассопереноса с нелинейными свойствами теплофизических и реологических сред при сравнительно малой толщине слоя расплава в зазоре между нагревательным устройством и поверхностью плавления забоя, т. е. при $K_{\Delta} \ll 1$.

Введем вспомогательную функцию $g(x, t)$ такую, что функция $\chi\mu(x, t)$ является обратной к $g(x, t)$. При этом равенство (5.2) можно представить в виде

$$g(K_{\delta}, G) = \frac{v\rho_{\tau}}{\rho_{ж} l K_{\delta}^2}.$$

Тогда, очевидно, что из уравнения (5.4) следует

$$\frac{1}{\Delta} \frac{\partial U_s}{\partial \eta} = \bar{g} \left[-\Delta \frac{dP}{dS} (\eta - \eta_0), \Theta_{ж} \right] \text{sign} (\eta - \eta_0), \quad (5.13)$$

где

$$\bar{g}(x, \Theta_{ж}) = g(K_{\Delta}, G_x, t_{ж}) / g[K_{\Delta}, G(t_{\text{гp}} - t_{\infty})];$$

η_0 — точка, где $\partial U_s / \partial \eta = 0$.

Из уравнений (5.3) и (5.13) с граничными условиями (5.6) и (5.7) получим

$$U_s = \Delta \int_0^{\eta} \bar{g} \left(-\Delta \frac{dP}{dS} | \eta - \eta_0 |, \Theta_{ж} \right) \text{sign} (\eta - \eta_0) d\eta; \quad (5.14)$$

$$U_{\eta} = \frac{1}{R^v} \frac{\partial}{\partial S} \left[\Delta^2 R^v \int_0^{\eta} \bar{g} \left(-\Delta \frac{dP}{dS} | \eta - \eta_0 |, \Theta_{ж} \right) (1 - \eta) \text{sign} (\eta - \eta_0) d\eta \right]. \quad (5.15)$$

где константа η_0 определяется из соотношения

$$\int_0^1 \bar{g} \left(-\Delta \frac{dP}{dS} | \eta - \eta_0 |, \Theta_{ж} \right) \text{sign} (\eta - \eta_0) d\eta = 0. \quad (5.16)$$

Из выражения (5.15) и граничного условия для U_{η} при $\eta = 1$ после интегрирования по S получаем

$$\frac{R^{v+1} - R_*^{v+1}}{(v+1) \Delta^2 R^v} = \int_0^1 \bar{g} \left(-\Delta \frac{dP}{dS} | \eta - \eta_0 |, \Theta_{ж} \right) \text{sign} (\eta - \eta_0) \eta d\eta. \quad (5.17)$$

Это в общем случае нелинейное дифференциальное уравнение первого порядка для функции $P(S)$.

Будем считать, что в районе концов образующей рабочей поверхности ($S = S_1$, $S = S_2$) поддерживаются заданные значения давления $P(S_1) = P_1$ и $P(S_2) = P_2$. Первое из этих условий определяет константу интегрирования уравнения (5.13), а второе позволяет найти постоянную R_* , которую при $R_* \in [R_n(S_1), R_n(S_2)]$ можно интегрировать как координату точки разветвления потока расплава, где

$$dP/dS = 0 \quad (U_s = 0).$$

Далее, подставляя выражения (5.14) и (5.15) в уравнение (5.5), получаем интегрально-дифференциальное уравнение для нахождения $\Theta_{ж}$. Граничные условия по координате η заданы и определяются соотношениями (5.6), (5.7). В точке $R = R_*$ уравнение (5.17) вырождается. При этом естественно потребовать ограниченности производной $\partial\Theta_{ж}/\partial S$, что дает граничное условие по координате s , необходимое для решения уравнения переноса тепла в слое расплава.

Кроме того, очевидно, что осевая нагрузка, приложенная со стороны греющей поверхности нагревательного устройства к слою расплава, уравнивается силами внутренних напряжений в жидкой фазе, которые с точностью до слагаемых порядка $O(K_{\Delta})$ представлены силами давления. Таким образом, нетрудно записать дополнительное условие

$$\frac{2}{R_2^2(S_2) - R_1^2(S_1)} \int_F RP \frac{dR}{dS} dS = 1. \quad (5.18)$$

Для случая, когда рабочая поверхность нагревательного устройства изотермическая ($\Theta_n = \text{const}$) и имеет форму параболы, а расплав является жидкостью, реологические свойства которой описываются степенным реологическим уравнением, построенная система интегрально-дифференциальных уравнений после преобразований приводится к системе конечных уравнений, удобных для инженерных расчетов.

Пусть

$$\mu = [k(\Theta_{ж})/\Delta^{\varepsilon-1}] \left| \frac{\partial U_s}{\partial \eta} \right|^{\varepsilon-1}, \quad (5.19)$$

тогда из выражений (5.14), (5.15) имеем

$$U_s = \int_0^{\eta} \left| \frac{\eta_0 - \eta}{k(\Theta_{ж})} \right|^{1/\varepsilon} \text{sign}(\eta_0 - \eta) d\eta \Delta^{(e+1)/\varepsilon} \left(-\frac{dP}{dS} \right)^{1/\varepsilon}; \quad (5.20)$$

$$U_{\eta} = \frac{dR}{dS} \frac{1}{D} \varphi(\eta), \quad (5.21)$$

где

$$D = - \int_0^1 \left| \frac{\eta_0 - \eta}{k(\Theta_{ж})} \right|^{1/\varepsilon} \eta \text{sign}(\eta_0 - \eta) d\eta;$$

$$\varphi(\eta) = \eta \int_0^{\eta} \left| \frac{\eta_0 - \eta}{k(\Theta_{ж})} \right|^{1/\varepsilon} \text{sign}(\eta_0 - \eta) d\eta -$$

$$- \int_0^{\eta} \left| \frac{\eta_0 - \eta}{k(\Theta_{ж})} \right|^{1/\varepsilon} \eta \text{sign}(\eta_0 - \eta) d\eta.$$

Точка η_0 определяется из соотношения

$$\int_0^1 \left| \frac{\eta_0 - \eta}{k(\Theta_{ж})} \right|^{1/\varepsilon} \text{sign}(\eta_0 - \eta) d\eta = 0. \quad (5.22)$$

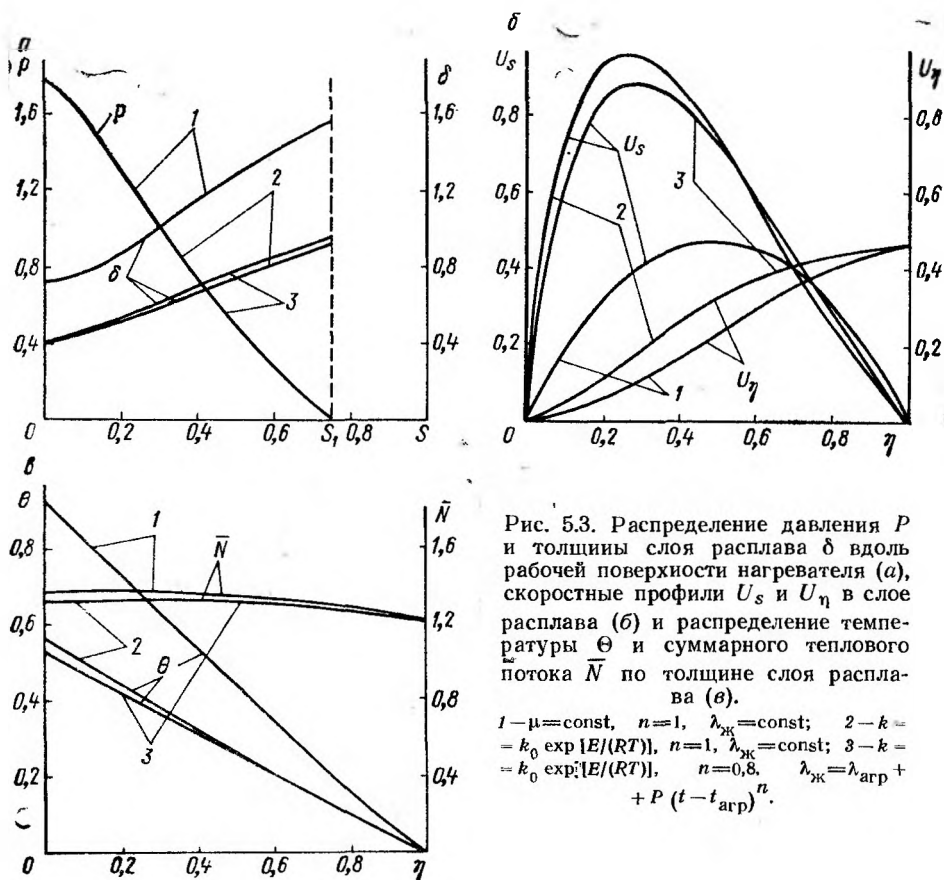


Рис. 5.3. Распределение давления P и толщины слоя расплава δ вдоль рабочей поверхности нагревателя (а), скоростные профили U_s и U_η в слое расплава (б) и распределение температуры θ и суммарного теплового потока $\bar{N}$ по толщине слоя расплава (в).

1 — $\mu = \text{const}$, $n = 1$, $\lambda_{ж} = \text{const}$; 2 — $k = k_0 \exp[|E|/(RT)]$, $n = 1$, $\lambda_{ж} = \text{const}$; 3 — $k = k_0 \exp[|E|/(RT)]$, $n = 0,8$, $\lambda_{ж} = \lambda_{арп} + P(t - t_{арп})^n$.

Краевая задача для температуры $\theta_{ж}$ в соответствии с уравнением (5.5) и граничными условиями (5.7) на поверхности $\eta = 1$ примет вид

$$\frac{e_{ж\Phi}(\eta) K_{\Delta} \text{Pe}_{ж} \Delta}{D} \frac{d\theta_{ж}}{d\eta} = \frac{d}{d\eta} \left(\bar{\lambda}_{ж} \frac{d\theta_{ж}}{d\eta} \right) \quad (5.23)$$

при

$$\theta_{ж}|_{\eta=1} = 0; \quad - \frac{\bar{\lambda}_{ж}}{K_{\Delta} \Delta_0} \frac{d\theta_{ж}}{d\eta} \Big|_{\eta=1} = B, \quad (5.24)$$

где

$$\Delta_0 = \Delta \frac{dR}{dS}; \quad B = K_{\Delta} \text{Pe}_{ж} + \bar{Q}_T;$$

$$\bar{Q}_T = Q_T / \frac{dR}{dS}.$$

Для вычисления $P(S)$ найдем из уравнения (5.17) выражение

$$P = \frac{1}{\Delta_0^{2v+1} D^S} \int_{R_1}^{R_2} \left[\frac{R^{v+1} - R_1^{v+1}}{(v+1) R^v} \right]^e \left(\frac{dR}{dS} \right)^{2e} \text{sign}(R - R_1) dR. \quad (5.25)$$

Константа Δ_0 определяется из выражения (5.18)

$$\Delta_0^{2e+1} = \frac{1}{D^s (R_2^2 - R_1^2)} \int_{R_1}^{R_2} \left[\frac{|R^{v+1} - R_*^{v+1}|}{(v+1) R^v} \right] \left(\frac{dR}{dS} \right)^{2e} R^2 \operatorname{sign}(R - R_*) dR. \quad (5.26)$$

Система уравнений (5.13) — (5.22) замкнута и позволяет найти такие характеристики процесса контактного плавления, как Θ_n , Q_n , Pe , Q_T , $Q_{ж}$, Δ , U_s , U_n , P .

С этой целью разработан и реализован на ЭВМ алгоритм численного расчета процесса контактного плавления горных пород при бурении скважин. Результаты выполненных вычислений, иллюстрирующих зависимость параметров процесса тепломассопереноса от нелинейности теплофизических и реологических характеристик горных пород и их расплавов, представлены на рис. 5.3.

Анализ выполненных расчетов позволяет в каждом конкретном случае для различных типов горных пород выбрать режимы плавления, обеспечивающие минимальные потери тепловой энергии, т. е. позволяющие вести процесс с максимальным КПД [39, 61, 66].

5.3. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ФОРМИРОВАНИЯ СТЕНОК СКВАЖИНЫ ПРИ БУРЕНИИ ПЛАВЛЕНИЕМ

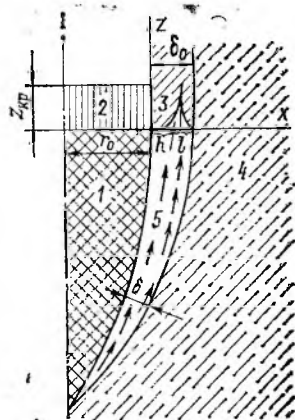
Крепление ствола скважины (также и керна) за счет формирования на стенках остеклованного слоя расплава достигается тем, что вслед за плавящим рабочим органом бурового снаряда — сплошным или кольцевым высокотемпературным нагревателем — располагается охлаждаемая секция кристаллизатора-формователя, выполненная из жаростойкого, высокотеплопроводного материала, обладающего минимальной адгезией к застывающему расплаву и химически слабо с ним взаимодействующего.

Для обеспечения условий формирования на стенках скважины (керна) в процессе бурения плавлением остеклованного слоя заданной толщины, контроля и регулирования его характеристик и свойств необходимо исследовать процесс охлаждения и застывания этого слоя. Изучение динамики твердения расплава на стенках скважины и керна позволит обосновать выбор оптимальных размеров кристаллизатора-формователя и разработать эффективный режим его охлаждения. С этой целью разработана и исследована математическая модель процесса формирования остеклованного слоя на стенке скважины при бурении плавлением, схема которого представлена на рис. 5.4. [69].

Пусть в процессе бурения скважины при проплавлении забоя на некоторую фиксированную углубку выше рабочей теплопередающей поверхности нагревательного устройства бурового снаряда образовался слой расплава толщиной δ_0 с температурой, близкой к температуре агрегатного перехода горных пород. Первоначальная температура твердой фазы горных пород на рассматриваемой

Рис. 5.4. Схема процесса формирования стенок скважины при бурении плавлением горных пород.

1 — нагревательное устройство; 2 — кристаллизатор-формователь; 3 — застывший расплав горной породы; 4 — горная порода; 5 — расплав.



глубине была равна t_{τ_0} . Далее в процессе прохождения выделенного фиксированного интервала следующей за нагревателем секцией кристаллизатора-формователя со скоростью v , равной скорости бурения плавлением, образующийся расплав будет контактировать с охлаждаемой поверхностью этой секции.

В результате за время $\tau = H/v$, где H — высота кристаллизатора-формователя, слой расплава твердеет на величину h со стороны бурового снаряда за счет контакта с охлаждаемой поверхностью кристаллизатора-формователя и на величину l со стороны горного массива за счет отвода в последний от расплава части теплового потока.

Очевидно, что процесс формирования остеклованного слоя на стенке скважины завершится, когда

$$h(\tau_c) + l(\tau_c) = \delta_0, \quad (5.27)$$

где τ_c — время смыкания двух фронтов отвердевания расплава на фиксированной глубине.

Определяя из уравнения (5.27) время τ_c , найдем требуемую длину охлаждаемого участка кристаллизатора-формователя $H = v\tau_c$. Выбираем систему ортогональных координат x и z так, как показано на рис. 5.4. Чтобы найти функции $\delta(\tau)$ и $l(\tau)$, необходимо сформулировать и решить задачу о переносе теплоты в областях $x \in [0, \delta]$, $x \in [\delta_0 - l, \infty]$. Учитывая, что для всех практических случаев бурения толщина слоя расплава, выдавливаемого в кольцевой зазор между нагревательным устройством и стенками скважины (керн), значительно меньше характерного размера самого нагревательного устройства r_0 , т. е. $\delta_0/r_0 \ll 1$, для определения температуры твердой фазы в области $[0, \delta]$ запишем одномерное уравнение теплопроводности

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = a_\tau \frac{\partial^2 t}{\partial x^2}; \quad 0 < x < \delta(\tau), \quad \tau > 0 \quad (5.28)$$

со следующими начальными и граничными условиями:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{а) } \tau = 0, \quad \delta = 0; \\ \text{б) } x = 0, \quad \lambda_\tau \frac{\partial t}{\partial x} = k(t - t_{ox}); \\ \text{в) } x = \delta, \quad t = t_{ар}, \quad \lambda_\tau \frac{\partial t}{\partial x} = \psi_V \frac{d\delta}{d\tau}, \end{array} \right. \quad (5.29)$$

где a_T и λ_T — коэффициенты теплопроводности и теплопроводности твердой фазы; t , $t_{ар}$ и $t_{ох}$ — температуры твердой фазы, агрегатного перехода и охлаждающей среды; ψ_V — скрытая объемная теплота агрегатного перехода; k — коэффициент теплопередачи через охлаждаемую стенку.

Введем безразмерные переменные

$$\bar{x} = \frac{x}{\delta_0}; \quad Fo = \frac{a_T \tau}{\delta_0^2}; \quad \Theta = \frac{t - t_{ар}}{t_{ар} - t_{ох}};$$

$$K_\Theta = \frac{t_{ар} - t_0}{t_{ар} - t_{ох}}; \quad Bi = \frac{k \delta_0}{\lambda_T};$$

$$\Psi_V = \frac{\psi_V}{c_T \rho_T (t_{ар} - t_0)}; \quad \Delta = \frac{\delta}{\delta_0},$$

где c_T и ρ_T — теплоемкость и плотность горной породы в твердом состоянии.

Подставив в систему уравнений (5.28) — (5.29) новые безразмерные переменные, получим

$$\frac{\partial \Theta}{\partial Fo} = \frac{\partial^2 \Theta}{\partial \bar{x}^2}, \quad 0 < \bar{x} < \Delta, \quad Fo > 0 \quad (5.30)$$

с начальными и граничными условиями

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{а) } Fo = 0, \quad \Delta = 0; \\ \text{б) } \bar{x} = 0, \quad \frac{\partial \Theta}{\partial \bar{x}} = Bi(\Theta + 1); \\ \text{в) } \bar{x} = \Delta, \quad \Theta = 0, \quad \frac{\partial \Theta}{\partial \bar{x}} = K_\Theta \Psi_V \frac{d\Delta}{dFo}. \end{array} \right. \quad (5.31)$$

Простое приближенное решение этой задачи получено в работе [69]. Оно имеет вид

$$\Theta = Bi \frac{\bar{x} - \Delta}{1 + Bi\Delta}, \quad 0 \leq \bar{x} \leq \Delta; \quad (5.32)$$

$$Fo = \frac{3\Delta^2 + Bi\Delta^3}{6(1 + Bi\Delta)} + K_\Theta \Psi_V \frac{2\Delta + Bi\Delta^2}{2Bi}. \quad (5.33)$$

Для области] $(\delta_0 - l)$, δ_0 [с теми же допущениями, что и для первой зоны [0, δ], можно записать

$$\frac{\partial t_T}{\partial \tau} = a_T \frac{\partial^2 t_T}{\partial x^2}, \quad \delta_0 - l \leq x \leq \delta_0,$$

$$\tau \geq 0 \quad (5.34)$$

с начальными и граничными условиями

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{а) } \tau = 0; \quad l = 0; \\ \text{б) } x = \delta_0 - l, \quad t_T = t_{ар}, \quad \lambda_T \frac{\partial t}{\partial x} = -\psi_V \frac{dl}{d\tau}; \\ \text{в) } x = \delta_0; \quad -\lambda_T \frac{\partial t}{\partial x} = q(\tau). \end{array} \right. \quad (5.35)$$

В граничных условиях задачи (5.35) поток $q(\tau)$ не известен и должен быть определен из решения задачи для температурного поля пород t_τ в области $[\delta_0, \infty]$, которая формулируется в виде

$$\frac{\partial t_\tau}{\partial \tau} = a_\tau \frac{1}{x^v} \frac{\partial}{\partial x} \left(x^v \frac{\partial t_\tau}{\partial x} \right),$$

$$r_0 + \delta_0 \leq x < \infty, \quad \tau \geq 0 \quad (5.36)$$

с начальными и граничными условиями

$$\begin{cases} \text{а) } \tau = 0, & t_\tau = t_0(x); \\ \text{б) } x = vr_0 + \delta_0, & t_\tau = t(\delta_0, \tau), \quad -\lambda_\tau \frac{\partial t_\tau}{\partial x} = q(\tau); \\ \text{в) } x \rightarrow \infty, & t_\tau - t_0 \rightarrow 0, \end{cases} \quad (5.37)$$

где r_0 — радиус нагревательного устройства; v — параметр (для кольцевого нагревательного устройства $v=0$, для сплошного $v=1$).

Условия (5.37) служат для определения потока $q(\tau)$.

Решение поставленной задачи было подробно рассмотрено в работе [69].

Для бурения скважин плавлением сплошным забоем ($v=0$) получены следующие приближенные выражения для определения безразмерной величины теплового потока к фронту кристаллизации $Q(Fo)$ и безразмерной переменной, характеризующей положение этого фронта кристаллизации

$$Q = \beta / \sqrt{\pi Fo}; \quad (5.38)$$

$$L = 2\alpha \sqrt{Fo}; \quad (5.39)$$

$$\alpha = \frac{\sqrt{\pi \Psi_V^2 + 4\beta^2} - \Psi_V \sqrt{\pi}}{2\beta}; \quad (5.40)$$

$$\beta = \frac{-2(1 + \Psi_V) + \sqrt{4\Psi_V^2 + (32/\pi)\Psi_V + 16/\pi}}{2(4/\pi - 1)}, \quad (5.41)$$

где

$$Q = \frac{\delta_0 q(\tau)}{\lambda_\tau(t - t_\infty)}; \quad \dot{L} = \frac{L}{\delta_0}.$$

Анализ выражения (5.41) показывает, что при значениях $\Psi_V > 1$ $\beta \rightarrow 1$, тогда выражения (5.38) и (5.40) можно записать в виде

$$Q = \frac{1}{\sqrt{\pi Fo}}; \quad \alpha = \frac{\sqrt{\pi \Psi_V^2 + 4} - \Psi_V \sqrt{\pi}}{2}. \quad (5.42)$$

Значения параметра α , полученные по формулам (5.40) и (5.42) и β — по формуле (5.41), приведены в табл. 5.1.

Данный пример характерен тем, что в начальный момент температура слева от границы $x = \delta_0$ равна температуре агрегатного перехода $t_{ар}$, а справа от поверхности $x = \delta_0$ равна невозмущен-

Таблица 5.1

Значения параметров α и β в зависимости от критерия Ψ_V

Параметр	Формула	0,05	0,1	0,5	1	5	10
α	(5.40)	0,914	0,842	0,519	0,353	0,1	
β	(5.41)	0,492	0,513	0,630	0,715	0,898	0,943
α	(5.42)	0,957	0,915	0,651	0,449	0,11	0,056

ной температуре пород t_{T0} . Поэтому в первые моменты времени поток при $x = \delta_0$ принимает большие значения, и температура резко меняется. В действительности в момент начала кристаллизации слоя расплава температура пород непрерывно меняется от $t_{ар}$ до t_{T0} . Поэтому резких изменений температуры не будет и поток Q при $x = \delta_0$ принимает конечное значение. Это позволяет надеяться, что использование формулы (5.38) для расчета величины L в реальной ситуации даст значительно более точные результаты, чем в рассмотренном примере.

В случае бурения кольцевым термобуром ($v = 0$) температурное поле в породе может быть описано зависимостью [65]

$$\frac{t_T - t_\infty}{t_{ар} - t_\infty} = \frac{\operatorname{erfc}\left(\frac{\sqrt{\operatorname{Re}}}{2} \frac{x}{r_0}\right)}{\operatorname{erfc}\left(\frac{\sqrt{\operatorname{Re}}}{2} \frac{\delta_0}{r_0}\right)}, \quad \delta \leq x < \infty, \quad (5.43)$$

где $\operatorname{Re} = vx_0/a_T$; x_0 — толщина кольца нагревательного устройства.

Для теплового потока Q и границы кристаллизации L получены следующие выражения:

$$Q = \varepsilon_* \frac{\Psi_V \exp\left\{-\varepsilon_*^2/[4(1 + K_a \varepsilon_*^2)]\right\}}{\sqrt{(1 + K_a \operatorname{Fo} \varepsilon_*^2) \pi} \operatorname{erfc}(\varepsilon_*/2)}, \quad \varepsilon_* = \varepsilon \sqrt{\operatorname{Re}}, \quad (5.44)$$

где $\varepsilon = \delta_0/x_0$; в большинстве случаев $\varepsilon_* \ll 1$, следовательно,

$$Q = \frac{\varepsilon_* K_\lambda}{\sqrt{(1 + K_a \operatorname{Fo} \varepsilon_*^2) \pi}}; \quad (5.45)$$

$$L = \frac{-\Psi_V + \sqrt{\Psi_V^2 + \frac{4K_\lambda^2 \sqrt{1 + K_a \operatorname{Fo} \varepsilon_*^2} - 1}{\pi K_a \sqrt{1 + K_a \operatorname{Fo} \varepsilon_*^2}}}}{K_\lambda \varepsilon_*} \sqrt{\pi(1 + K_a \operatorname{Fo} \varepsilon_*^2)}. \quad (5.46)$$

Результаты расчетов по формуле (5.46) для различных значений Ψ_V и ε приведены в табл. 5.2 и на рис. 5.5.

Так как $\varepsilon_* \ll 1$, то формула (5.46) может быть значительно упрощена. Действительно, максимально возможное значение па-

Таблица 5.2

Расчетная зависимость фронта кристаллизации L от безразмерного времени Fo при различных значениях Ψ_V/ϵ для условий $K_\lambda = K_a = K_\theta = 1$

Fo	$\Psi_V=0,1$		$\Psi_V=1, \epsilon=0,1$
	$\epsilon=0,1$	$\epsilon=0,01$	
0	0	0	0
0,2	0,109	0,11	0,01
0,4	0,213	0,022	0,022
0,6	0,311	0,034	0,034
0,8	0,404	0,045	0,045
1,0	0,494	0,056	0,056
1,2	0,580	0,068	0,067
1,4	0,744	0,09	0,078
1,6	0,744	0,09	0,09
1,8	0,822	0,101	0,112
2,0	0,898	0,112	0,112
2,2	0,97	0,12	0,12

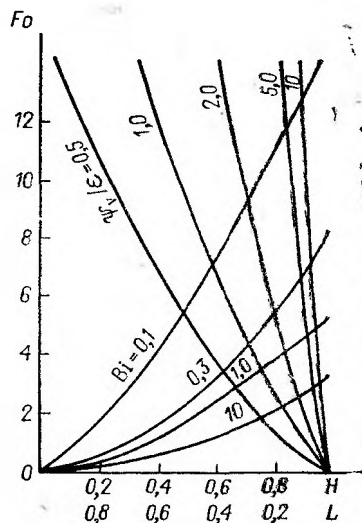


Рис. 5.5. Зависимость безразмерных фронтов кристаллизации H и L от безразмерного времени Fo для различных значений критериев Ψ_V/ϵ и Bi при $K_\theta = K_\lambda = K_a = 1$ и $K_{ар} = 0,1$.

параметра Фурье Fo имеет порядок Ψ_V/ϵ_* , так как $L \ll 1$, следовательно, $1 + K_a Fo \epsilon_*^2 \approx 1$ при $\Psi_V = 0(1)$.

Тогда выражение (5.46) примет вид

$$L = -\frac{\Psi_V \sqrt{\pi}}{K_\lambda \epsilon_*} + \sqrt{\left(\frac{\Psi_V \sqrt{\pi}}{K_\lambda \epsilon_*}\right)^2 + 2Fo}. \quad (5.47)$$

Очевидно, что проекция точки пересечения кривых $H = H(Fo)$ и $L = L(Fo)$ на ось Fo (см. рис. 5.7) дает решение уравнения (5.27), т. е. позволяет определить относительное время формирования остеклованного слоя Fo_c . Затем по формуле

$$Z_{кр} = \epsilon Re Fo_c, \quad (5.48)$$

где $Z_{кр}$ — требуемый относительный размер для охлаждаемой зоны, Fo_c — найденное решение уравнения (5.27), вычислим необходимый размер охлаждаемого участка

$$z_{кр} = Z_{кр} l_0, \quad (5.49)$$

где $l_0 = r_0 + \delta_0$.

Аналогичные рассуждения можно привести для случая $v = 1$. Заметим, что, так как ϵ мало, а Fo имеет порядок Ψ_V/ϵ , при $\Psi_V = 0(1)$ тепловой поток Q практически не меняется и равен своему начальному значению $Q = \epsilon K_\lambda / \sqrt{\pi}$. Очевидно, что подобная картина будет наблюдаться и при $v = 1$. Таким образом,

учитывая, что температурное поле в породе может быть представлено в виде выражения [40]

$$U_0(\bar{x}) = \frac{\text{Ei}[-(Pe/4)(r_0/l_0 + \varepsilon\bar{x} + \varepsilon)]}{\text{Ei}[-(Pe/4)(r_0/l_0 + \varepsilon)]}, \quad 0 \leq \bar{x} < \infty, \quad (5.50)$$

где $\text{Ei}(\text{sim}) = \int_{-\infty}^{\infty} \frac{\exp(-u)}{u} du$; r_0 — радиус кристаллизатора-формователя, получаем

$$Q = \frac{2\epsilon K_\lambda}{d} \frac{\exp(-Pe d^2/4)}{-\text{Ei}(-Pe d^2/4)}, \quad d = r_0/l_0. \quad (5.51)$$

Зная Q , по формуле (5.39) найдем L и определим время полного застывания (кристаллизации) расплава на стенке скважины, которое при заданной скорости бурения плавлением позволит нам рассчитать высоту охлаждаемого участка кристаллизатора-формователя или при заданной высоте определить условия его охлаждения: температуру охлаждающей среды $t_{\text{ох}}$ и коэффициент теплопередачи k .

5.4. ИНЖЕНЕРНАЯ МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПЛАВЛЕНИЕМ

Бурение горных пород плавлением с помощью высокотемпературного жаропрочного пенетратора является результатом совместного проявления сложных тепломассообменных и гидродинамических процессов, точное описание которых представляет серьезные математические трудности [17, 18, 40, 48, 61, 65, 67 и др.]. Вместе с тем интересы практического освоения перспективного способа бурения горных пород плавлением настоятельно требуют разработки инженерной методики конструктивных и технологических расчетов, связанных с проектированием макетов и опытных образцов высокотемпературных пенетраторов, режимных параметров бурения плавлением в породах с различными физическими и теплофизическими свойствами, а также расчетов, позволяющих оценивать значения таких важнейших характеристик процесса бурения плавлением, как температура рабочей поверхности пенетратора, толщина слоя расплава породы под пенетратором, температура расплава и связанная с ней вязкость и пр. Единственный выход в данных условиях — разработка приближенной методики расчетов, не противоречащей физике явлений, сопровождающих процесс бурения плавлением, увязывающей воедино влияние всех основных определяющих процесс факторов и обеспечивающей достаточную для практики точность.

При разработке приближенной методики расчета процесса бурения горных пород плавлением без отбора керна тепловым пенетратором уплотняющего действия примем следующие исходные положения и упрощающие допущения.

1. В качестве внешней формы рабочего органа — пенетратора — принимается тело вращения цепной линии вокруг ее верти-

кальной оси. Эта форма выгодно отличается от других вероятных форм (цилиндр, конус, полусфера, параболоид вращения) возможностью в широких пределах варьировать высотой пенетратора, сохраняя в любом случае плавный переход в цилиндрическую форму в верхней части, которая необходима для надежного формирования оплавленных стенок скважины. В сравнении с другими избранную форму можно считать наилучшей с тепловой и гидродинамической точек зрения.

2. Рабочий орган — пенетратор с расположенным внутри источником тепловой энергии в виде высокожаропрочного электросопротивления — рассматривается как тело с равномерно распределенным источником.

3. Процесс бурения горных пород плавлением рассматривается при установившемся режиме. Как показано С. С. Силиным [1965 г.] на примере плавления льда, установившийся режим наступает через несколько секунд после начала процесса. По этой причине при анализе процесса бурения горных пород плавлением нет нужды учитывать фактор времени, что существенно упрощает постановку и решение задачи.

4. Теплофизические свойства полиминеральной горной породы характеризуются некоторыми средними значениями плотности, теплопроводности и теплоемкости.

5. Температура рабочей поверхности пенетратора и толщина слоя расплава породы под пенетратором характеризуются их некоторыми средними значениями.

6. Вязкость породного расплава принимается при температуре, средней между температурой плавления породы (агрегатного перехода) и температурой поверхности пенетратора.

7. Верхний торец пенетратора теплоизолирован и в теплообмене не участвует.

8. Рассматривается двумерная тепловая задача в постановке, упрощенной с помощью принципа элементарной суперпозиции [37], в соответствии с которым реальный пенетратор представлен в виде эквивалентного по объему V цилиндра радиусом R , равным радиусу верхнего торца пенетратора, и высотой $H_{\text{ц}} = V/(\pi R^2)$.

9. Радиальное рассеивание теплоты в массиве в связи с кратковременностью теплового воздействия пенетратора на формируемые им стенки скважины определяется как одномерный тепловой поток в полуограниченное тело.

Введем понятие активной тепловой мощности пенетратора N_a , под которой будем понимать ту часть его общей электрической мощности, которая затрачивается на собственно бурение горных пород плавлением, поскольку возможны не учитываемые данной теорией потери теплоты, например, связанные с принудительным охлаждением подводящих коммуникаций или с промывкой скважины в целях транспортирования продуктов расплавления вполне монолитной породы с верхнего торца пенетратора к устью.

Активная тепловая мощность пенетратора N_a при установившемся процессе бурения плавлением расходуется на перегрев

окружающего расплава Q_1 , на скрытую теплоту плавления породы Q_2 , на нагрев массива впереди движущегося забоя от его естественной температуры до температуры плавления Q_3 и на радиальное рассеивание в окружающем пенетраторе массиве Q_4 .

В рамках принятых допущений количество теплоты в единицу времени на перегрев окружающего пенетратор расплава можно выразить через площадь сечения скважины с учетом толщины слоя расплава в верхней части пенетратора 2δ (при средней его толщине δ), температуру расплава как среднюю арифметическую между температурой поверхности пенетратора t_n и температурой плавления породы $t_{\text{агр}}$ и установившуюся скорость бурения v :

$$Q_1 = \frac{1}{2} \pi (R + 2\delta)^2 c_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} (t_n - t_{\text{агр}}) v, \quad (5.52)$$

где R — радиус верхнего торца пенетратора, м; δ — средняя толщина слоя расплава под пенетратором, м; $c_{\text{ж}}$ — удельная массовая теплоемкость расплава, Дж/(кг·°C); $\rho_{\text{ж}}$ — плотность расплава, кг/м³; t_n — средняя температура рабочей поверхности пенетратора, °C; $t_{\text{агр}}$ — температура плавления породы (агрегатного перехода), °C; v — установившаяся скорость бурения плавлением, м/с.

Из тех же соображений тепловой поток на плавление горной породы выразим соотношением

$$Q_2 = \pi (R + 2\delta)^2 \psi \rho_{\text{г}} v, \quad (5.53)$$

где ψ — скрытая теплота плавления породы, Дж/кг; $\rho_{\text{г}}$ — плотность горной породы, Дж/(кг·°C).

Количество теплоты, рассеивающееся в единицу времени в окружающем пенетратор горном массиве, в соответствии с упомянутым выше принципом элементарной суперпозиции [37] будем рассматривать раздельно для осевого и радиального направлений, предварительно представив реальный пенетратор в виде эквивалентного ему по объему цилиндра радиусом R . При этом принимается, что в осевом направлении тепловой поток распространяется по площади поперечного сечения скважины $\pi(R + 2\delta)^2$, а в радиальном направлении — по ее боковой поверхности площадью $2\pi(R + \delta)H_{\text{ц}}$.

В работе [23] на основе методики движущегося теплового источника [81] показано, что температурное поле впереди плоского забоя (одномерная задача) в условиях установившегося процесса бурения плавлением описывается выражением

$$t = t_{\text{г}} + \frac{qa_{\text{г}}}{\lambda_{\text{г}} v} e^{-\frac{v}{a_{\text{г}}} z}, \quad (5.54)$$

где $t_{\text{г}}$ — естественная температура породы на данной глубине, °C; q — поверхностная плотность теплового потока, Вт/м²; $a_{\text{г}}$ — температуропроводность породы, м²/с; $\lambda_{\text{г}}$ — теплопроводность породы, Вт/(м·°C); z — координата в движущейся системе координат, совпадающая с осью x , параллельно которой движется плоский источник тепла, м.

Полагая для поверхности забоя $z = 0$, $t = t_{\text{ар}}$ и раскрывая $a_T = \lambda_T / (c_T \rho_T)$, для количества теплоты в единицу времени на прогрев породы от температуры плавления впереди движущегося забоя с учетом оплавления стенок скважины на основе выражения (5.54) после преобразований получим

$$Q_3 = \pi (R + 2\delta)^2 c_T \rho_T (t_{\text{ар}} - t_T) v. \quad (5.55)$$

Для оценки теплового потока в окружающий массив в радиальном направлении от пенетратора в соответствии с изложенными выше допущениями примем за основу известное выражение (см., например, [37]) для количества теплоты, поступающей в полуограниченное тело за время τ , которое применительно к нашему случаю представим в виде

$$Q = 2F_W \sqrt{\frac{\lambda_T c_T \rho_T}{\pi}} (t_{\text{ар}} - t_T) \sqrt{\tau}, \quad (5.56)$$

где F_W — площадь поверхности полуограниченного тела, м^2 ; λ_T — теплопроводность горной породы, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$; τ — продолжительность теплового воздействия боковой поверхности пенетратора на окружающий массив, с.

Среднее значение теплового потока на радиальное рассеивание можно оценить как среднее за время τ количество теплоты, поглощаемой окружающим массивом:

$$Q_4 = Q/\tau. \quad (5.57)$$

Представляя в соответствии с принципом элементарной суперпозиции действительный пенетратор в виде эквивалентного ему по объему цилиндра радиусом R , площадь поверхности полуограниченного тела с учетом средней толщины слоя расплава δ можно выразить следующим образом:

$$F_W = 2\pi (R + \delta) H_{\text{ц}}, \quad (5.58)$$

где $H_{\text{ц}}$ — высота цилиндра радиусом R , эквивалентного действительному пенетратору по объему, м.

Время воздействия высокотемпературного пенетратора на окружающий массив в радиальном направлении можно выразить через высоту эквивалентного цилиндра и скорость бурения плавлением:

$$\tau = H_{\text{ц}}/v. \quad (5.59)$$

Подставив соотношения (5.58) и (5.59) в равенство (5.56) и затем в выражение (5.57), после преобразований для теплового потока на радиальное рассеивание в окружающем пенетратор массиве получим

$$Q_4 = 4(R + \delta) \sqrt{\pi \lambda_T c_T \rho_T H_{\text{ц}} v} (t_{\text{ар}} - t_T). \quad (5.60)$$

Решая тепловой баланс

$$N_a = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 \quad (5.61)$$

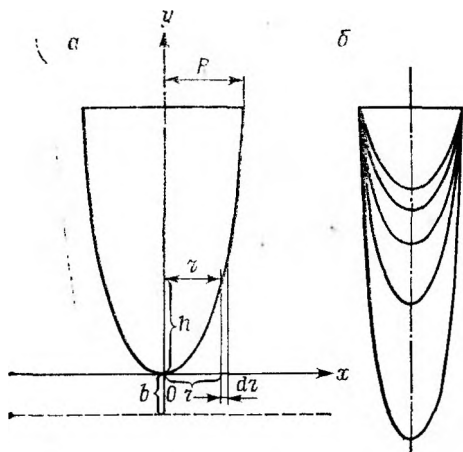


Рис. 5.6. Профиль penetrатора в форме тела вращения цепной линии.

а — параметры цепной линии; б — изменение профиля penetrатора в зависимости от его высоты при постоянном диаметре торца.

относительно средней температуры поверхности penetrатора t_n , получаем уравнение

$$t_n = t_{арп} + \frac{2(N_a - Q_2 - Q_3 - Q_4)}{\pi(R + 2\delta)^2 c_{жржv}}, \quad (5.62)$$

в правую часть которого входит неизвестная величина — скорость бурения плавлением.

Вместе с тем для теплового потока от общей рабочей поверхности penetrатора F с температурой t_n в окружающий массив через слой расплава средней толщиной δ справедливо выражение

$$Q = F \frac{\lambda_{ж}}{\delta} (t_n - t_{арп}), \quad (5.63)$$

приравняв которое к сумме Q_2 , Q_3 и Q_4 и решив относительно t_n , получим второе уравнение для средней температуры поверхности penetrатора

$$t_n = t_{арп} + \frac{\delta(Q_2 + Q_3 + Q_4)}{\lambda_{ж}F}, \quad (5.64)$$

в правую часть которого помимо искомой установившейся скорости бурения v входит неизвестная средняя толщина слоя расплава δ .

Толщина слоя расплава под penetrатором определяется суммой гидродинамического и гидростатического давлений, испытываемых расплавом при выдавливании, и зависит от плотности и вязкостных свойств расплава при средней температуре, от осевой нагрузки на penetrатор и скорости бурения плавлением.

Примем во внимание геометрические особенности penetrатора в форме тела вращения цепной линии вокруг вертикальной оси (рис. 5.6). Легко показать, что если параметр цепной линии b принят за единицу масштаба, профиль осевого сечения penetrатора (зависимость его высоты h от радиуса r) выражается соотношением

$$h = b \operatorname{ch}(r/b) - b, \quad (5.65)$$

длина дуги профиля

$$s = b \operatorname{sh}(r/b), \quad (5.66)$$

площадь рабочей поверхности пенетратора

$$F = 2\pi b [R \operatorname{sh}(R/b) - b \operatorname{ch}(R/b) + b], \quad (5.67)$$

объем пенетратора

$$V = \pi b [(R^2 + 2b^2) \operatorname{ch}(R/b) - 2bR \operatorname{sh}(R/b) - 2b^2]. \quad (5.68)$$

Выражения (5.65) — (5.68) необходимы в дальнейшем для расчетного анализа.

Гидродинамическое и гидростатическое давления в слое расплава в направлении от нижней части пенетратора к его верхнему торцу снижаются, что в дифференциальной форме с учетом закона Дарси — Вейсбаха можно записать в виде

$$dp = -\lambda \frac{w^2 \rho_{ж}}{2d_s} ds - g\rho_{ж} dh. \quad (5.69)$$

Переменная по высоте пенетратора скорость движения расплава определяется отношением его объема $W = \pi r^2 v$, образующегося в единицу времени, к площади сечения кольцевого канала на данной высоте $f = 2\pi r\delta$, в силу чего

$$w = \frac{1}{2} \frac{r}{\delta} v. \quad (5.70)$$

При условно принятой постоянной средней толщине слоя расплава эквивалентный диаметр кольцевого канала на любой высоте

$$d_s = 2\delta. \quad (5.71)$$

С помощью выражений (5.65), (5.66), (5.70) и (5.71) преобразуем дифференциальное уравнение (5.69) к виду

$$dp = -\frac{\lambda v^2 \rho_{ж}}{16\delta^3} r^2 \operatorname{ch}(r/b) dr - g\rho_{ж} \operatorname{sh}(r/b) dr. \quad (5.69a)$$

Интегрируя левую часть уравнения (5.69a) в пределах от p до 0 и правую — от $r = 0$ до конечного радиуса пенетратора R (верхний торец), находим

$$p = \frac{\lambda v^2 \rho_{ж}}{16\delta^3} b [(R^2 + 2b^2) \operatorname{sh}(R/b) - 2bR \operatorname{ch}(R/b)] + gb\rho_{ж} [\operatorname{ch}(R/b) - 1]. \quad (5.72)$$

Принимая в порядке первого приближения половинное значение давления p для некоторой средней толщины слоя расплава δ , на основании выражения (5.72) получаем

$$\delta = \frac{1}{2} \sqrt[3]{\frac{\lambda v^2 \rho_{ж} b [(R^2 + 2b^2) \operatorname{sh}(R/b) - 2bR \operatorname{ch}(R/b)]}{2\{2p - g\rho_{ж} b [\operatorname{ch}(R/b) - 1]\}}}, \quad (5.73)$$

где в правую часть входит неизвестная величина — скорость бурения плавлением.

Мы имеем теперь три уравнения (5.62), (5.64) и (5.73) с тремя неизвестными: v — скорость бурения плавлением; t_n — средняя температура рабочей поверхности пенетратора и δ — средняя

толщина слоя расплава. В результате совместного их решения получим приближенное аналитическое выражение для зависимости скорости бурения плавлением от основных конструктивных и технологических параметров в виде следующего трансцендентного уравнения:

$$\frac{4Fa_{\text{ж}}}{\pi(R+\delta)^2 v} \left[\frac{N_a}{\pi(R+\delta)^2 (\psi + c_{\text{т}} \Delta t) \rho_{\text{т}} v + 4(R+\delta) \Delta t \sqrt{\pi \lambda_{\text{т}} c_{\text{т}} \rho_{\text{т}} H_{\text{ц}} v}} - 1 \right] = \sqrt[3]{\frac{\lambda v^2 \rho_{\text{ж}} b [(R^2 + 2b^2) \operatorname{sh}(R/b) - 2bR \operatorname{ch}(R/b)]}{2\{2\rho - g\rho_{\text{ж}} b [\operatorname{ch}(R/b) - 1]\}}}, \quad (5.74)$$

где F — общая рабочая поверхность пенетратора, м^2 ; $a_{\text{ж}}$ — коэффициент температуропроводности расплава, $\text{м}^2/\text{с}$; R — радиус верхнего торца пенетратора, м ; v — скорость бурения плавлением, $\text{м}/\text{с}$; N_a — активная мощность пенетратора, Вт ; ψ — удельная теплота плавления породы, $\text{Дж}/\text{кг}$; $c_{\text{т}}$ — удельная массовая теплоемкость породы, $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$; Δt — разность между температурой плавления и естественной температурой породы, $^\circ\text{C}$; $\lambda_{\text{т}}$ — коэффициент теплопроводности породы, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$; $\rho_{\text{т}}$ и $\rho_{\text{ж}}$ — плотность породы и расплава соответственно, $\text{кг}/\text{м}^3$; $H_{\text{ц}}$ — высота эквивалентного цилиндра, м ; λ — коэффициент гидравлического сопротивления при движении расплава; b — параметр цепной линии, м ; p — удельная осевая нагрузка, Па ; g — ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$.

Полученное уравнение скорости бурения плавлением связывает между собой все основные определяющие процесс факторы: конструктивные параметры пенетратора, его активную тепловую мощность, осевую нагрузку на забой, а также теплофизические свойства проходимой породы и ее расплава.

Если для конкретных условий с помощью уравнения (5.74) вычислить значение скорости бурения плавлением v , то подставив его в выражение (5.73), можно определить расчетным путем такую важную характеристику процесса, как средняя толщина слоя расплава под пенетратором δ .

Формулы (5.62) и (5.64), если раскрыть входящие в них частные тепловые потоки Q_2 , Q_3 и Q_4 с помощью выражений (5.53), (5.55) и (5.60), позволяют получить две независимые формулы для оценки средней температуры поверхности пенетратора $t_{\text{н}}$ при заранее вычисленных для конкретных условий значениях v и δ . Эти формулы соответственно имеют вид

$$t_{\text{н}} = t_{\text{арп}} + \frac{2[N_a - \pi(R+\delta)^2 (\psi + c_{\text{т}} \Delta t) \rho_{\text{т}} v - 4(R+\delta) \Delta t \sqrt{\pi \lambda_{\text{т}} c_{\text{т}} \rho_{\text{т}} H_{\text{ц}} v}]}{\pi(R+\delta)^2 c_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} v} \quad (5.75)$$

и

$$t_{\text{н}} = t_{\text{арп}} + \frac{\delta [\pi(R+\delta)^2 (\psi + c_{\text{т}} \Delta t) \rho_{\text{т}} v + 4(R+\delta) \Delta t \sqrt{\pi \lambda_{\text{т}} c_{\text{т}} \rho_{\text{т}} H_{\text{ц}} v}]}{\lambda_{\text{ж}} F}. \quad (5.76)$$

Здесь обозначения аналогичны принятым выше.

При подстановке в формулы (5.75) и (5.76) правильно вычисленных для конкретных условий значений v и δ , обе формулы должны дать одинаковый результат. Помимо определения ценного для характеристики процесса значения средней температуры поверхности пенетратора t_n факт совпадения расчетов по формулам (5.75) и (5.76) может свидетельствовать о достоверности вычисленных значений скорости бурения плавлением v и средней толщины слоя расплава δ , что должно быть использовано для контроля точности расчетов.

5.4.1. Оценка достоверности учета теплоты, рассеивающейся в окружающем массиве

В рассмотренных выше теоретических построениях наибольшее сомнение может вызывать достоверность приближенного учета количества теплоты, рассеивающейся в единицу времени в окружающем пенетратор горном массиве, тем более что даже в условиях установившегося режима бурения плавлением суммарный тепловой поток на подогрев породы от ее естественной температуры до температуры плавления впереди движущегося забоя Q_3 и на рассеивание в окружающем массиве в радиальном направлении Q_4 составляет наибольшую долю в общем тепловом балансе, который выражается равенством (5.61). Анализ теплофизических свойств основных типов горных пород показывает, что в общем балансе тепловой мощности на бурение плавлением более 70 % приходится на их суммарный прогрев в массиве до температуры плавления, менее 20 % — на собственно плавление и менее 10 % — на перегрев образующегося расплава.

Таким образом, максимальная возможная погрешность в теплотехнических расчетах процесса связана прежде всего с определением суммарного теплового потока не только на полезный прогрев расплавляемого объема горной породы, но и на бесполезное радиальное рассеивание в окружающий массив через боковую поверхность призабойной зоны скважины за счет теплопроводности пород. Его точное определение представляет значительную трудность, так как при детальном исследовании требует решения двумерной нестационарной задачи теплопроводности, которая при наличии фазового перехода на свободной границе становится еще и существенно нелинейной. Упрощенная постановка этой задачи может приводить к большим погрешностям при расчетах.

Представим суммарный тепловой поток на рассеивание в массиве (для простоты без учета оплавления стенок скважины) в виде

$$Q' = k_\lambda \pi R^2 c_{\text{т}} \rho_{\text{т}} (t_{\text{агр}} - t_n) v, \quad (5.77)$$

где k_λ — безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительный прогрев окружающего пенетратор массива (за пределами фронта плавления горной породы).

Предполагается, что коэффициент k_d учитывает все особенности протекающего в зоне забоя тепломассообменного процесса и зависит как от технологических параметров (активной тепловой мощности пенетратора, осевой нагрузки), так и от технических (форма и размеры пенетратора, теплофизические свойства горной породы и ее расплава).

Воспользуемся полученным в работе [65] точным решением интегрального уравнения для плотности теплового потока, поступающего с поверхности плавления забоя в горную породу, которая для нагревателя с параболической формой греющей поверхности (или если ее можно аппроксимировать параболической) может быть вычислена по формуле

$$q = \frac{\text{Pe} e^{-\alpha^2}}{\alpha^2 \text{Ei}(-\alpha^2)} \frac{1}{\sqrt{1 + [y'(r)]^2}}, \quad (5.78)$$

где $\alpha^2 = \text{Pe}/(8\bar{H})$ — безразмерный параметр; $\text{Pe} = 2vR/a_\tau$ — безразмерная скорость бурения (число Пекле); $\bar{H} = H/R$ — безразмерная высота пенетратора; $y'(r)$ — уравнение параболоида вращения (или близкого ему по форме тела вращения) в цилиндрической системе координат; R — радиус скважины (или пенетратора в верхнем его сечении), м; H — высота пенетратора, м.

Для удобства вычислений сложная функция от $\alpha^2 e^{\alpha^2} \text{Ei}(-\alpha^2)$ в выражении (5.78) аппроксимирована в работе [15] логарифмической зависимостью

$$\alpha^2 e^{\alpha^2} \text{Ei}(-\alpha^2) = \frac{\alpha^2}{4} \ln \left[\left(1 + \frac{1}{\alpha^2}\right)^2 \left(1 + \frac{2}{\alpha^2}\right) \right]. \quad (5.79)$$

В соответствии с выражением (5.79) равенство (5.78) примет вид

$$q = \frac{4\text{Pe}}{\alpha^2 \ln [(1 + 1/\alpha^2)^2 (1 + 2/\alpha^2)]} \frac{1}{\sqrt{1 + [y'(r)]^2}} \quad (5.80)$$

или с переходом к размерным величинам

$$q = \frac{4c_\tau \rho_\tau (t_{\text{арп}} - t_\tau) v}{\alpha^2 \ln [(1 + 1/\alpha^2)^2 (1 + 2/\alpha^2)]} \frac{1}{\sqrt{1 + [y'(r)]^2}}, \quad (5.81)$$

где

$$\alpha^2 = \frac{R^2 c_\tau \rho_\tau v}{4\lambda_\tau}.$$

Значение высоты H можно задавать в расчетах или определять, зная выражение для профиля параболоида вращения вокруг оси скважины, при $r = R$. Если рабочая поверхность пенетратора является близкой к параболоиду вращения, то таким же методом определяется его высота. Так, для поверхности вращения, образованной цепной линией, высота H реального пенетратора определяется выражением (5.65) при условии $r = R$.

Рис. 5.7. Расчетный график зависимости $k_\lambda = f(B)$.

Суммарный тепловой поток через поверхность расплавляемого забоя в массив горных пород определится выражением [65]

$$Q = 2\pi \int_0^s qr \, ds, \quad (5.82)$$

где s — длина дуги образующей рабочей поверхности пенетратора (при $r = R$).

Подставляя в это выражение равенство (5.81) и заменяя $ds = \sqrt{1 + [y'(r)]^2} \, dr$, получаем

$$Q = \frac{4\pi R^2 c_T \rho_T (t_{\text{арг}} - t_T) v}{\alpha^2 \ln [(1 + 1/\alpha^2)^2 (1 + 2/\alpha^2)]}. \quad (5.83)$$

Приравнявая соотношения (5.77) и (5.83), находим выражение для искомого коэффициента

$$k_\lambda = \frac{16B}{\ln [(1 + 4B)^2 (1 + 8B)]}, \quad (5.84)$$

где $B = a_T H / (R^2 v)$ — безразмерный параметр.

Чтобы проследить характер функции $k_\lambda = f(B)$, проведем расчеты для случая бурения плавлением с помощью пенетратора диаметром 50 мм по базальту [16] при следующих исходных данных: $R = 0,025$ м; $t_{\text{арг}} = 1200^\circ\text{C}$; $t_T = 20^\circ\text{C}$; $\rho_T = 2,6 \cdot 10^3$ кг/м³; $c_T = 1,05 \cdot 10^3$ Дж/(кг·°C); $\lambda_T = 1,8$ Вт/(м·°C).

Результаты расчета представлены графически на рис. 5.7, показывающем почти прямую пропорциональную зависимость теплового потока на рассеивание в массиве от высоты пенетратора H , выражаемой параметром B при прочих неизменных условиях.

Имея теперь аналитическое выражение для коэффициента k_λ , можем оценить достоверность полученного здесь приближенного решения задачи о скорости бурения горных пород плавлением в смысле полноты учета суммарного теплового потока на рассеивание в массиве. Для этого представим суммарный тепловой поток $Q = Q_3 + Q_4$ с помощью полученных выше приближенных выражений (5.55) и (5.60) также без учета оплавления стенок скважины ($\delta = 0$) в виде

$$Q'' = (\pi R^2 c_T \rho_T v + 4R \sqrt{\pi \lambda_T c_T \rho_T H_{цв}}) (t_{\text{арг}} - t_T). \quad (5.85)$$

Несмотря на то что формула (5.77) в сочетании с выражением (5.84) для k_λ , полученным аппроксимацией точного решения, не может рассматриваться в качестве эталона, есть смысл сравнить с ней расчетным путем заведомо приближенную формулу (5.85).

Расчеты количества теплоты, рассеивающейся в единицу времени в окружающем массиве, произведены для случая бурения

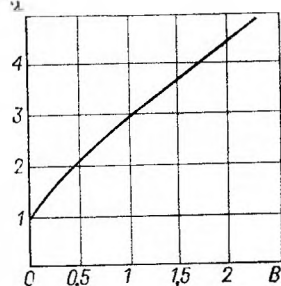


Таблица 5.3

Расчетные значения количества теплоты, рассеиваемой в единицу времени в окружающем пенетратор массиве, Вт

Высота пенетратора, H , м	Формула	Скорость бурения плавлением, м/ч									
		0,36	0,72	1,08	1,44	1,80	2,16	2,52	2,86	3,24	3,60
0,025	(5.77)	1037	1708	2353	2985	3637	4251	4915	5516	6171	6806
	(5.85)	900	1643	2359	3062	3757	4445	5130	5810	6486	7161
	$(Q''-Q')/Q'$, %	-13,2	-3,8	+0,3	+2,6	+3,3	+4,6	+4,4	+5,3	+5,1	+5,2
0,050	(5.77)	1360	2075	2751	3116	4048	4706	5357	5971	6604	7274
	(5.85)	1024	1818	2574	3311	4034	4748	5457	6160	6858	7554
	$(Q''-Q')/Q'$, %	-24,7	-12,7	-6,4	-3,1	-0,3	+0,9	+1,9	+3,2	+3,8	+3,8
0,075	(5.77)	1651	2404	3112	3795	4459	5123	5756	6426	7059	7717
	(5.85)	1122	1957	2744	3507	4254	4990	5717	6437	7153	7864
	$(Q''-Q')/Q'$, %	-32,0	-18,6	-11,6	-7,6	-4,6	-2,6	-0,7	+0,2	+1,3	+1,9
0,100	(5.77)	1923	2720	3454	4213	4838	5503	6154	6831	7457	8096
	(5.85)	1206	2075	2889	3675	4442	5196	5939	6676	7405	8130
	$(Q''-Q')/Q'$, %	-37,3	-23,7	-16,4	-12,8	-8,2	-5,6	-3,5	-2,3	-0,7	+0,4

плавлением по базальту при тех же приведенных выше исходных данных применительно к пенетратору диаметром 50 мм и реальной высотой 25, 50, 75 и 100 мм при разных значениях скорости бурения плавлением как функции активной мощности пенетратора N_a . Необходимые при расчетах по формуле (5.85) значения высоты эквивалентного цилиндра для различных значений реальной высоты пенетратора определялись с помощью соотношения

$H_{\text{ц}} = V/(\pi R^2)$ и выражений (5.65) и (5.68). Результаты расчетов сведены в табл. 5.3 и частично представлены графически на рис. 5.8.

Анализ данных табл. 5.3 и рис. 5.8 показывает прежде всего весьма близкое совпадение расчетов по обоим формулам (5.77) и (5.85). В большинстве случаев расхождение не превышает $\pm 5\%$, а при реальной высоте пенетратора H , равной диаметру и

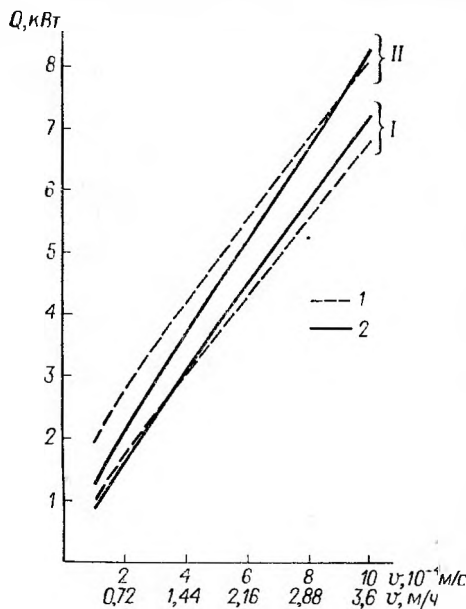


Рис. 5.8. Расчетные зависимости количества теплоты, рассеиваемой в единицу времени в окружающем пенетратор массиве от скорости бурения плавлением при $H=0,025$ м (I) и $H=0,1$ м (II).

1 — по формуле (5.77); 2 — по формуле (5.85).

превышающей его, и скоростях бурения плавлением выше 2 м/ч можно говорить о полном совпадении. Тот факт, что при малых скоростях бурения плавлением (как функции активной мощности) превышение расчетных значений рассеивающейся в массиве теплоты по формуле (5.77) в сравнении с формулой (5.85) возрастает с увеличением высоты пенетратора H , говорит в пользу последней, как и сам характер графиков на рис. 5.8. Это можно объяснить более грубой приближенностью логарифмической аппроксимации точной зависимости [65] в области малых значений v и больших значений H , чем полученное здесь приближенное решение.

Формулу (5.85), приближенно выражающую суммарный поток теплоты, рассеивающейся в массиве, можно считать практически достоверной или во всяком случае вполне пригодной для оценки этой доли тепловой мощности в общем ее балансе (с учетом плавления горной породы и перегрева расплава).

5.4.2. Исходные данные для расчетов

Достоверность расчетов такого многофакторного процесса, каким является бурение горных пород плавлением, решающим образом зависит от точности определения исходных параметров и объективности регистрируемых в эксперименте результатов. Конструктивные параметры теплового пенетратора и технологические параметры процесса бурения — активная тепловая мощность и осевая нагрузка — известны заранее. Основной результат процесса — скорость бурения плавлением — можно точно фиксировать в эксперименте. Однако достоверное определение теплофизических свойств горных пород и тем более их расплавов представляет серьезные трудности, поскольку эти свойства меняются в широком диапазоне не только для разных видов горных пород, но и для одной и той же породы в зависимости от температуры, пористости, влажности и других факторов. Кроме того, сам процесс определения теплофизических свойств горных пород и их расплавов, тем более в зависимости от определяющих факторов, сложен, требует дорогостоящей аппаратуры и специально разработанной методики, что является самостоятельной и весьма важной научной задачей.

По указанным причинам в рассматриваемых здесь расчетах использованы в основном фактические данные о физических и теплофизических свойствах базальта, полученные в результате специальных измерений и экспериментов по бурению плавлением, выполненных в лаборатории Калифорнийского университета в Лос-Аламосе (США) [80].

Ниже приводятся теплофизические свойства базальта и его расплава по данным [80]:

плотность базальта $\rho_T = 2,6 \cdot 10^3$ кг/м³;

теплоемкость базальта $c_T = 1,05 \cdot 10^3$ Дж/(кг·°С);

теплопроводность базальта * $\lambda_t = 1,2 \text{ Вт/(м} \cdot \text{°C)}$;
 естественная температура базальта в массиве $t_t = 20 \text{ °C}$;
 удельная теплота плавления базальта $\psi = 4,2 \cdot 10^5 \text{ Дж/кг}$;
 температура плавления базальта $t_{\text{гр}} = 1200 \text{ °C}$;
 плотность расплава базальта $\rho_{\text{ж}} = 2,7 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$;
 теплоемкость расплава базальта $c_{\text{ж}} = 1,25 \cdot 10^3 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{°C)}$;
 теплопроводность расплава базальта $\lambda_{\text{ж}} = 0,25 \text{ Вт/(м} \cdot \text{°C)}$;
 температуропроводность расплава $a_{\text{ж}} = \lambda_{\text{ж}} / (c_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}}) = 7,41 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2/\text{с}$;
 кинематическая вязкость расплава при средней температуре $1250^\circ \text{ v} = 1,85 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с}$.

При расчетах по приведенным выше формулам, в частности посвященным исследованию влияния теплопроводности окружающего тепловой пенетратор массива на рассеивание теплоты в массиве и, следовательно, на скорость бурения плавлением, значения теплопроводности породы (базальта) изменялись в пределах $\lambda_t = 0,2 \div 1,8 \text{ Вт/(м} \cdot \text{°C)}$ через $0,2 \text{ Вт/(м} \cdot \text{°C)}$.

Следует иметь в виду, что эквивалентный коэффициент теплопроводности тонкой ламинарной пленки жидкости (в нашем случае для слоя расплава под пенетратором) для условий «предельного числа Нуссельта» в соответствии с данными Б. С. Петухова [1967 г.] должен определяться соотношением $\lambda'_{\text{ж}} = 3,77 \lambda_{\text{ж}}$, где $\lambda_{\text{ж}}$ — коэффициент теплопроводности расплава при средней температуре.

Принятые при расчетах основные конструктивные параметры теплового пенетратора в форме тела вращения цепной линии:

радиус $R = 0,025 \text{ м}$;

высота $H = 0,075 \text{ м}$;

параметр цепной линии $b = 8,36 \cdot 10^{-3} \text{ м}$;

максимальная площадь поперечного сечения (равная площади сечения скважины без учета дополнительного оплавления стенок) $F_0 = \pi R^2 = 1,96 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$;

площадь рабочей поверхности (без учета торца) $F = 9,16 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$;

объем теплового пенетратора $V = 8,78 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3$;

высота цилиндра с радиусом R , эквивалентного пенетратору по объему, $H_{\text{ц}} = V / (\pi R^2) = 4,48 \cdot 10^{-2} \text{ м}$.

Точность расчета скорости бурения плавлением, влияние на нее активной мощности пенетратора, осевой нагрузки и других факторов в существенной мере зависят от правильности определения значений входящего в полученные выше формулы безразмерного коэффициента гидравлического сопротивления λ . Естественно, речь может идти лишь о приближенной оценке его значений при конкретных условиях. С этой целью воспользуемся следующими соображениями.

* В работе [80] сведения о теплопроводности базальта отсутствуют. Приведенное значение λ_t принято по аналогии с известными данными о расплавах базальтов.

Движение вязкого расплава под влиянием осевой нагрузки в кольцевом зазоре вокруг пенетратора есть достаточно оснований рассматривать как ламинарное. Для этого случая коэффициент гидравлического сопротивления в щелевом канале определяется по известной формуле

$$\lambda = 96/Re. \quad (5.86)$$

В нашем случае $Re = \omega d_s / \nu$. Принимая во внимание выражения (5.70) и (5.71) соответственно для ω и d_s , после преобразований на основании формулы (5.86) для среднего радиуса пенетратора в порядке первого приближения получаем

$$\lambda = 192\nu/(Rv). \quad (5.87)$$

При расчетах конкретных значений коэффициента гидравлического сопротивления по формуле (5.87) вязкость расплава ν должна приниматься при средней температуре.

При исследовании влияния вязкости расплава на скорость бурения плавлением по базальту значения коэффициента кинематической вязкости изменялись в пределах $\nu = (0,5 \div 2,5) \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с}$ через $0,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с}$.

Необходимые при расчетах значения удельной осевой нагрузки p , Па, вычислялись по формуле

$$p = C/(\pi R^2), \quad (5.88)$$

где C — осевая нагрузка, H .

При расчетах осевой нагрузке придавались различные значения в пределах $C = 10^2 \div 10^4 H$.

При расчетном анализе влияния высоты пенетратора H на скорость бурения плавлением и другие характеристики процесса в условиях постоянной объемной тепловой мощности q_v , Вт/м³, последняя определялась из соотношения

$$q_v = N_a/V \quad (5.89)$$

и принималась равной $2,5 \cdot 10^7$, $5,0 \cdot 10^7$, $7,5 \cdot 10^7$, $1 \cdot 10^8$ Вт/м³.

При исследовании влияния активной тепловой мощности N_a на скорость бурения плавлением по базальту и другие характеристики процесса принимались разнообразные значения мощности в пределах $N_a = 10^3 \div 10^4$ Вт.

В процессе расчетного анализа варьировались также и другие конструктивные и технологические параметры, о пределах изменения которых можно судить по результатам расчетов, представленных в графической форме.

5.4.3. Расчетный анализ

Расчеты выполнены на отечественном персональном компьютере типа ДВК-ЗМ2 по специально разработанной программе и представлены графически на рис. 5.9—5.14.

Графики на рис. 5.9 показывают, что скорость бурения плавлением по базальту практически прямо пропорциональна активной тепловой мощности пенетратора и в существенно меньшей степени зависит от осевой нагрузки. Последняя сказывается лишь при малых значениях (до 2—4 кН), но в тем большей мере, чем выше активная мощность пенетратора. Так, если при $N_a = 1$ кВт кривая зависимости $v = f(C)$ практически параллельна оси абсцисс, то при $N_a = 5$ кВт она выполаживается при $C > 4$ кН.

Из теории следует, что скорость бурения плавлением в общем случае пропорциональна корню третьей степени из удельной осевой нагрузки. С увеличением осевой нагрузки снижается толщина слоя расплава под пенетратором, что подтверждают данные рис. 5.12. Но увеличение скорости бурения плавлением за счет лучшей теплопередачи влечет увеличение количества расплава в единицу времени, что в условиях суженного канала ведет к резкому возрастанию гидравлических потерь давления, в силу чего кривые $v = f(C)$ быстро выполаживаются.

Увеличение осевой нагрузки на пенетратор в условиях рассматриваемого примера даже при $N_a = 5$ кВт выше 4—5 кН не имеет смысла. Осевую нагрузку нельзя рассматривать как серьезный резерв повышения скоростей бурения горных пород плавлением, тем более если используется буровой снаряд на грузонесущем кабеле или шлангокабеле.

На рис. 5.10 наглядно иллюстрируется отрицательное влияние излишней высоты пенетратора. При этом темп снижения скорости бурения плавлением тем выше, чем больше фиксированная активная мощность пенетратора. Причина в том, что при постоянной мощности пропорционально высоте пенетратора возрастает бес-

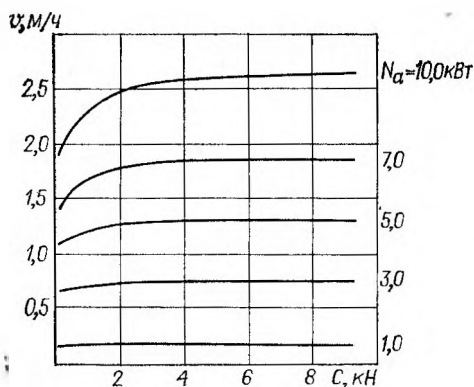


Рис. 5.9. Расчетные графики зависимости скорости бурения плавлением v по базальту пенетратором ($D = 50$ мм, $H = 75$ мм) от осевой нагрузки C при различных значениях активной мощности N_a .

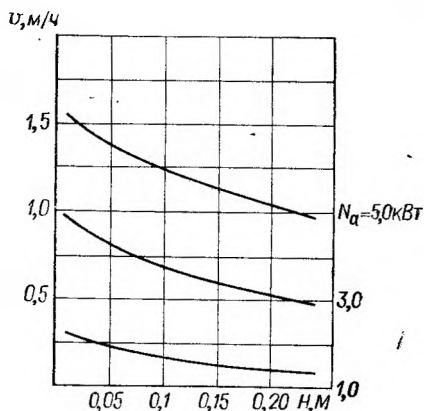


Рис. 5.10. Расчетные графики зависимости скорости бурения плавлением v по базальту от высоты H пенетратора ($D = 50$ мм) при различных значениях активной мощности N_a .

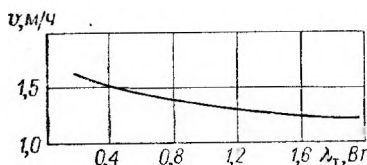


Рис. 5.11. Расчетный график зависимости скорости бурения плавлением v (пенетратор $D = 50$ мм, $H = 75$ мм) от теплопроводности породы λ_t ($N_a = 5$ кВт; $C = 5$ кН).

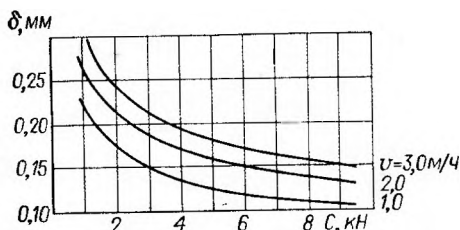


Рис. 5.12. Расчетные графики зависимости толщины слоя расплава δ от осевой нагрузки C на пенетратор ($D = 50$ мм, $H = 75$ мм) при различных значениях скорости бурения плавлением v как функции активной тепловой мощности N_a .

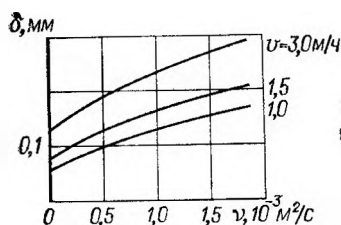


Рис. 5.13. Расчетные графики зависимости средней толщины слоя расплава горной породы δ (пенетратор $D = 50$ мм, $H = 75$ мм) от его вязкости ν при различных значениях скорости бурения плавлением v как функции активной тепловой мощности N_a .

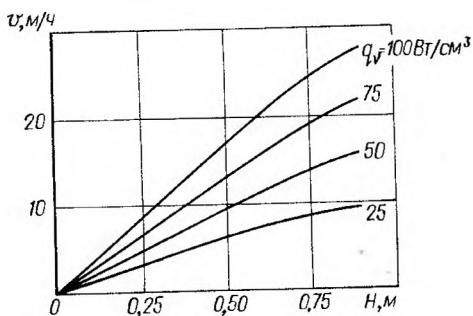


Рис. 5.14. Расчетные графики зависимости скорости бурения плавлением v по базальту от высоты пенетратора ($D = 50$ мм) при осевой нагрузке $C = 5$ кН и различных значениях удельной объемной мощности q_v .

полезное рассеивание теплоты в массиве в радиальном направлении.

В полном соответствии с теорией скорость бурения плавлением тем выше, чем меньше высота пенетратора, но при этом пропорционально снижается полезный объем для размещения внутри пенетратора электросопротивления достаточной мощности. В этом противоречии заключается задача оценки оптимальной высоты и энерговооруженности пенетратора.

На рис. 5.11 показана расчетная зависимость скорости бурения плавлением от теплопроводности породы. Естественно, что с увеличением последней растут нерациональные потери теплоты на рассеивание в массиве, и скорость бурения падает.

На рис. 5.12 демонстрируется снижение средней толщины слоя расплава под пенетратором с ростом осевой нагрузки. По абсолютной величине толщина слоя расплава при любой нагрузке

практически прямо пропорциональна активной тепловой мощности, поскольку в той же пропорции возрастает количество образующегося в единицу времени расплава. Характерно, что при любой активной мощности кривые $\delta = f(C)$ стремятся к постоянным минимальным значениям; это подтверждает справедливость соображений, высказанных относительно влияния осевой нагрузки на скорость бурения плавлением (см. рис. 5.9).

Поскольку гидравлические потери давления при выдавливании расплава существенно зависят от его вязкости, средняя толщина слоя расплава возрастает с увеличением последней, и в тем большей мере, чем выше скорость бурения как функция активной мощности пенетратора, что показывают на рис. 5.13 кривые зависимости $\delta = f(v)$ при разных значениях скорости v . По характеру этих кривых можно судить, что они также выполаживаются с ростом вязкости, но на разных уровнях, зависящих от скорости бурения плавлением. Причем различия в средней толщине слоя расплава при разных скоростях бурения тем больше, чем выше вязкость расплава, поскольку с ростом последней увеличиваются гидравлические потери давления.

На рис. 5.14 показаны расчетные зависимости скорости бурения плавлением по базальту от высоты пенетратора в условиях пропорционального возрастания его активной тепловой мощности при разных значениях удельной объемной мощности q_v . Графики показывают прямое пропорциональное возрастание скорости бурения плавлением с ростом высоты пенетратора до 0,5—0,6 м, после чего темп прироста скорости начинает снижаться, и тем быстрее, чем выше удельная объемная мощность. Дело в том, что, несмотря на возрастание суммарной тепловой мощности пенетратора, с ростом его высоты увеличиваются гидравлические сопротивления при выдавливании расплава, возрастает средняя толщина слоя расплава и, главное, увеличивается доля теплоты на бесполезное радиальное рассеивание в окружающем массиве.

Из теоретических соображений и характера кривых на рис. 5.14 можно сделать вывод о наличии максимума скорости при любой (удельной) объемной мощности, после чего должно происходить снижение скорости бурения плавлением. Более того, в настоящей методике расчетов не рассматривается появление при определенной высоте пенетратора естественной конвекции расплава в условиях увеличивающейся толщины его слоя δ и, следовательно, турбулизации потока, влекущей повышение интенсивности теплопередачи с боковой поверхности. Кроме того, как можно показать расчетом с помощью формул (5.75) или (5.76), с увеличением высоты H при $q_v = \text{const}$ резко возрастает средняя температура поверхности пенетратора, и по этой причине не исключено кипение расплава. В силу фазового перехода многократно возрастает теплоотдача с боковой поверхности пенетратора, и дальнейшее увеличение его высоты и мощности лишено смысла.

Вместе с тем графики на рис. 5.14 показывают принципиальную возможность достижения высоких скоростей бурения горных

пород плавлением — 15—20 м/ч. Главная проблема заключается в обеспечении достаточно высокой жаропрочности конструкционных материалов. Как легко показать аналитически и с помощью расчетов, температура в центральной части теплового пенетратора, т. е. температура источника тепловой энергии — элемента электросопротивления, в процессе бурения горных пород плавлением может на сотни градусов превышать температуру рабочей поверхности пенетратора, что зависит от теплофизических свойств материала его корпуса.

Современные успехи в разработке новых жаропрочных конструкционных материалов позволяют надеяться на реальность создания долговечных и высокопроизводительных тепловых пенетраторов для бурения горных пород плавлением.

5.5. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ПЛАВЛЕНИЕМ ГОРНЫХ ПОРОД

Экспериментальные исследования по изучению и разработке техники и технологии теплового способа бурения скважин плавлением горных пород с использованием расплавляющих забой электрических нагревательных устройств — пенетраторов впервые были начаты в Лос-Аламосской научной лаборатории (LASL) Калифорнийского университета (США) в 1960—1962 гг. После перерыва работы в этом направлении вновь возобновились в 1970 г. с целью изучения возможности бурения скважин плавлением горных пород с образованием керна. Начиная с 1971 г. программа исследований значительно расширилась и включала работы по 4 основным направлениям [80]:

- разработка и испытание буровых снарядов — пенетраторов с электрическими нагревательными устройствами;

- исследование свойств расплавов горных пород и образующегося при застывании остеклованного материала с целью разработки технологии закрепления стенок скважин и создания вокруг нее прочной непроницаемой оболочки в процессе бурения плавлением;

- лабораторные и полевые испытания разрабатываемых технических средств и технологических приемов бурения скважин плавлением в разнообразных горных породах и грунтах;

- теоретический анализ и технико-экономическая оценка рациональной области применения исследуемого способа бурения.

В процессе выполнения экспериментальных исследований программа работ корректировалась и изменяла некоторые свои цели. Так, были приостановлены исследования, связанные с бурением скважин большого диаметра, а исследования, направленные на разработку техники и технологии бурения глубоких скважин в высокотемпературных скальных породах для целей использования геотермальной энергии, приобрели большое значение. Были организованы исследования по разработке технических средств для

бурения неглубоких разведочных скважин, технологии создания на стенках скважин прочных остеклованных оболочек, а также начаты новые разработки, включающие оценку возможности использования для плавления прямого нагрева пород в зоне забоя скважины, новых видов нагревательных элементов с повышенными электрическими сопротивлениями, высокотемпературных тепловых трубок с металлическим жидким теплоносителем и др.

В 1975 г. аналогичные исследования по созданию технических средств и технологии бурения скважин плавлением в высокотемпературных скальных породах были начаты в Японии по проекту Sunshine в Научно-исследовательском институте развития природных ресурсов и борьбы с загрязнениями окружающей среды.

В середине 70-х годов исследования и разработка технических средств и технологии бурения скважин плавлением горных пород начаты в лаборатории кафедры технологии и техники бурения скважин Ленинградского горного института. Первоначально экспериментальные исследования проводились применительно к бурению скважин в мерзлых осадочных породах, а в середине 80-х годов на специально разработанном экспериментальном стенде проведены испытания первых макетов отечественных высокотемпературных пенетраторов на блоках разнообразных скальных и осадочных горных пород.

В настоящем разделе дается краткий обзор и анализ работ, проводимых в основном в США, Японии и СССР, по бурению скважин плавлением горных пород, а также рассматриваются проблемы и перспективы использования этого нового способа бурения скважин в ближайшем будущем.

5.5.1. Исследования и разработки Лос-Аламосской научной лаборатории

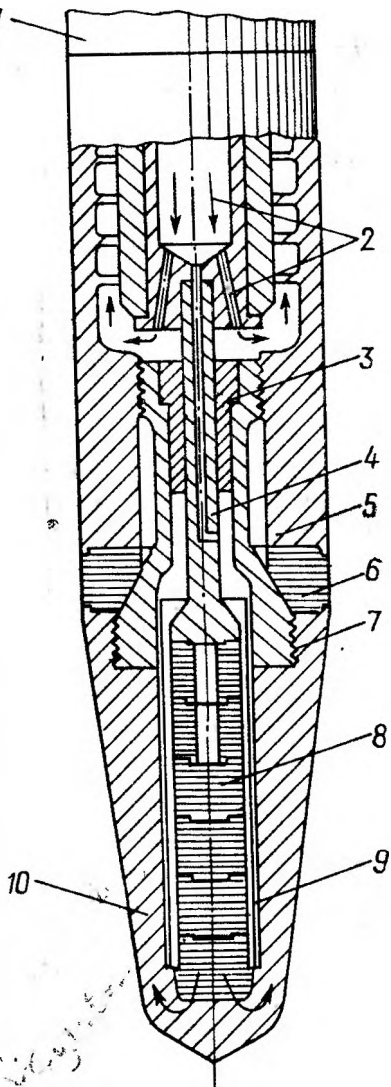
Все разрабатываемые в настоящее время электрические буровые снаряды — тепловые пенетраторы для бурения скважин плавлением как в крепких скальных породах, так и в рыхлых отложениях, разделяются по способу удаления расплава из зоны забоя на два типа: уплотняющие пенетраторы и пенетраторы с удалением (полным или частичным) расплава из зоны забоя. Кроме того, пенетраторы разделяются на устройства для бурения скважины сплошным забоем (бескерновые) и кольцевые для бурения скважин колонковым способом с образованием керна.

Уплотняющие пенетраторы

Пенетраторы этого типа предназначены для бурения плавлением пористых горных пород и рыхлых отложений (грунтов). Затвердевающий на стенках скважины из остывающего расплава остеклованный слой за счет уменьшения пористости имеет плотность большую, чем плотность исходного материала, и, таким образом, занимает меньший объем. Это позволяет весь первоначаль-

Рис. 5.15. Схема действующего уплотняющего пенетратора.

1 — колонна металлических труб; 2 — каналы для циркуляции охлаждающей среды; 3 — электрический изолятор; 4 — токоподводящий электрод; 5 — кристаллизатор-формовальщик; 6 — тепловой изолятор; 7 — экстрактор; 8 — высокотемпературный пирографитовый нагреватель; 9 — тонкостенный графитовый поглотитель лучистой энергии; 10 — молибденовый корпус пенетратора.



чальный материал расплавить и уплотнить при застывании (в остеклованном слое) на стенке скважины без удаления расплава из зоны забоя, если диаметр расплавленной зоны $D_{пл}$ будет больше диаметра уплотняющего пенетратора $D_{уп}$ на определенное значение. Относительная величина этого превышения может быть определена из соотношения

$$D_{пл}/D_{уп} = \sqrt{\rho_p/\rho_c}, \quad (5.90)$$

где ρ_p — плотность пористой породы или грунта; ρ_c — плотность остеклованного слоя.

На рис. 5.15 показана схема действующего уплотняющего пенетратора. Конструктивные особенности и принципы работы его отдельных элементов заключаются в следующем. Снаряд опускается в скважину на колонне металлических труб 1, с помощью которых осуществляется подвод с поверхности электрической энергии, охлаждающей среды, а также передача осевого усилия для уплотнения расплава. В месте соединения металлической трубы с пенетратором имеются специальные каналы 2 для охлаждения токоподводящего электрода 4 и выхода охлаждающей среды в кольцевой зазор скважины непосредственно над тепловым пенетратором. Цилиндрический элемент 3 является изолятором токоподводящего электрода, контактирующего с цилиндрическим нагревателем-излучателем 8. Корпус пенетратора 10 служит для контактной передачи нагревателем высокотемпературной тепловой энергии непосредственно горной породе или ее расплаву с минимальным температурным градиентом вдоль вертикальной оси. Кроме того, через корпус передается усилие, уплотняющее расплав на стенке скважины.

В верхней части пенетратора расположен цилиндрический кристаллизатор-формователь 5, предназначенный для охлаждения расплава и формирования из него при застывании на стенках скважины остеклованного слоя. Высокотемпературный корпус пенетратора изолируется от цилиндрического кристаллизатора-формователя с помощью прокладки 6, обеспечивающей резкое снижение температуры в осевом направлении при эффективном отводе тепла в радиальном. Нагревательное устройство закрепляется в корпусе пенетратора с помощью специального экстрактора 7, позволяющего извлекать нагреватель в случае прихвата или прилипания пенетратора к расплавленным стенкам скважины, например, вследствие нарушения подачи электроэнергии. Так как высокотемпературный нагреватель большую часть тепловой энергии передает корпусу пенетратора излучением, для повышения коэффициента теплопередачи в корпус пенетратора запрессован тонкостенный цилиндрический стакан 9, выполняющий функцию высокопоглощающего приемника теплового излучения, а зазор между нагревателем-излучателем и приемником заполняется инертным газом для устранения окисления и повышения надежности работы нагревателя в высокотемпературном режиме.

После предварительного опробования различных типов электрических нагревательных устройств для всех опытных образцов пенетраторов были выбраны графитовые элементы, работающие в среде инертного газа гелия при температурах 2500—3000 °С и излучающие тепловую энергию к выполненному также из графита цилиндрическому приемнику. Выбор графита в качестве одного из основных материалов рассматриваемой конструкции обусловлен целым рядом его уникальных свойств в области высоких температур (до 3000 °С). Прежде всего, графит сохраняет свою форму и относительно высокие механические свойства при высоких температурах. Получаемый в процессе терморекинга при высокой температуре в атмосфере пропана пиролитический графит обладает ярко выраженными анизотропными свойствами: на порядок и более различаются коэффициенты удельной электропроводности, теплопроводности в направлениях, параллельных и перпендикулярных ориентации кристаллов графита. При изготовлении нагревательных элементов анизотропный пиролитический графит ориентируется так, чтобы высокое электрическое сопротивление было параллельно оси пенетратора и совпадало бы с главным направлением теплопередачи. Высокая механическая прочность и низкая удельная теплопроводность пиролитического графита в радиальном направлении позволяют использовать его как теплоизолятор между нагретым корпусом пенетратора и охлаждаемым расплавом в кристаллизаторе-формователе. Пиролитический графит фирмы Union Carbide (США) имеет следующие характеристики:

Твердость по Роквеллу, Па	1,27 · 10 ⁹
Твердость по Шору, Па	(1,00÷1,05) · 10 ⁹
Температура сублимации, °С	3694

Температура кипения, °С	4200
Газовая проницаемость гелия, мм рт. ст.	10^{-6}
Удельное сопротивление в атмосфере азота или аргона, Ом·см	0,35—0,95

Поликристаллический графит в отличие от пиролитического изотропен и имеет относительно низкое удельное электрическое сопротивление, что позволяет успешно использовать его в качестве составного элемента токоподводящего электрода в той части последнего, которая контактирует с нагревателем и не охлаждается циркулирующей средой. Кроме того, при изготовлении отдельных нагревательных элементов, а также цилиндрического приемника лучистой энергии используется специальный графит, получаемый из строго ориентированного пиролитического графита с требуемыми значениями коэффициентов удельного электросопротивления, теплового расширения и пр. Коэффициент поглощения лучистой энергии у графита около единицы.

Нагреватели-излучатели уплотняющих пенетраторов состоят из набора ориентированных дисков и колец пиролитического графита, уплотненных и прижатых к торцевой части корпуса пенетратора токоподводящим электродом. В случае, когда требуется различная интенсивность излучения тепловой энергии по длине нагревателя, при его сборке можно чередовать диски из пиролитического графита с дисками из поликристаллического в соответствии с требуемым распределением мощности излучения или же использовать диски, приготовляемые из специального графита с заданными удельными электросопротивлениями. Так как для эффективного плавления пород забоя максимальный тепловой поток от нагревателя должен быть направлен в основном в осевом направлении к торцевой части корпуса пенетратора и в меньшей степени в радиальном направлении, то в идеальном случае максимальное количество тепла должно выделяться в нижней части нагревателя, состоящего из более тонких дисков или колец пиролитического графита с максимальным удельным сопротивлением, контактирующих с рабочей частью корпуса пенетратора, а в вышеразположенной части нагревательного элемента генерируемый на единицу длины тепловой поток должен быть значительно меньше.

Герметичность нагревательного узла почти всех опытных образцов уплотняющих пенетраторов достигается за счет использования графитового токоподводящего электрода как уплотняющего устройства, а также путем подачи в зазор между нагревателем-излучателем и тонкостенным графитовым приемником под давлением чистого гелия из небольшого резервуара.

В процессе предварительных испытаний нагревательного излучающего устройства было установлено, что оптимальным током его питания является постоянный, причем потенциал самого нагревателя по отношению к более холодному корпусу пенетратора должен быть положительным. Питание осуществляется при сравнительно низком напряжении (до 100 В), ток при этом может составлять 100 А и более. Высокая стабильность созданных для

экспериментальных исследований источников питания с устойчивой регулируемой мощностью позволяла точно измерять сопротивление систем нагревателя и тем самым оценивать среднюю температуру нагревателя во время работы.

Характерные для работы пенетратора высокие температуры потребовали проведения обширных исследований по изучению процессов коррозии, растворения и химического взаимодействия между основными конструктивными жаропрочными материалами и расплавами разнообразных горных пород при температурах от 1700 до 2100 К. Анализ результатов этих исследований позволил рекомендовать для изготовления корпуса пенетратора молибден и некоторые его сплавы, так как они показали более высокую коррозионную стойкость и меньшую растворимость в указанном выше рабочем диапазоне температур, чем вольфрам и его сплавы. Кроме того, современная технология получения молибдена отличается более высоким качеством и меньшей стоимостью изготовления стандартных заготовок, чем это имеет место при получении вольфрама и его сплавов.

Детальные расчеты и экспериментальные исследования показали, что оптимальной формой уплотняющего пенетратора является параболически заостренный торец, переходящий в цилиндрический корпус. Параболическое острие пенетратора расплавляет породы забоя скважины до нормального радиуса корпуса пенетратора, обеспечивая при этом заданную скорость плавления при минимальном осевом давлении. Цилиндрическая часть пенетратора увеличивает диаметр расплавленной зоны вокруг пенетратора, обеспечивая размещение и застывание в этой зоне всего выдавливаемого пенетратором расплава. Сравнительные испытания пенетраторов с параболически заостренным торцом и пенетратора с формой корпуса в виде двойного конуса показали, что в равных условиях скорость проникновения пенетраторов первого типа в 2 раза выше, чем второго.

В процессе экспериментальных исследований создано и испытано несколько типоразмеров уплотняющих пенетраторов диаметром от 50 до 76 мм, в том числе со сменными графитовыми вставками-формователями остеклованного слоя на стенке скважины. Они прошли успешно лабораторные и полевые испытания при плавлении таких пористых пород, как туфы, неуплотненные осадочные породы, аллювиальные отложения, базальтовый щебень и влагонасыщенные грунты. Во всех случаях пенетраторы образовывали на стенках скважины непрерывный плотный остеклованный слой. Проникновение пенетратора через крупные обломки скальных пород осуществлялось путем растрескивания последних в результате быстрого нагрева (термического удара) и последующего поступления расплава в образующиеся трещины. Таким образом удалось закрепить опытный интервал скважины в искусственных образцах породы, состоящих из слоев аллювия, глинистого сланца и туфа. Результаты экспериментальных испытаний пенетраторов подтвердили расчетные зависимости скорости плав-

ления от плотности пород. Было зафиксировано очень быстрое уменьшение скорости проникновения penetrатора при увеличении плотности пород и грунтов до $1700\text{--}1800\text{ кг/м}^3$. При дальнейшем увеличении плотности пород скорость плавления с уплотнением расплава практически падает до нуля.

Пенетраторы с удалением (выносом) расплава

Для бурения скважин в плотных горных породах разрабатывались пенетраторы, предусматривающие непрерывное удаление из зоны забоя образующегося при плавлении пород расплава через специальное отверстие — сопло, расположенное по оси корпуса пенетратора в его торцевой части (рис. 5.16). Попадая после прохождения сопла в поток охлаждающей среды, материал расплава застывает в зависимости от его состава и режима охлаждения в виде остеклованных гранул, стержней или минеральных волокон (ваты) и выносятся охлаждающим потоком.

В LASL были разработаны, изготовлены и испытаны три разновидности молибденовых пенетраторов с удалением расплава из зоны забоя. Номинальные диаметры пенетраторов составляли $84\text{--}89\text{ мм}$. Основой конструкции одной из этих разновидностей пенетраторов, общий вид которой изображен на рис. 5.17, является кольцевой нагревательный элемент из пиролитического графита относительно большого диаметра, позволяющий направить основ-

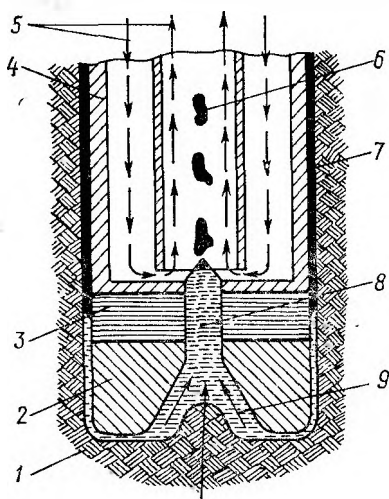


Рис. 5.16. Схема пенетратора с удалением расплава из зоны забоя.

1 — горная порода; 2 — молибденовый корпус пенетратора; 3 — тепловой изолятор; 4 — кристаллизатор-формователь; 5 — циркуляционный поток охлаждающей среды; 6 — частицы застывшего расплава; 7 — остеклованный слой на стенке скважины; 8 — центральный канал пенетратора; 9 — слой расплава горной породы.



Рис. 5.17. Конструкция кольцевого пенетратора с кольцевым нагревателем.

ной тепловой поток в сторону параболической торцевой части корпуса пенетратора. Кольцевой нагреватель обеспечивает равномерное распределение теплового потока по окружности, излучая его к корпусу пенетратора со стороны как внешней, так и внутренней поверхностей. Поглощающая способность стенок полости, в которой установлен нагреватель, улучшена использованием теплового экрана из поликристаллического графита. Сама полость заполнена гелием, который обеспечивает длительную работу нагревательных элементов при высоких температурах и одновременно улучшает конвективную теплопередачу в узких зазорах полости. Молибденовый корпус пенетратора предназначен для создания более толстостенного остеклованного слоя на стенках скважины. Для уменьшения температурного перепада толщина стенки корпуса ограничена 5 мм. Избыточный расплав породы удаляется из зоны забоя выдавливанием его в отверстие центрального соплового аппарата с последующим охлаждением и выносом потоком промывочной среды.

Опытный образец пенетратора данной конструкции, получивший название «высокоскоростной», имел номинальный диаметр 89 мм и работал в лабораторных условиях при максимальной мощности, достигавшей 24 кВт, причем при нормально функционирующих системах формирования остеклованного слоя на стенке скважины и удаления избыточного расплава скорость его внедрения в базальт доходила до 1,0 м/ч. При использовании удлиненного формователя остеклованного слоя этим пенетратором были успешно проплавлены отверстия в уплотненном аллювии (плотность 2100 кг/м³) с образованием на стенках равномерного плотного остеклованного слоя толщиной 12 мм.

Другой конструктивной разновидностью явился пенетратор с развитой поверхностью корпуса диаметром 84 мм (рис. 5.18). Он характеризуется наличием трех отдельных нагревательных эле-

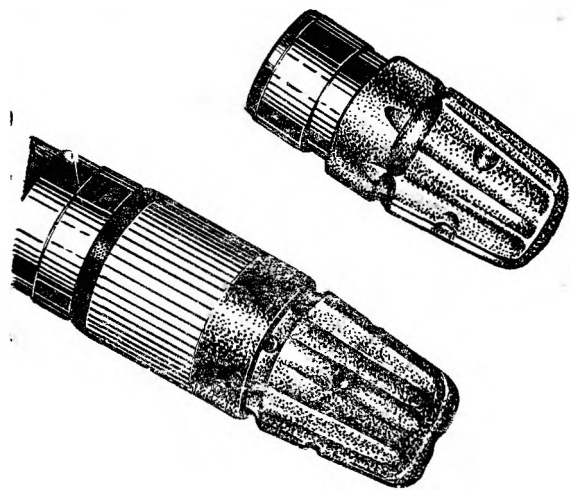


Рис. 5.18. Пенетратор с развитой поверхностью корпуса.

ментов, нескольких каналов для движения расплава при его выдавливании из зоны забоя и развитой наружной поверхностью корпуса. Все это обеспечивало передачу большого суммарного теплового потока, уменьшение толщины остеклованного слоя при более высоких осевых усилиях для увеличения скорости бурения плавлением по сравнению с предыдущими образцами пенетраторов данного типа. Конструкция трех нагревательных элементов из пиролитического графита обеспечила увеличение плотности выделяемой энергии по направлению к рабочему торцу пенетратора. Для электропитания нагревателей использовались три вольфрамовых электрода. Тепловой поток от нагревателей передается излучением как и в предыдущих конструкциях к молибденовому корпусу пенетратора через графитовый экран. Расплав поступает в сопловой аппарат по аксиальному и радиальным каналам, где быстро охлаждается выходящим из соплового аппарата пенетратора потоком промывочной среды и выносится по внутренней трубе. Часть циркулирующей среды поступает во внутреннюю трубу выше соплового аппарата через отверстия в ее стенке для снижения температуры последней и предупреждения прилипания частичек застывающего расплава, возможной закупорки ими циркуляционного канала.

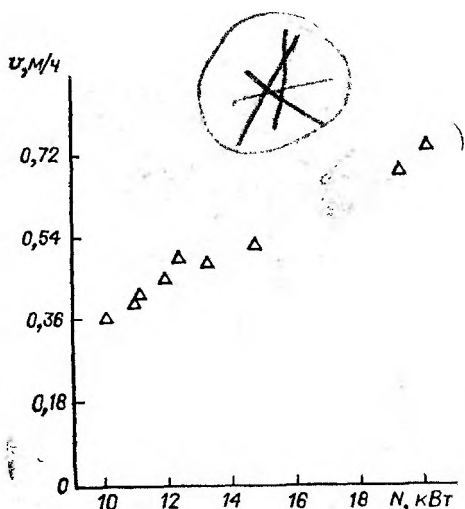
Пенетратор с развитой поверхностью был испытан в полевых условиях при бурении в базальте 30-метровой скважины. Полученные результаты испытаний позволили усовершенствовать конструкцию теплового пенетратора и отработать режимные параметры бурения. Так, налипание расплава на стенки скважины было устранено более интенсивным охлаждением зоны кристаллизации и формирования остеклованного слоя, для эффективного удаления расплава потоком циркулирующей среды температура внутренней трубы с целью предупреждения налипания застывающего расплава и закупорки канала поддерживалась на уровне 650 К. Это достигалось как за счет увеличения расхода самой среды, так и путем изменения конструкции системы охлаждения. Таким методом, изменяя расход и степень охлаждения среды, удавалось успешно справляться с выносом расплава и в тех случаях, когда его количество резко возрастало при увеличении объема расплавленной зоны и резкой подаче в нее пенетратора. Система удаления расплава удовлетворительно работала при бурении как вертикальных, так и горизонтальных скважин. Испытания также показали, что возможность создания для данной конструкции пенетратора повышенных осевых давлений подавляла в слое расплава развитие пузырьков газа, обеспечивая тем самым образование более плотного и ровного остеклованного слоя и не допуская периодических выбросов расплава.

Пенетратор с развитой поверхностью был дополнительно испытан в пористых туфах. Вытесняемый расплав застывал в виде тонких стержней, которые легко выносились потоком, процесс выноса четко контролировался изменением расхода циркулирующей среды, а также изменением мощности нагревателя.

Третьей разновидностью пенетраторов с удалением расплава является конструкция, предусматривающая за счет создания соответствующей конфигурации наружной поверхности корпуса движение потока перегретого расплава к торцевой части пенетратора, а затем выдавливание, охлаждение и вынос его остеклованных остатков через сопловой аппарат и центральное осевое отверстие. Схема такого устройства показана на рис. 5.19. Основной объем расплава при работе такого устройства формируется у внешней поверхности конического корпуса пенетратора. За счет осевого усилия и создаваемого корпусом пенетратора давления на перегретый и менее вязкий расплав последний движется к торцевой поверхности пенетратора, переносит с собой значительное количество аккумулированной тепловой энергии и активно воздействует на процесс плавления забою. Для того чтобы заставить поток расплава двигаться к забою, а потом подниматься в сопловом аппарате по центральному аксиальному отверстию, пенетратор снабжен удлиненным сегментированным молибденовым кристаллизатором-формователем. Испытания показали, что данный тип пенетратора может реализовать при бурении большую мощность и позволяет создавать значительные осевые нагрузки, благодаря которым скорость бурения плавлением увеличивается без существенного повышения температуры рабочей поверхности. При

Рис. 5.19. Пенетратор с сопловым аппаратом и центральным аксиальным отверстием.

Рис. 5.20. Экспериментальная зависимость скорости бурения плавлением от мощности пенетратора с развитой поверхностью диаметром 84 мм при бурении скважины в базальтах.



предварительных испытаниях была достигнута скорость проникновения в породу 0,835 м/ч, однако, как показывают расчеты, при более высоких осевых усилиях и значительном перегреве расплава в зоне забоя максимальная скорость бурения может быть повышена в несколько раз.

В процессе многочисленных экспериментов на образцах базальта, гранита, пористого вулканического туфа и уплотненного аллювия все три типа пенетраторов с удалением расплава из зоны забоя подтвердили свою работоспособность, во всех случаях достигнуты скорости бурения свыше 0,72 м/ч, что вполне отвечало первоначально поставленным целям. На рис. 5.20 показана одна из типичных экспериментальных зависимостей скорости бурения плавлением от мощности при бурении базальтов пенетратором с развитой поверхностью диаметром 84 мм.

Интересные экспериментальные исследования были проведены по изучению особенностей бурения скважин плавлением с целью использования геотермальной энергии. С помощью опытного образца пенетратора было проплавлено несколько отверстий в специально подогретом до температуры 650 К большом блоке базальта. Для сравнения такие же эксперименты были проведены на базальтовом блоке с нормальной температурой (290 К). Полученные результаты подтвердили возможность эффективной работы пенетратора в горячей породе, а также показали, что достигнутое при этом дополнительное увеличение скорости проникновения соответствует рассчитанному аналитически.

Пенетраторы для получения керна

Для исследования возможности получения при бурении скважин плавлением неразрушенного керна, пригодного для изучения состава, структуры и физико-механических свойств геологических образований, в LASL были разработаны специальные пенетраторы

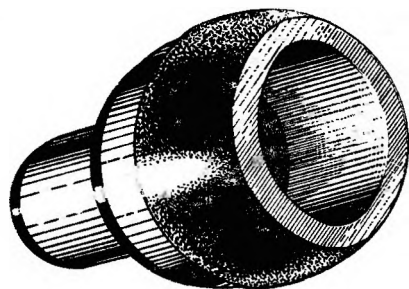


Рис. 5.21. Опытный образец уплотняющего пенетратора с наружным диаметром 114 мм.

кольцевой или торроидальной формы, отличающиеся сравнительно большим центральным отверстием. Одной из таких конструкций является опытный образец уплотняющего пенетратора кольцевого типа с наружным диаметром 114 мм (рис. 5.21). В отличие от предыдущих конструкций кольцевой пенетратор имел водяное охлаждение, номинальная его мощность составляла 13 кВт. Корпус пенетратора выполнен в виде единого структурного блока из выплавленного в вакуумной дуговой печи молибдена. В процессе предварительных испытаний на образцах туфа, пористых аллювиальных грунтов и сланцевых пород при низких осевых нагрузках и мощности, не превышающей 9 кВт, была достигнута скорость проникновения от 0,18 до 0,54 м/ч, диаметр керна при этом составил 64 мм. Несмотря на то что поверхностный слой полученного керна подвергался расплавлению, а следующий за ним слой получал термическую закалку, при правильно выбранном режиме большая внутренняя часть керна материала сохраняла свой первоначальный состав и структуру. Эта особенность сохранять естественный состав породы за счет прочной герметичной оболочки из застывшего расплава несомненно позволит повысить качество опробования по керну в слабосвязных, раздробленных или разрушенных породах.

Результаты предварительных испытаний нескольких опытных образцов кольцевых пенетраторов позволили наметить пути дальнейшего совершенствования их конструкции и технологии получения высококачественного керна материала, однако последующее изменение программ оставило эти исследования незавершенными.

Разработка технологии крепления стенок скважины остеклованной оболочкой

Самые первые эксперименты с уплотняющими пенетраторами на образцах туфа и пористого аллювия продемонстрировали возможность образования при застывании расплава на стенках скважин плотного остеклованного слоя. Это достигалось тем, что вслед за плавящим высокотемпературным корпусом пенетратора располагались охлаждаемые газом графитовые секции кристаллизатора-формователя. Выбор графита объяснялся его хорошей теплопро-

водностью, достаточной прочностью при высоких температурах и минимальным прилипанием к его поверхности кристаллизующегося при охлаждении расплава. Создаваемый уплотняющими пенетраторами утолщенный слой расплава включал в себя сравнительно большие обломки кварца и некоторых других тугоплавких минералов, которые при формировании остеклованной оболочки плотно цементировались, не нарушая ее целостности. С увеличением осевого усилия и соответствующего ему давления в расплавленном слое качество застывающего расплава на стенках скважины заметно улучшилось за счет существенного уменьшения газовых включений, раковин и трещин.

При использовании пенетраторов с удалением расплава из зоны забоя скважины качество остеклованных покрытий на стенках скважины также заметно улучшилось, так как расплав в тонком слое оказывался более однородным, и его охлаждение и застывание происходило более равномерно, с образованием в оболочке плотного и прочного материала.

С целью обеспечения условий получения на стенках скважины в процессе бурения плавлением остеклованного слоя заданной толщины, формирования заданных его характеристик и свойств проводилось дальнейшее совершенствование конструкции пенетраторов. По результатам испытаний пенетраторов с сегментированной графитовой системой формирования остеклованного слоя, проведенных на образцах твердых пород, были отмечены два существенных недостатка.

При извлечении пенетратора из скважины сравнительно мягкий графит легко изнашивался шероховатой поверхностью остеклованного слоя, а иногда происходило смещение формообразующих секций пенетратора. При бурении глубоких геотермальных скважин в крепких скальных породах этот недостаток может быть весьма существенным.

Второй недостаток связан с характером течения расплава в зоне забоя и наличием газовых выделений при плавлении пород, содержащих включения карбонатов, связанную воду и пр. Быстрое выделение в расплаве газа может привести к образованию каверн в остеклованном слое и к выбросам расплавленной породы через сопловой аппарат пенетратора. Поступление через сопловой аппарат большого объема расплавленного материала может перегрузить работу системы удаления расплава через внутренний циркуляционный канал и забить отводящую трубку пенетратора застывающими продуктами расплава.

За счет установки в пенетраторе удлиненной выводной трубки и возросшего гидравлического сопротивления было достигнуто повышение давления у стеклоформирующего устройства, подавляющее образование газовых пузырьков в расплаве и тем самым снижающее эффект образования каверн и выбросов расплава в сопловой аппарат.

Экспериментальные исследования с пенетратором диаметром 84 мм после установки в нем удлиненной выводной трубки

показали, что при плавлении пород на стенках скважины получалась очень ровная высокого качества поверхность остеклованного слоя. Фотографии поверхности стенок проплавленной в базальте 30-метровой скважины показали, что участки сравнительно ровной поверхности с толщиной слоя около 1 мм чередуются с участками, где за слегка глазурированной поверхностью застывшего расплава базальта лежит слой с полосчатой структурой. Оба эти вида остеклованного слоя были предварительно получены в лабораторных условиях. Они соответствуют меняющимся условиям работы как стеклоформирующего устройства, так и самого пенетратора.

Для повышения прочности и износостойкости стеклоформирующего устройства была разработана конструкция с двумя сменными кольцами: первое — молибденовое формирующее кольцо более прочное и твердое; второе — графитовое, уменьшающее прилипание расплава к охлаждающей поверхности при критических температурах. В холодном состоянии диаметр графитового кольца меньше, чем молибденового, поэтому последнее контактирует со стенками скважины и хорошо противостоит абразивному износу.

Уплотнение между стеклоформирующим устройством и стенками скважины усиливается за счет появления в этом месте в процессе бурения кольца из затвердевшего расплава. Благодаря повышенному поршневому эффекту это позволяет получать более ровную и чистую поверхность стенок скважины, что облегчает подачу пенетратора к забою и извлечение его из скважины. Образование на стеклоформирующем устройстве плотного кольца из твердеющего расплава дает возможность отказаться от использования графитовых колец и перейти полностью на металлическую конструкцию, состоящую из молибденовых сегментов и колец, обладающих повышенной износостойкостью.

Для изучения физико-механических свойств материала остеклованного слоя и сравнения его со свойствами исходных горных пород были проведены лабораторные исследования на образцах туфа. С этой целью были подготовлены два типа остеклованных оболочек длиной 500 мм с внутренним диаметром 51 мм толщиной стенки 20 мм и с внутренним диаметром 76 мм и толщиной стенки 25 мм. Для испытаний из этих оболочек отбирались образцы, ориентированные по трем основным направлениям: осевому, радиальному и тангенциальному. Аналогичным методом для испытаний были подготовлены образцы из туфа, не содержащего продуктов расплава. Весь подготовленный к испытаниям остеклованный материал был прочным, плотным и только в отдельных местах наблюдались небольшие радиальные трещины и изломы.

Результаты измерений плотности и пористости материала остеклованного слоя и естественного туфа приведены в табл. 5.4. Измерения плотности продуктов расплава, удаляемых потоком промывочной среды показали, что их плотность на 50 % увеличивается по сравнению с первоначальной плотностью туфа при зна-

Таблица 5.4

**Результаты измерений плотности и пористости
естественного туфа и остеклованного слоя
при его переплавке**

Материал	Плотность скелета, кг/м ³	Объемная плотность сухого образца, кг/м ³	Пористость, %
Естественный туф	2540	1500	41
Остеклованный слой	2400	2230	7

чительном снижении пористости. При увеличении осевой нагрузки на пенетратор достигается еще большее уплотнение материала застывающих частиц.

Результаты испытаний образцов остеклованного материала и естественного туфа на сжатие, растяжение и проницаемость позволили сделать следующие основные выводы.

1. Моделью остеклованного слоя на стенке скважины может быть полый цилиндр с изотропным в поперечном направлении материалом, прочностные свойства которого уменьшаются в радиальном направлении, оставаясь существенно меньшими, чем в осевом и тангенциальном.

2. Прочность на сжатие остеклованного материала из расплавленного туфа достигает 50 МПа, тогда как аналогичный показатель для природного туфа составляет 4 МПа. С увеличением давления пенетратора на слой расплава прочность формируемого из него остеклованного слоя возрастает.

3. Прочность на разрыв остеклованной оболочки и природного туфа приблизительно одного и того же порядка и составляет 1 МПа.

4. Коэффициент проницаемости для остеклованного материала измеренный при малых эффективных давлениях, составил 0,01 мкм, а для природного туфа в тех же условиях — 0,3 мкм. С возрастанием эффективного давления этот показатель как для остеклованного материала, так и для природного туфа быстро уменьшается.

В целом полученные результаты показывают, что прочностные свойства остеклованного материала намного превосходят свойства исходной горной породы, а поэтому могут быть успешно использованы при креплении стенок скважины для борьбы с водопритоками и поглощениями.

Лабораторные и полевые исследования

Лабораторные эксперименты и полевые испытания помимо практической проверки опытных образцов пенетраторов и выбора оптимальных режимных параметров бурения скважин в разнообразных горных породах были направлены на более детальное

изучение механизма нагрева и плавления горных пород в зоне забоя скважины, разработку новых нагревательных устройств на основе использования композиционных материалов, элементов с высоким электрическим сопротивлением, высокотемпературных тепловых трубок с жидким металлом, а также прямого нагрева породы с выделением основной тепловой мощности в самом расплаве, механизма взаимодействия жаропрочных материалов пенетратора с расплавами горных пород с целью совершенствования технологии обработки конструкционных материалов для повышения срока их службы. В полевых условиях изучались особенности работы технических средств, определялись факторы, влияющие на надежность их работы и ожидаемый срок службы.

Оборудование для лабораторных испытаний размещалось в трехэтажном здании на площади 150 м². В рабочем помещении были смонтированы два стенда. Контрольно-измерительная аппаратура и системы управления размещались в отдельном помещении, а часть энергетического оборудования размещалась вне здания. Экспериментальные исследования на небольших образцах горных пород проводились на малом стенде, оборудованном устройством для удержания образца в неподвижном состоянии и гидравлической системой подачи пенетратора с устройством для удаления продуктов расплава. Большой стенд предназначался для проплавления отверстий в блоках горной породы высотой до 1 м. Он был оборудован установленным на полу специальным гидравлическим подъемником с платформой диаметром 1 м. Пенетратор устанавливался в верхней части стенда, а образец породы закреплялся на платформе подъемника и поднимался вверх, надвигаясь на неподвижный пенетратор. В процессе эксперимента с помощью контрольно-измерительной аппаратуры и системы управления гидравлическими устройствами и источниками электропитания поддерживались заданные параметры напряжения, тока, мощности, усилия подачи или скорости бурения плавлением, расхода и температуры охлаждающей среды. Для обработки результатов экспериментов, оптимизации технологических режимов и составления программ испытаний использован компактный компьютер.

Выполнение программы полевых исследований было начато с разработки, конструирования и компоновки портативной модульной полевой демонстрационной установки (ПДУ), позволяющей самостоятельно проводить испытание пенетраторов малого диаметра вблизи от Лос-Аламосской лаборатории. ПДУ состояла из гидравлической системы подачи пенетрационного устройства с контрольно-измерительным пультом для управления подачей, электрической установки с пультом управления для питания пенетратора и других потребителей электроэнергии, воздушного компрессора с системой охлаждения для подачи охлажденного сжатого воздуха в буровой снаряд, вспомогательного оборудования и колонны металлических труб.

Первая серия экспериментов на ПДУ была проведена с уплотняющими пенетраторами при бурении плавлением вертикальных

и горизонтальных скважин в пористых и рыхлых породах. С демонстрационной целью проводилось бурение горизонтальных скважин в аллювии, заключенном в стальном цилиндрическом кожухе. В процессе плавления можно было наблюдать раскаленный пенетратор. После окончания эксперимента кожух снимался, и наблюдатели могли проверить образованную пенетратором на стенках скважины остеклованную оболочку.

Аналогичные демонстрационные эксперименты проводились на образцах грунта, состоящего из песка и гравия с размером частиц до 50 мм. Увлажненный материал помещался в фанерные ящики размером $1,2 \times 1,5 \times 2,0$ м. После проплавления в образцах отверстий и охлаждения затвердевшего на стенках расплава производилась оценка качества образовавшегося в слабосвязных песчано-гравийных грунтах остеклованного слоя, который всегда был монолитным, прочным, с ровной внутренней поверхностью.

Совместно со службой национальных парков США был выполнен интересный эксперимент по защите от разрушения грунтовыми водами известного археологического памятника — Бенделерского национального монумента. Для снижения уровня грунтовых вод необходимо было пробурить дренажные скважины, однако подверженный выветриванию разрушающийся материал монумента не позволял использовать для этих целей обычные технические средства механического бурения. Так как исследуемый способ бурения отличался отсутствием вращения инструмента в скважине, динамических нагрузок на породы забоя, т. е. характеризовался минимальными возможными нарушениями окружающего скважину породного массива, то он был выбран для бурения дренажных скважин. С этой целью с помощью ПДУ было пройдено восемь дренажных скважин глубиной от 13 до 15 м, причем первые пять скважин были пробурены сотрудниками Лос-Аламосской лаборатории, а последние три — сотрудниками служб национальных парков, освоивших в процессе проведения экспериментального бурения работу с ПДУ и технологию нового способа. Результаты экспериментального бурения подтвердили возможность продолжения этих работ на других аналогичных объектах.

Для исследования возможности бурения плавлением направленных скважин производились измерения их отклонения от заданного направления как в лабораторных, так и в полевых условиях. Типичным явилось для двух из них — вертикальной и горизонтальной — отклонение менее 10 мм при диаметре скважин 50 мм и глубине 13 м.

Успешно прошли эксперименты по бурению плавлением скважин в образцах мерзлых аллювиальных отложений, содержащих от 15 до 20 % воды по массе, сходных с арктическими многолетне-мерзлыми породами. Бурение плавлением велось уплотняющими пенетраторами диаметром 50 и 67 мм. Во всех случаях были получены отверстия в образцах с прочным остеклованным слоем на стенках.

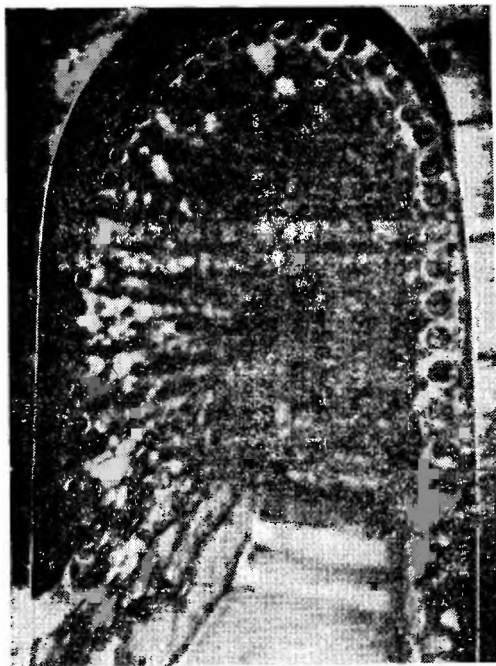


Рис. 5.22. Экспериментальный участок горной выработки, закрепленный остеклованной оболочкой проплавленных по ее контуру скважин.

Особый интерес был вызван экспериментальным бурением горизонтальных скважин диаметром 50 мм в аллювиальной закладке устья заброшенной горной выработки с целью демонстрации возможности использования исследуемого способа для создания эффективного временного крепления при проходке горных выработок в неустойчивых горных породах. Бурение плавлением скважин проводилось опытными образцами пенетраторов уплотняющего типа на глубину 2 м по контуру горной выработ-

ки (высотой 2 м и шириной 1 м). Скважины располагались близко друг от друга с таким расчетом, чтобы образующиеся в процессе бурения плавлением каждой скважины остеклованные породы плотно соприкасались между собой, создавая прочное перекрытие кровли и боковых стенок полученного после выемки породы нового устьевого участка горизонтальной горной выработки. Для этой цели гидравлическая система подачи ПДУ была смонтирована на специальной перемещающейся эстакаде, по контуру будущего устья горной выработки в подпирющей аллювиальную заделку деревянной стенке для введения пенетратора были пробурены отверстия. Использовались пенетраторы со съёмными графитовыми формователями остеклованного слоя. Максимальная потребляемая мощность пенетратора составила 4,5 кВт. В качестве охлаждающей среды использовался газообразный азот. В процессе бурения плавлением были получены перекрывающие весь контур выработки и образующие монолитное прочное ограждение остеклованные оболочки скважин с гладкими поверхностями внутренних стенок. Радиальный износ графитовых формователей пенетратора в среднем составил 0,005 мм на метр скважин. Объем образовавшей перекрытие остеклованной оболочки составил 0,2 м³, а объем извлеченной из-под этого перекрытия горной массы около 4 м³.

На рис. 5.22 показан экспериментальный участок горной выработки, пройденной в рыхлом аллювии с предварительным закреп-

лением кровли и стенок остеклованными оболочками проплавленных по ее контуру скважин. Этот эксперимент дает наглядное представление о технических возможностях бурения плавлением в сложных условиях проходки разнообразных горных выработок.

Расширение программы полевых испытаний пенетраторов для плавления скважин в плотных горных породах, а также колонковых пенетраторов для отбора образцов керна в процессе бурения плавлением привело к разработке, изготовлению и использованию в отдаленных от лаборатории районах экспериментальной передвижной буровой установки ЭПУ. Она представляет собой смонтированные на прицепе мачту с гидравлическими цилиндрами для ее подъема и опускания в транспортное положение, гидравлическую систему подачи и извлечения пенетратора с колонной двойных бурильных труб, гидравлический насос с приводным двигателем, лебедку с гидроприводом и систему управления работой механизмов.

Грузоподъемность мачты рассчитана на подъем пенетратора на 30-метровой колонне двойных бурильных труб диаметром 114 мм. При некотором изменении конструкции помимо вертикальных и слабонаклонных скважин установка позволяет вести бурение наклонных и даже горизонтальных скважин.

Система подачи и извлечения пенетратора состоит из двух гидравлических цилиндров, оснащенных подъемниками с гидравлическими захватами и индивидуальной системой управления подачи масла, развивающими осевое усилие при подаче и извлечении в 89 кН. Возможна совместная работа двух цилиндров, максимальное усилие при этом достигает 178 кН. Скорость подачи и подъема может плавно изменяться в пределах от 0 до 18 м/ч с помощью дистанционного управления дроссельным краном в нагнетательной линии питающего гидравлическую систему насоса. Параллельное ручное управление позволяет при необходимости оперативно регулировать подачу снаряда.

Система управления установкой проста и надежна, снабжена автоматическим контролем за режимом работы отдельных механизмов и сигнализацией, предупреждающей о неисправностях. Обслуживается установка оператором и его помощником. Установка может транспортироваться серийным трактором и не требует специального разрешения.

Экспериментальное бурение на установке ЭПУ проводилось всеми типами разработанных опытных образцов пенетраторов диаметром от 50 до 127 мм. Для испытания уплотняющих пенетраторов и пенетраторов с удалением расплава из зоны забоя при бурении относительно глубоких скважин с реализацией на забое мощности до 30 кВт была разработана специальная конструкция двойных бурильных труб, позволяющая помимо спуска и подъема пенетратора в скважине, передачи необходимого осевого усилия подводить к нему электроэнергию, охлаждающую промывочную среду и инертный газ (гелий). Промывочная среда обеспечивала застывание частичек расплава и вынос их на поверхность.

С помощью бурильной колонны была предусмотрена возможность передачи на поверхность информации о протекающих забойных процессах и режиме работы пенетратора.

Внешняя передающая осевую нагрузку труба изготовлена из алюминиевого сплава 6061Т-6, обладающего низким электрическим сопротивлением, высокой прочностью, небольшой массой и высокой коррозионной стойкостью. Рассчитанная для передачи осевого усилия до 100 кН, наружная труба служит отрицательным проводником для питания нагревателя пенетратора. Внутренняя нержавеющая стальная труба служит для удаления застывающих частичек расплава из скважины. В кольцевом канале между трубами размещены три медных изолированных проводника, трубочка для подачи под давлением инертного газа и кабель от датчиков к контрольно-измерительным приборам на поверхности. По кольцевому зазору к пенетратору подается охлаждающая среда. Дополнительные конструктивные данные двойной бурильной трубы приведены ниже.

Техническая характеристика двойной бурильной колонны

Наружный диаметр, мм	78
Длина трубной секции, м	4,05
Внешний диаметр шламовыносной трубы, мм	24,0
Масса секции, кг	25,9
Сопротивление электрических проводников одной секции, Ом	$4,65 \cdot 10^{-4}$
Сопротивление алюминиевого корпуса секции, Ом	$1,13 \cdot 10^{-4}$
Минимальное диэлектрическое сопротивление, В	1200

Сборка двойных труб в колонну производится с помощью специальных муфт, обеспечивающих жесткое соединение наружных труб и плотное подвижное в осевом направлении соединение внутренних труб, электрических контактов токопроводящих и измерительных проводов, а также трубок для подвода инертного газа. Полевые испытания подтвердили хорошую работоспособность данной конструкции двойной бурильной колонны.

Первая серия экспериментальных исследований с ЭПУ была выполнена при бурении скважины глубиной 30 м в плотном базальте к юго-востоку от Лос-Аламоса.

В дополнение к дизельной электрической станции для работы установки было использовано следующее оборудование; преобразователь электрической энергии с аппаратурой и КИП; трехфазный источник электрической энергии напряжением 220 В для питания преобразователя; оборудование для получения охлажденного газа; КИП для управления и контроля работы пенетратора. Все добавочное оборудование размещалось на отдельном прицепе.

Бурение плавлением скважины велось пенетратором диаметром 84 мм с удалением расплава из зоны забоя. Для сбора выносимых охлажденным газом из скважины застывших частиц удаляемого расплава в выкидной линии поверхностной обвязки был установлен циклонный сепаратор; для хранения отбираемого при бурении ма-

териала использовались металлические бочки. Всего из 30-метровой скважины было отобрано 505 кг шламового материала, 50 % которого состояло из минеральных волокон и 50 % шлака и застывших капель расплава. Весь материал был обработан и всесторонне изучен.

Уже на первом этапе экспериментальных исследований была получена обширная информация об особенностях разрабатываемого способа бурения, о специфике эксплуатации его технических средств и характере технологического режима. За этот период модель 84-миллиметрового пенетратора с удалением расплава была усовершенствована и доработана от лабораторного образца, способного проплавлять отверстия длиной 0,75 м, до вполне работоспособного опытного устройства, успешно плавящего породы в скважинах глубиной в несколько десятков метров.

Результаты экспериментальных лабораторных и полевых исследований позволили выявить целый ряд важных технологических проблем бурения скважин плавлением и наметить пути их возможного решения. Это прежде всего проблемы, связанные с определением допустимых скоростей бурения скважин при использовании плавления для разрушения пород забоя. Максимальная скорость бурения плавлением пород, достигнутая в процессе испытаний при допустимых рабочих температурах молибденового корпуса опытных образцов пенетраторов различных конструкций, не превышала 1,8 м/ч, тогда как аналитические расчеты, выполненные с учетом конкретных условий плавления, показывали возможность достижения существенно более высоких скоростей бурения.

При более детальном изучении этого явления было установлено, что рассчитанные значения осевой нагрузки для данных условий бурения оказались ниже фактически необходимых, а выполненные дополнительно исследования теплопроводности расплавов горных пород показали, что их действительные значения существенно ниже использованных при расчетах литературных данных.

Более низкая фактическая теплопроводность расплава ограничивает подводимый к границе плавления породы в зоне забоя тепловой поток при допустимых рабочих температурах корпуса пенетратора. Создание за счет перегрева более тонкого слоя расплава в свою очередь требует увеличения осевой нагрузки на пенетратор для своевременного выдавливания большего объема расплава.

Расчеты, проведенные с полученным для расплава базальта коэффициентом теплопроводности 0,25 Вт/(м·°С), показали, что подводимый к границе плавления тепловой поток при рабочих значениях температуры молибденового пенетратора ограничивает скорость проникновения величиной 0,9 м/ч, т. е. той же, какая была достигнута в экспериментах. Специально проведенные экспериментальные исследования на образцах базальта, в которых предварительно были просверлены отверстия для облегчения удаления образующегося при плавлении расплава, что позволяло

существенно снизить толщину его выдавливаемого слоя и соответственно сопротивление при передаче тепла к зоне плавления, а также осевое усилие на его удаление, показали, что при тех же допустимых рабочих температурах корпуса пенетратора возможно достижение скорости бурения плавлением 3,6 м/ч. В результате были намечены новые пути решения проблемы подвода теплового потока к забою скважины в процессе его плавления.

Другой проблемой, с которой пришлось столкнуться при проведении полевых испытаний, явилась пульсация расплава при удалении его из зоны забоя. В результате неравномерной подачи пенетратора к расплавленному забою в выносную трубку выдавливаются значительные массы расплава, которые перегружают систему охлаждения и выноса продуктов из скважины. Это приводит к перегреву стенки внутренней трубы — выносного канала двойной бурильной колонны и, как следствие этого, к налипанию горячих частичек расплава на стенки трубы вплоть до полного перекрытия канала. За счет увеличения расхода и степени охлаждения циркулирующей среды эта задача может быть успешно решена. Дальнейшие исследования показали, что в качестве охлаждающей среды в новых конструкциях пенетраторов эффективнее использовать воду.

Ближайшие планы продолжения экспериментальных исследований предусматривают испытание новых усовершенствованных пенетрационных устройств, продолжение опытного бурения в высокотемпературных породах геотермальных зон, отработку технологии колонкового бурения плавлением и закрепления стенок скважин в неустойчивых слабосвязных породах и грунтах.

5.5.2. Исследования и разработки по бурению горных пород плавлением в Японии

В научно-исследовательском институте развития природных ресурсов и борьбы с загрязнениями окружающей среды (Япония) проводятся исследования, связанные с разработкой техники и технологии бурения скважин плавлением в высокотемпературных породах. С этой целью разработан экспериментальный стенд, который помимо гидравлического блока для создания осевых усилий подачи до 30 кН, регулируемого источника электрической энергии мощностью 16 кВт·А, устройства для крепления блоков горной породы и контрольно-измерительных приборов и аппаратуры включает в себя устройство для нагрева породы до максимальной температуры 1100 °С.

Исследования проводились с макетами пенетратора двух типов: сплошным уплотняющим и кольцевым с устройством для удаления расплава. Конструктивно пенетраторы аналогичны разработанным в LASL, нагревательный элемент изготавливается из пиролитического графита, корпус из молибдена. В качестве токоподвода используется двойная бурильная труба, изготовленная из

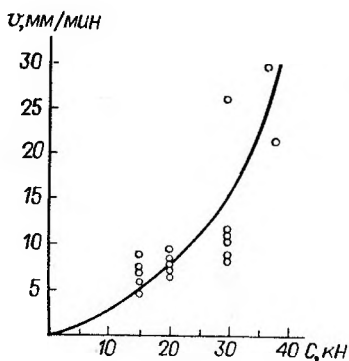


Рис. 5.23. Зависимость скорости плавления пород v при комнатной температуре пенетратором диаметром 50 мм от осевого усилия C .

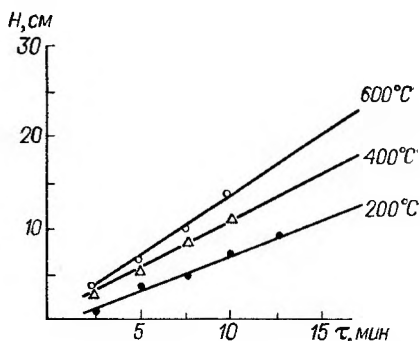


Рис. 5.24. Влияние температуры нагрева породы на зависимость перемещения пенетратора H от времени τ .

алюминиевого сплава, внутренний и кольцевой каналы которой используются для циркуляции охлаждающей среды, а также для удаления части застывающего расплава из зоны забоя. Для питания нагревательного элемента пенетратора в нижней части внутренней трубы установлен молибденовый электрод, а в качестве теплоизоляционного материала, отделяющего молибденовый корпус пенетратора от двойной бурильной трубы используется нержавеющая сталь.

В процессе экспериментального бурения плавлением по блокам базальта и гранита была достигнута средняя скорость проходки 7,2 мм/мин при средней мощности пенетратора 3,5 кВт и диаметре бурения 70 мм, при этом толщина застывшего слоя расплава на стенках составляла 10—20 мм. Результаты экспериментов, полученные при испытании пенетратора диаметром 50 мм на блоках породы при комнатной температуре и в условиях ее нагрева, представлены на рис. 5.23 и 5.24.

Анализ уже полученных результатов позволил японским исследователям сделать вывод об эффективности бурения скважин плавлением в высокотемпературных горных породах, а также в осложненных условиях при наличии в разрезах неустойчивых слабосвязных пород, зон и тектонических нарушений, затрудняющих использование традиционных механических способов бурения. Основным препятствием на пути внедрения нового способа бурения скважин является проблема материалов для изготовления пенетраторов, к которым предъявляется целый ряд специфических требований, главными из которых являются достаточная механическая прочность, износостойкость и устойчивость к коррозии в условиях высоких температур и агрессивных свойств расплавов горных пород, а также проблема экономически оправданного материала для изготовления надежных в работе высокотемпературных нагревателей.

5.5.3. Экспериментальные исследования процесса бурения горных пород плавлением в Ленинградском горном институте

Основной целью экспериментальных исследований, начатых на кафедре технологии и техники бурения скважин Ленинградского горного института, является оценка возможности технической реализации и изучение основных закономерностей процесса бурения горных пород плавлением. Для достижения поставленной цели были выбраны в качестве первоочередных следующие конкретные задачи [29]:

— создание лабораторного стенда и разработка методики экспериментальных исследований;

— разработка конструкции, обоснование выбора нагревательных элементов и конструкционных материалов, изготовление макета высокотемпературного пенетратора;

— экспериментальные испытания макета высокотемпературного пенетратора на образцах и блоках горных пород с целью анализа технических и технологических параметров, определяющих эффективность исследуемого процесса бурения.

Разработанный в ЛГИ экспериментальный стенд размещен в специальном помещении площадью 60 м². Основная часть стенда (рис. 5.25) смонтирована на опорной сварной раме 1 и представляет собой буровой станок 2 марки БСК-2М-100 с гидравлическим регулятором подачи, наружной несущей токоподводящей трубой 8 и внутренней токогазоподводящей трубой 7 со съемным высокотемпературным пенетратором 11. Корпус 14 блока горной породы 19, оборудованный нагревательными элементами 18, покрыт теплоизоляционным слоем 15. Кожух 12 крепится к опорной раме при помощи четырех болтов 16; подача инертного газа (гелия) под кожух производится от блока охлаждения 6. Герметизация отверстия для прохода наружной трубы производится при помощи уплотнителя 10 и зажимной гайки 9. Система термодатчиков 13 устанавливается в блоке горной породы. Электрический ток к пенетратору от электрического силового блока 3 подается на токоподводящие трубы, изолированные между собой герметичным электроизолятором, через шины, закрепляемые к специальной зажимной гайке 5 наружной трубы и переходнику внутренней трубы при помощи болтов. Между опорной рамой и кожухом устанавливается уплотнительное кольцо 17.

Техническая характеристика экспериментального стенда

Наибольшее усилие гидроподдачи вниз, кН	15
Рабочий ход гидроподдачи, мм	500
Диаметр наружной несущей трубы, мм	42
Создаваемая температура, К	До 1800
Мощность нагревателя, кВт	До 15
Масса стенда без блока горной породы, кг	1800

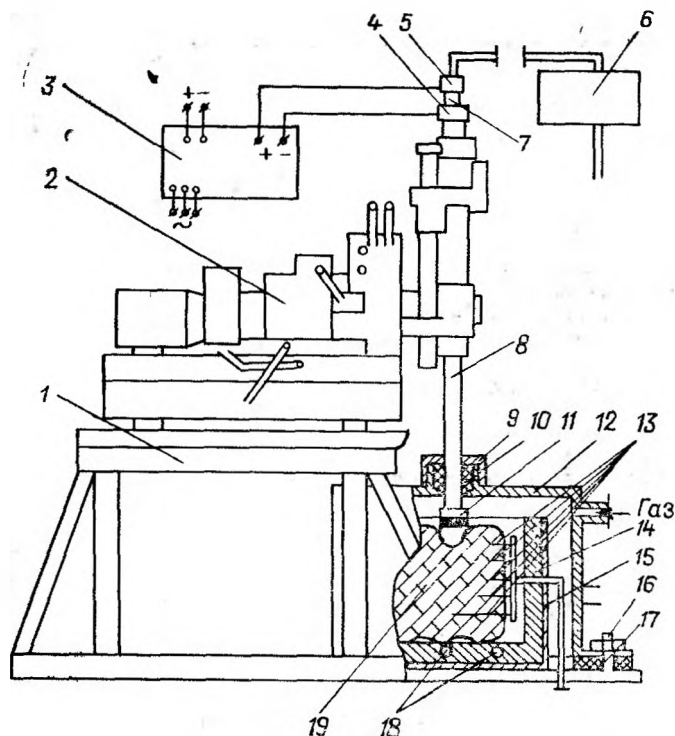


Рис. 5.25. Схема экспериментального станда ЛПИ для исследования процесса бурения горных пород плавлением.

1 — опорная рама; 2 — буровой станок БСК-2М-100; 3 — электросиловой блок; 4 — переходник-изолятор; 5 — поджимная гайка; 6 — блок охлаждения; 7 — внутренняя токогазопроводящая труба; 8 — несущая токоподводящая труба; 9 — гайка; 10 — уплотнительное кольцо; 11 — пенетратор; 12 — кожух; 13 — термодатчики; 14 — корпус; 15 — теплоизолятор; 16 — болт; 17 — уплотнитель; 18 — электронагреватели; 19 — блок породы.

Стенд работает следующим образом. В блок горной породы 19 устанавливаются термодатчики 13 для регистрации изменений температуры в радиальном и осевом направлениях и соединяются с самопишущим потенциометром КСП-4. Пенетратор 11 крепится внутри съемного кожуха 12 к наружной несущей токоподводящей трубе 8, закрепленной в шпинделе станка 2. Второй электрический контакт достигается при помощи нажимной гайки перемещением внутренней токогазопроводящей трубы 7 к нагревателю пенетратора. Кожух крепится к опорной раме 1, между ними устанавливается уплотнение 17. Гайкой 9 производится сжатие уплотнителя 10. Стенд готов к работе.

Инертный газ (гелий) поступает от блока охлаждения 6 в корпус пенетратора по внутренней трубе 7 и в кожух. Электрический ток подается через наружную несущую и внутреннюю трубы на нагревательный элемент пенетратора. Затем в процессе нагрева и

Физико-механические и теплофизические свойства пород и их расплавов

Показатели	Базальты Арамусского м-ния	Туфы Авганатурского м-ния
Объемная масса, 10^3 кг/м ³	2,4	1,78
Плотность, 10^3 кг/м ³	2,6	2,38
Пористость, %	7,9	30
Водопоглощение, %	1,07	12,5
Предел прочности при сжатии, МПа	92	25
Температура плавления, °С	1200	1100
Плотность расплава, 10^3 кг/м ³	2,7	2,47
Удельная массовая теплоемкость породы, кДж/(кг·°С)	1,05	0,95
Удельная массовая теплоемкость расплава, кДж/(кг·°С)	1,25	1,1
Теплопроводность породы, Вт/(м·°С)	1,6	1,95
Теплопроводность расплава, Вт/(м·°С)	0,25	0,19
Удельная теплота плавления породы, 10^5 Дж/кг	4,2	2,03

подачи гелия при помощи гидравлической системы станка создается осевая нагрузка на пенетратор и включается регистратор КСП-4. Рейс бурения плавлением горной породы, как правило, ограничивается высотой блока породы. В процессе эксперимента регистрируются показания всех приборов. Для исследования зависимости показателей бурения от температуры горной породы производится предварительный нагрев и поддержание заданной температуры блока породы при помощи электрических нагревательных элементов 18.

Для экспериментальных исследований были подготовлены блоки горных пород из базальтов Арамусского месторождения и туфов Авганатурского месторождения (Армянская ССР). Основные физико-механические и теплофизические свойства этих пород и их расплавов приведены в табл. 5.5.

Для экспериментального бурения по блокам горных пород плавлением был разработан и изготовлен в 1984 г. в Проблемной научно-исследовательской лаборатории горной теплофизики Ленинградского горного института с участием Государственного института прикладной химии (ГИПХ) макет высокотемпературного пенетратора уплотняющего типа для бурения скважин сплошным забоем (рис. 5.26). При разработке конструкции макета пенетратора учитывались особые условия работы его отдельных элементов.

Изучаемый процесс бурения связан с плавлением горных пород и перегревом расплавов до температур на 200—300°С выше температуры плавления. Надежность и эффективность работы пенетратора зависят от следующих основных факторов:

— прочностной и термической усталости используемых для изготовления материалов;

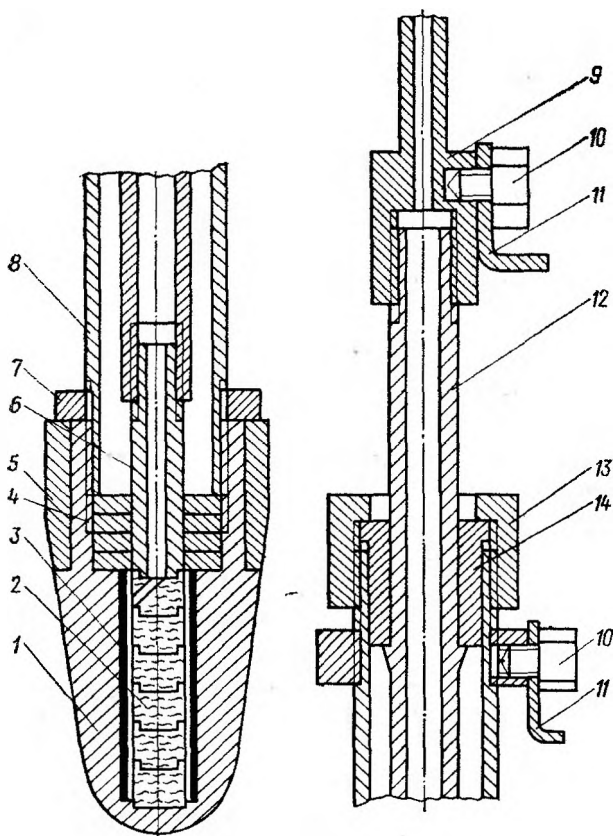


Рис. 5.26. Схема макета пенетратора уплотняющего действия для бурения скважин сплошным забоем.

1—корпус; 2—нагреватель; 3—графитовый экран; 4—высокотемпературный электроизолятор; 5—кристаллизатор-формователь; 6—переходник; 7—гайка; 8—несущая токоподводящая труба; 9—переходник; 10—болт; 11—шина; 12—токогазоподводящая труба; 13—поджимная гайка; 14—электроизолятор.

— скорости воздушной и лавовой высокотемпературной коррозии;

— расчетного срока службы нагревательного элемента.

При выборе материалов для изготовления пенетратора учитывались значения и характер механических напряжений в элементах и деталях конструкции, рабочая температура, свойства окружающей пенетратор среды, допускаемая по конструктивным соображениям деформация и рациональный срок службы.

К тугоплавким материалам, из которых главным образом изготавливаются корпус (обтекатель) и внутренние части пенетратора, предъявлялись следующие требования:

— жаростойкость при температурах 1230—1630° С без окисления, расплавления и деформации;

— достаточная механическая прочность при высоких рабочих температурах;

— термостойкость при резких колебаниях температуры;

— сопротивляемость химическим воздействиям при нормальных и высоких температурах, способность не образовывать соединений с расплавом пород и нагревательным элементом;

— высокая теплопроводность для обеспечения максимального отвода тепла от нагревателя к породе;

— низкая стоимость и технологичность изготовления изделий различной конфигурации.

Нагревательный элемент пенетратора из жаростойкого материала должен удовлетворять следующим требованиям:

— отсутствие фазовых превращений при нагреве и охлаждении в процессе эксплуатации;

— высокая температура плавления;

— высокая жаростойкость;

— высокое удельное электрическое сопротивление;

— пластичность и свариваемость.

В результате проведенного анализа свойств наиболее распространенных материалов для изготовления нагревательного элемента пенетратора был выбран пиролитический графит.

Конструктивные особенности и принцип работы высокотемпературного пенетратора уплотняющего типа для бурения без отбора керна (см. рис. 5.26) заключаются в следующем. Корпус (обтекатель) пенетратора 1 изготавливается из сплава молибдена с рением (0,05 %) и служит для передачи излучаемой нагревателем высокотемпературной тепловой энергии горной породе или ее расплаву с минимальным температурным градиентом вдоль вертикальной оси. Кроме того, через корпус (обтекатель) передается усилие, уплотняющее расплав на забое и стенках скважины. Нагревательный элемент 2 изготовлен из пиролитического графита и закрепляется в корпусе пенетратора с помощью высокотемпературного электроизолятора 4, изготовленного из нитрида бора. С целью увеличения теплоотдачи внутренняя часть корпуса оборудована графитовым экраном 3. Зазор между нагревателем-излучателем и приемником заполняется инертным газом (гелием). Нагреватель-излучатель изготовлен из набора ориентированных дисков, уплотненных и прижатых к торцевой внутренней части корпуса (обтекателя) пенетратора токоподводящим электродом.

В верхней части пенетратора расположен цилиндрический кристаллизатор-формователь 5, предназначенный для охлаждения расплава и формирования из него при застывании на стенках скважины плотного остеклованного слоя. В качестве материала для изготовления кристаллизатора был выбран графит, поскольку он обладает минимальной адгезией к расплаву. Кристаллизатор крепится с помощью гайки 7, изготовленной из вольфрама. Подача электрического тока производится по наружной токоподводящей трубе 8, изготовленной из титанового сплава, и внутренней токо-

Техническая характеристика макета пенетратора уплотняющего действия для бурения без отбора керна

Максимальный наружный диаметр, мм	50
Мощность, кВт	До 15
Рабочая температура корпуса, °С	1830
Масса, кг	2,72

газоподводящей трубе 12 из того же материала через высокотемпературный токоподвод 6 (вольфрам). Ток от электросилового блока подается через медные шины 11, закрепленные на трубах при помощи болтов 10. Электроизолятор 14, являющийся одновременно подвижным устройством для прижатия внутренней трубы, крепится поджимной гайкой 13.

Электрическая мощность пенетратора определялась с помощью амперметра постоянного тока со шкалой 150 А (класс точности 1,5) и вольтметра постоянного тока со шкалой 250 В (класс 1,5). Параметры обогрева блока горной породы контролировались с помощью амперметра переменного тока со шкалой 20 А (класс точности 1,5) и вольтметра со шкалой 250 В (класс точности 1,5). Вес снаряда определялся с помощью электромеханического датчика веса и фиксировался электрическим индикатором веса, отмаркированным в ньютонах и установленным в пульте управления работой снаряда. Проходка за рейс и глубина внедрения определялись с помощью синхронно следящей системы сельсин-датчик-сельсин-приемник. Сельсин-приемник установлен на пульте управления и механически связан с индикатором, оттарированным в сантиметрах. Диаметр скважины, толщина остеклованного слоя измерялись с помощью штангенциркуля с ценой деления 1 мм. Время бурения определялось с помощью авиационных часов-секундомеров.

В процессе экспериментальных исследований бурение проводилось по блокам базальта, туфа, монолитной каменной соли и дробленой поваренной соли.

Основные результаты экспериментального бурения плавлением пород на лабораторном стенде приведены в табл. 5.6 и 5.7 и представлены графически на рис. 5.27 и 5.28 [27].

Анализ полученных результатов показывает, что определяющими параметрами процесса бурения плавлением горных пород является реализуемая в зоне забоя тепловая мощность пенетратора и эффективное удаление расплава с поверхности забоя. При одной и той же мощности пенетратора скорость бурения плавлением в пористых и дробленых породах (туф, дробленая поваренная соль) значительно выше, чем в плотных (базальт, монолитная каменная соль). Толщина и перегрев слоя расплава в первом случае существенно меньше, чем во втором.

При увеличении осевой нагрузки на пенетратор повышается давление на слой расплава, уменьшается его толщина и увеличивается скорость выдавливания его из зоны забоя, что в пределах

Таблица 5.6

Опытные значения влияния активной мощности пенетратора N_a на скорость бурения плавлением v , м/ч, при осевой нагрузке $C = 5,0$ кН

N_a , кВт	Базальт		Туф		Соль монолитная	
	v , м/ч	$v_{ср}$, м/ч	v , м/ч	$v_{ср}$, м/ч	v , м/ч	$v_{ср}$, м/ч
1,0	0,03	0,02	0,30	0,22	0,08	0,08
	0,02		0,22		0,09	
	0,04		0,15		0,06	
	0,01		0,20		0,07	
2,0	0,32	0,20	1,32	1,37	0,21	0,29
	0,13		1,45		0,30	
	0,14		1,40		0,40	
	0,22		1,30		0,25	
3,0	0,32	0,42	2,42	2,56	0,62	0,60
	0,61		2,60		0,58	
	0,43		2,40		0,60	
	0,30		2,81		0,58	
5,0	0,59	0,63	3,95	3,95	1,40	1,4
	0,72		4,00		1,38	
	0,70		3,98		1,29	
	0,52		3,85		1,52	
7,0	1,02	0,83	4,98	4,96	1,60	1,66
	0,92		5,02		1,62	
	0,65		4,89		1,73	
	0,72		4,95		1,70	

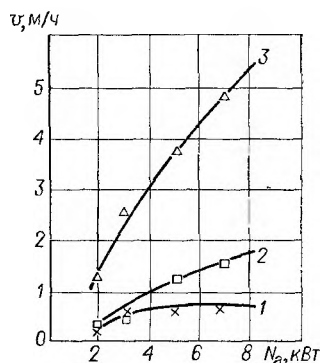


Рис. 5.27. Опытные значения зависимости скорости бурения плавлением v от активной мощности N_a пенетратора ($D = 50$ мм, $H = 75$ мм) при осевой нагрузке 50 кН по различным породам.

1 — базальт; 2 — соль монолитная; 3 — туф.

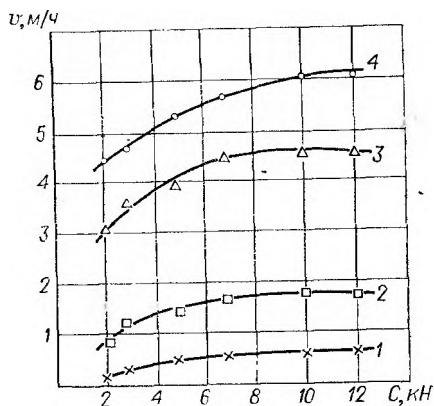


Рис. 5.28. Опытные значения зависимости скорости бурения плавлением v от осевой нагрузки C на пенетратор ($D = 50$ мм, $H = 75$ мм) при активной мощности $N_a = 5,0$ кВт по различным породам.

1 — базальт; 2 — соль монолитная; 3 — туф; 4 — соль рассыпная.

Таблица 5.7

Опытные значения влияния осевой нагрузки C на скорость бурения
плавлением v при активной мощности пенетратора
 $N_a = 5,0$ кВт

C, кН	Базальт		Туф		Соль монолитная		Соль рассыпная	
	v , м/ч	$v_{ср}$, м/ч	v , м/ч	$v_{ср}$, м/ч	v , м/ч	$v_{ср}$, м/ч	v , м/ч	$v_{ср}$, м/ч
2,0	0,25	0,28	3,12	3,05	0,98	0,96	4,40	4,46
	0,30		3,02		0,96		4,53	
	0,27		3,00		0,97		4,48	
	0,30		3,06		0,93		4,39	
3,0	0,35	0,38	3,51	3,60	1,29	1,22	4,70	4,75
	0,39		3,59		1,15		4,76	
	0,40		3,69		1,21		4,80	
	0,38		3,61		1,23		4,74	
5,0	0,46	0,45	3,62	3,95	1,50	1,48	5,40	5,41
	0,45		3,96		1,42		5,38	
	0,44		4,15		1,52		5,44	
	0,45		4,07		1,48		5,42	
7,0	0,53	0,50	4,50	4,43	1,73	1,72	5,60	5,75
	0,51		4,22		1,74		5,89	
	0,47		4,51		1,70		5,76	
	0,49		4,49		1,71		5,75	
10,0	0,56	0,57	4,40	4,46	1,80	1,81	5,98	6,01
	0,57		4,49		1,85		6,08	
	0,59		4,47		1,81		5,95	
	0,56		4,48		1,78		6,03	
12,0	0,55	0,56	4,55	4,56	1,75	1,76	6,0	6,08
	0,56		4,57		1,79		6,12	
	0,59		4,54		1,77		6,10	
	0,54		4,58		1,72		6,11	

малых значений осевой нагрузки сопровождается заметным увеличением скорости бурения плавлением.

В процессе экспериментальных исследований изучалось влияние технологических факторов (активной мощности пенетратора, осевой нагрузки) и конструктивных параметров (высоты, формы и материала кристаллизатора-формователя) на качество образующегося из застывающего на стенках скважины расплава остеклованного слоя.

Эксперименты по изучению зависимости качества остеклованного слоя от осевой нагрузки на пенетратор уплотняющего действия проводились на блоках туфа при фиксированной активной мощности пенетратора 3,5 кВт. При небольших осевых нагрузках на пенетратор (до 3 кН) давление в расплаве не обеспечивало эффективного удаления образующихся при плавлении породы газовых включений, поэтому в застывшем на стенке скважины остеклованном слое сохраняются многочисленные пустоты и газовые

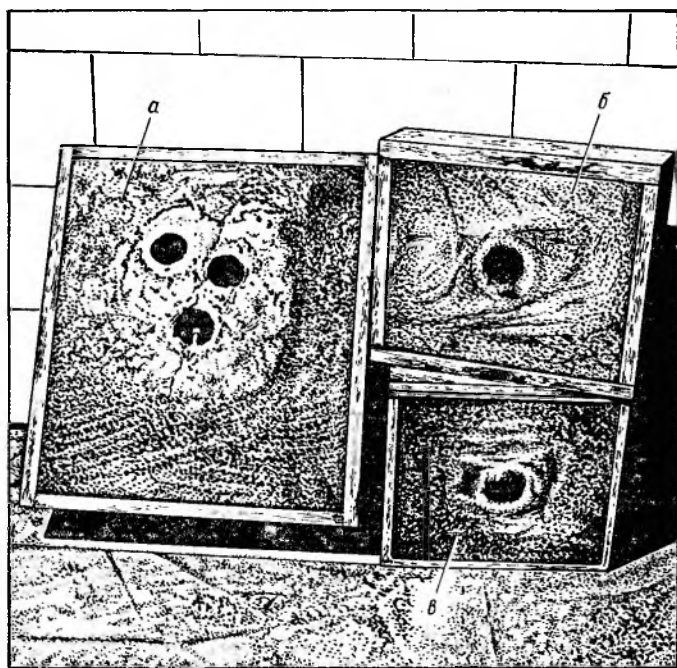


Рис. 5.29. Блоки туфа пробуренные плавлением уплотняющим пенетратором при осевой нагрузке 3 (а), 7 (б) и 12 кН (в).

включения. Повышение давления приводит к уменьшению размеров и количества пустот и газовых включений; увеличивается глубина проникновения расплава в трещины приствольной зоны, уменьшается толщина остеклованного слоя. Это хорошо видно на образцах проплавленных блоков туфа, представленных на рис. 5.29.

При осевой нагрузке на пенетратор 3 кН образуется остеклованный слой с полосчатой структурой и многочисленными пустотами и газовыми включениями (рис. 5.29, а); при осевой нагрузке 7 кН остеклованный слой имеет ровную поверхность, содержит мелкие, однородные по форме пустоты и включения, толщина его 2—3 мм (рис. 5.29, б); при осевой нагрузке 12 кН остеклованный слой однороден, без видимых пустот и газовых включений, толщина 1,0—1,5 мм (рис. 5.29, в).

В процессе экспериментальных исследований изучалась проблема выбора материала для кристаллизатора-формователя и влияние его высоты на качество образующегося на стенках скважины остеклованного слоя.

Характер износа молибденового корпуса пенетратора и изготовленного из графита кристаллизатора-формователя показан на рис. 5.30. Быстрый износ графитового формователя происходил

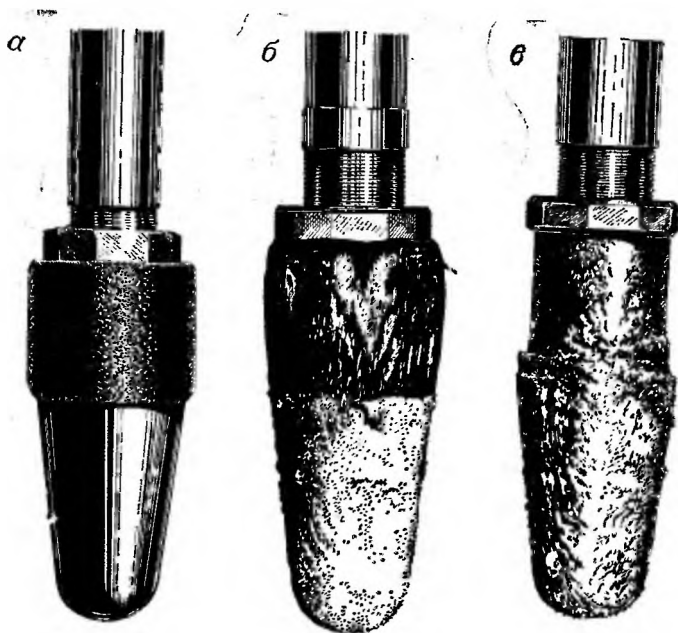


Рис. 5.30. Характер износа молибденового корпуса пенетратора и графитового кристаллизатора-формователя.

а — пенетратор до начала работы; *б* — после экспериментального бурения по туфу в течение 12 ч; *в* — то же, после 20 ч.

при извлечении пенетратора из скважины за счет трения по шероховатым стенкам остеклованного слоя.

На основании полученного опыта для повышения износостойкости в формователе было предусмотрено чередование графитовых и молибденовых колец. Диаметр графитовых колец при температурах выше застывания расплава превышает диаметр молибденовых колец. Это обеспечивает контакт расплава с графитом и предотвращает адгезию расплава на поверхности последнего. При менее высоких температурах, когда расплав застывает, его шероховатая поверхность контактирует с поверхностью молибденовых колец, материала более твердого и подвергающегося меньшему абразивному износу.

Высота секции кристаллизатора-формователя также оказывает существенное влияние на качество образующегося остеклованного слоя. При небольшой высоте формователя выдавленный в кольцевой зазор расплав не успевает охладиться и застыть. При дальнейшем охлаждении и остывании выше кристаллизатора остеклованный слой образует шероховатую поверхность, затрудняющую последующее извлечение пенетратора, резко увеличивающую его поверхностный износ. При увеличении высоты формователя шероховатость поверхности остеклованного слоя уменьшается, но значительно увеличивается сопротивление со стороны остеклованного

слоя при осевом перемещении пенетратора. Анализ результатов экспериментального бурения позволил в качестве оптимальной для плавления туфа пенетратором уплотняющего типа диаметром 50 мм принять высоту формователя 45 мм.

В целом результаты выполненного первого этапа экспериментальных исследований подтвердили работоспособность выбранной конструкции пенетратора, показали возможность ее совершенствования, а также позволили оценить взаимосвязь основных технологических параметров процесса бурения плавлением горных пород и наметить конкретные пути проведения дальнейших работ в этом направлении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящая работа является первой попыткой обобщения накопленных к настоящему времени результатов теоретических и экспериментальных исследований, опытно-конструкторских разработок и практического опыта в области создания и применения специальных технических средств и технологий бурения скважин в осложненных условиях с сохранением или сознательным изменением естественного агрегатного состояния буримых горных пород.

Если решение задачи обеспечения естественного криогенного состояния цементированных льдом мерзлых пород уже имеет свою историю и по этому вопросу существует достаточно содержательная литература, проблемы эффективного и экономичного бурения с одновременным замораживанием рыхлых влажных и обводненных пород, глубокого бурения сплошных льдов плавлением и тем более бурение горных пород плавлением с одновременным креплением стенок скважины требуют для своего решения дальнейших целенаправленных усилий исследователей и практиков.

Все замечания и рекомендации, направленные на развитие и внедрение в производство этих перспективных направлений совершенствования технологии бурения скважин, будут с благодарностью приняты авторами.

Теплофизические свойства рыхлых горных пород (грунтов)
(по данным Г. П. Мазурова [53])

Объемная плотность, ρ , кг/м ³	Массовая влажность (льдистость) W , %	Теплоемкость C_p , Дж/(кг·°C)	Теплопроводность λ_p , Вт/(м·°C)	Температуропро- водность a_p , 10 ⁻⁶ м ² /с
--	--	------------------------------------	---	---

Песчаные породы

1500	2	800/750	0,73/0,82	0,594/0,731
1500	20	1380/960	1,26/1,80	0,600/1,231
1600	2	800/750	0,84/0,98	0,644/0,803
1600	8	1000/840	1,27/1,64	0,705/1,236
1600	15	1260/920	1,36/1,93	0,667/1,319
1600	25	1500/1000	1,49/2,21	0,611/1,356
1700	8	1090/840	1,44/1,88	0,803/1,250
1700	25	1500/1050	1,70/2,56	0,667/1,458
1800	15	1260/920	1,78/2,57	0,786/1,533
1800	25	1500/1000	1,93/2,93	0,719/1,617
2000	25	1470/1000	2,38/3,66	0,806/1,825
2100	15	1470/1000	2,59/4,00	0,839/1,914

Глинистые породы

1400	27	1630/840	0,94/1,27	0,417/0,797
1500	8	1170/960	0,85/1,02	0,483/0,711
1500	27	1630/1130	1,08/1,49	0,442/0,889
1500	40	1880/1200	1,17/1,66	0,411/0,903
1600	18	1400/1050	1,14/1,49	0,494/0,889
1600	27	1630/1090	1,23/1,72	0,483/0,981
1600	40	1880/1200	1,33/1,95	0,439/0,981
1800	18	1400/1050	1,45/1,92	0,569/1,047
1800	27	1580/1090	1,56/2,20	0,539/1,094
1800	40	1830/1200	1,66/2,36	0,497/1,083
2000	18	1380/1050	1,85/2,49	0,658/1,189
2000	27	1580/1090	1,93/2,74	0,597/1,236
2100	40	1830/1200	2,15/3,06	0,558/1,217

Примечание. В числителе — значения для талых пород, в знаменателе — для мерзлых.

Продолжение прил. 1

Теплофизические свойства скальных горных пород (по данным работ [53, 57, 58])

Породы	Плотность ρ , кг/м ³	Теплоемкость C_p , Дж/(кг·°C)	Теплопроводность λ_p , Вт/(м·°C)	Температуропроводность a_p , 10 ⁻⁶ м ² /с
Осадочные породы				
Конгломерат	2100—3000	754—837	1,07—3,86	0,63—1,15
Песчаник	2000—2900	670—3345	0,38—5,17	0,25—2,04
Алевролит	1800—2800	745—1649	0,41—3,58	0,54—1,54
Аргиллит, глини- стый сланец	1700—3000	737—988	0,25—3,01	0,60—1,54
Доломит	1900—3000	648—1465	1,63—6,50	0,83—1,68
Известняк	1800—2900	753—1712	0,92—4,40	0,39—1,69
Мел	—	837—3915	0,82—2,22	0,31—0,62
Мергель	1500—2800	837—3085	0,50—3,91	0,31—1,39
Каменная соль	2150—2300	1474—4651	1,67—5,50	1,12—1,77
Магматические породы				
Пироксенит	2900—3400	879—1214	3,48—5,02	0,94—1,49
Сerpентинит	2480—3600	963—1130	2,31—2,87	0,84—0,98
Перидотит	2880—3290	961—1088	3,78—4,85	1,20—1,41
Габбро	2850—3050	879—1130	1,80—2,83	0,93—1,22
Диорит	2670—2920	1118—1168	1,38—2,89	0,33—0,86
Гранит	2550—2680	741—1548	1,34—3,69	0,33—1,50
Гранодиорит	2620—2780	741—1256	1,64—2,48	0,30—0,75
Снежит	2570—2650	—	1,74—2,97	0,54—0,79
Диабаз	2620—2950	783—929	1,71—2,90	0,90—1,02
Базальт	2220—2850	762—2135	0,51—2,03	0,43—0,68
Порфирит	2550—2810	879—921	0,73—3,13	0,68—1,07
Туф	—	795—1411	1,30—3,95	1,00—1,24
Метаморфические породы				
Гнейс	2630—3070	754—1176	0,94—4,86	0,63—0,83
Амфиболит	2720—3970	1063—1201	1,75—2,89	0,53—0,81
Мрамор	2680—2710	753—879	1,59—4,00	0,78—1,20
Кварцит	2600—2680	718—1331	2,68—7,60	1,36—2,09
Роговик	2550—2820	1478—1482	2,12—6,10	1,45

**Теплофизические параметры промывочных агентов
(по данным работ [1, 5, 23, 24])**

Температура, $t, ^\circ\text{C}$	Плотность $\rho, \text{кг/м}^3$	Теплоемкость $C, \text{Дж/(кг}\cdot^\circ\text{C)}$	Теплопроводность, $\lambda, \text{Вт/(м}\cdot^\circ\text{C)}$	Температуропроводность, $a, 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$	Динамическая вязкость, $\mu, \text{МПа}\cdot\text{с}$	Кинематическая вязкость, $\nu, 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$	Критерий Прандтля Pr
-------------------------------------	------------------------------------	--	--	--	--	---	------------------------------

Сухой воздух при 760 мм рт. ст.

-50	1,534	1,013	0,0203	13,1	14,61	9,54	0,726
-20	1,365	1,009	0,0226	16,5	16,28	11,93	0,724
0	1,252	1,009	0,0237	18,7	17,16	13,70	0,723
10	1,206	1,009	0,0245	20,1	17,75	14,70	0,722
20	1,164	1,013	0,0252	21,2	18,24	15,70	0,722
30	1,127	1,013	0,0258	22,6	18,73	16,61	0,722
40	1,092	1,013	0,0265	24,0	19,22	17,60	0,722
50	1,056	1,017	0,0272	25,3	19,61	18,60	0,722
60	1,025	1,017	0,0280	26,8	20,10	19,60	0,722
70	0,996	1,017	0,0286	28,2	20,40	20,45	0,722
80	0,968	1,022	0,0293	29,5	20,99	21,70	0,722

Пресная вода

0	999,8	4212	0,551	0,131	1788	1,788	13,65
10	999,6	4191	0,575	0,137	1305	1,306	9,53
20	998,2	4183	0,599	0,143	1004	1,006	7,03

Водный раствор хлористого натрия

-5	1060	3778	0,547	0,137	2305	2,175	15,88
-10	1110	3551	0,519	0,132	3344	3,013	22,88
-15	1140	3442	0,497	0,127	4776	4,189	32,98

Водный раствор хлористого кальция

-10	1130	3329	0,509	0,135	4060	3,593	26,61
-20	1200	3002	0,465	0,129	8610	7,175	55,62

Естественный глинистый раствор

20	1100	3650	0,610	0,152	—	—	—
	1200	3270	0,620	0,158	—	—	—
	1300	3050	0,635	0,160	—	—	—
	1400	2850	0,650	0,163	—	—	—
	1500	2680	0,675	0,168	—	—	—
	1600	2500	0,710	0,176	—	—	—

Искусственный глинистый раствор на базе бентонитовых и баритовых порошков

20	1050	3760	0,580	0,147	—	—	—
	1100	3400	0,570	0,152	—	—	—
	1200	3020	0,570	0,157	—	—	—
	1300	2710	0,575	0,163	—	—	—
	1500	2360	0,610	0,172	—	—	—
	1700	2200	0,680	0,182	—	—	—
	1900	2040	0,790	0,204	—	—	—
	2100	1880	0,875	0,221	—	—	—

Темпера- тура, $t, ^\circ\text{C}$	Плотность $\rho, \text{кг/м}^3$	Тепло- емкость $C, \text{Дж/(кг}\cdot^\circ\text{C)}$	Тепло- провод- ность, $\lambda, \text{Вт/(м}\cdot^\circ\text{C)}$	Темпера- туропровод- ность $a, 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$	Динами- ческая вязкость $\mu, \text{МПа}\cdot\text{с}$	Кинемати- ческая вязкость, $\nu, 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$	Критерий Прайдтля, Pr
Малоглинистый нефтэмульсионный раствор							
20	950	3 580	0,340	0,101	—	—	—
	1 000	3 380	0,345	0,102	—	—	—
	1 100	3 110	0,365	0,107	—	—	—
	1 200	2 870	0,385	0,112	—	—	—
	1 300	2 740	0,420	0,118	—	—	—
Дизельное топливо							
20	860	2 010	0,221	0,128	17 200	20,0	156,25
Керосин							
20	850	2 219	0,105	0,056	2 550	3,0	53,57
Керосин высшего качества (ТС-1)							
20	840	2 219	0,116	0,062	1 680	2,0	32,26

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Альтшуль А. Д., Животовский Л. С., Иванов Л. П. Гидравлика и аэродинамика. М., Стройиздат, 1987. 414 с.
2. Богородский В. В., Гаврило В. П., Недошивин О. А. Разрушение льда: методы, технические средства. Л., Гидрометеиздат, 1983. 232 с.
3. Дмитриев А. П., Гончаров С. А. Термодинамические процессы в горных породах. М., Недра, 1983. 312 с.
4. Дмитриев А. П., Гончаров С. А., Германович Л. Н. Термическое разрушение горных пород. М., Недра, 1990. 255 с.
5. Есьман Б. И. Термогидравлика при бурении скважин. М., Недра, 1982. 247 с.
6. Загривный Э. А., Моисеев Б. С., Шкурко А. М. Результаты полевых испытаний высокочастотного термобурового комплекса ТБС-112 ВЧ при бурении глубокой скважины в низкотемпературном ледниковом покрове (станция Восток). — Зап. ЛГИ, 1983, т. 105, с. 103—107.
7. Земцов А. А., Кудряшов Б. Б., Чистяков В. К., Шкурко А. М. Скважинный газовый пробоотборник для изучения абсолютного возраста ледовых толщ с помощью изотопного углеродного анализа. — Антарктика, 1984, вып. 24, с. 72—78.
8. Земцов А. А., Чистяков В. К., Шкурко А. М. Экспериментальные исследования скважинных устройств для отбора газовых проб с глубоких горизонтов ледовых толщ. — В кн.: Физические процессы горного производства. Л., ЛГИ, 1984, с. 120—126.
9. Козловский Е. А., Комаров М. А., Питерский В. М. Кибернетические системы в разведочном бурении. М., Недра, 1985. 285 с.
10. Корбанова В. Н. Петрофизика. М., Недра, 1986, 392 с.
11. Кудряшов Б. Б. Анализ, расчет и вопросы регулирования температурного режима бурящейся скважины. — Зап. ЛГИ, 1969, т. 57, вып. 2, с. 70—79.
12. Кудряшов Б. Б. Закономерности опережающего забой замораживания при бурении скважин с промывкой холодоносителем. — Зап. ЛГИ, 1973, т. 66, вып. 1, с. 33—37.
13. Кудряшов Б. Б., Бобин Н. Е., Абызов С. С. Анализ и результаты применения метода теплового бурения для отбора проб при микробиологических исследованиях ледников. — Изв. АН СССР. Биология, 1980, № 5, с. 380—396.
14. Кудряшов Б. Б., Климов В. Я. Анализ и основы расчета движения пены в скважине. — Методика и техника разведки, 1980, № 133, с. 56—61.
15. Кудряшов Б. Б., Литвиненко В. С. Бурение скважин плавлением как средство решения задач геомеханики. — В кн.: VII Международный конгресс по макшейдерскому делу. М., Недра, 1989, с. 349—354.
16. Кудряшов Б. Б., Литвиненко В. С., Чистяков В. К. Оценка достоверности приближенного решения задачи о скорости бурения горных пород плавлением. — В кн.: Физические процессы горного производства. Л., ЛГИ, 1989, с. 44—48.
17. Кудряшов Б. Б., Пудовкин М. А. Проблемы управления тепловым режимом скважин. — В кн.: Физические процессы горного производства. Л., ЛГИ, 1982, с. 66—67.

18. Кудряшов Б. Б., Саламатин А. Н., Чистяков В. К. Анализ тепломассообмена при колонковом бурении скважин плавлением. — Антарктика, 1979, вып. 18, с. 106—112.

19. Кудряшов Б. Б., Чистяков В. К., Бобин Н. Е. Бурение скважин тепловым способом в ледниковом покрове Антарктиды. — Обзор ВИЭМС. Техника и технология геологоразведочных работ, организация производства, 1977. 59 с.

20. Кудряшов Б. Б., Чистяков В. К., Бобин Н. Е. Проблемы бурения глубоких скважин в центральных районах Антарктиды. — Материалы гляциологических исследований. Хроника, обсуждения, 1984, вып. 51, с. 168—172.

21. Кудряшов Б. Б., Чистяков В. К., Бобин Н. Е., Шкурко А. М. Особенности технологии бурения — плавления глубоких залитых низкотемпературной жидкостью скважин в центральных районах Антарктиды. — В кн.: Физические процессы горного производства. Теплофизические процессы в горной технологии. Л., ЛГИ, 1983, с. 59—68.

22. Кудряшов Б. Б., Чистяков В. К., Морев В. А. Бурение ледникового покрова Антарктиды тепловым способом. — В кн.: 25 лет Советской антарктической экспедиции. Л., Гидрометеиздат, 1983, с. 149—158.

23. Кудряшов Б. Б., Яковлев А. М. Бурение скважин в мерзлых породах. М., Недра, 1983. 282 с.

24. Кудряшов Б. Б., Яковлев А. М. Бурение скважин в осложненных условиях. М., Недра, 1987. 269 с.

25. Куликов И. В., Воронов В. Н., Николаев И. И. Пневмоударное бурение разведочных скважин. М., Недра, 1989. 235 с.

26. Литвиненко В. С. Технология крепления стенок скважины остеклованным слоем при бурении плавлением. В кн.: Совершенствование и внедрение технологии промывки и тампонирувания скважин в условиях Восточной Сибири и Крайнего Севера. Л., ВИТР, 1987, с. 97—100.

27. Литвиненко В. С. Результаты экспериментального бурения горных пород плавлением. — Зап. ЛГИ, 1988, т. 116, с. 59—63.

28. Литвиненко В. С. Изоляция поглощающих и неустойчивых горизонтов скважин методом плавления. — В кн.: Международный симпозиум по бурению разведочных скважин в осложненных условиях. Тезисы докладов. Л., ЛГИ, 1989, с. 65.

29. Литвиненко В. С., Чистяков В. К., Бродов Г. С. Обоснование методики экспериментальных исследований электротеплового способа бурения. — Зап. ЛГИ, 1985, т. 105, с. 94—97.

30. Медведовский Р. И. Стронтельство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномерзлых породах. М., Недра, 1983. 230 с.

31. Мирзаджанзаде А. Х., Ширинзаде С. А. Повышение эффективности и качества бурения глубоких скважин. М., Недра, 1986. 278 с.

32. Пашкевич В. М., Чистяков В. К. Исследование устойчивости ствола глубокой скважины в ледовом массиве. — Зап. ЛГИ, 1981, т. 86, с. 16—21.

33. Пашкевич В. М., Чистяков В. К. О разработке специальных буровых растворов для бурения ледникового покрова Антарктиды. — Зап. ЛГИ, 1982, т. 93, с. 72—78.

34. Пашкевич В. М., Чистяков В. К. Обеспечение устойчивости ствола скважины при глубоком бурении в ледниковых покровах. — Антарктида, 1989, вып. 28, с. 39—50.

35. Персиков Э. С., Бахтияров П. Г., Калинин Т. В. Влияние состава, температуры и давления на текучесть магматических расплавов. — Геохимия, 1987, № 4, с. 483—498.

36. Пехович А. И. Основы гидроледотермики. Л., Энергоатомиздат, 1983. 206 с.

37. Пехович А. И., Жидких В. М. Расчеты теплового режима твердых тел. Л., Энергия, 1968. 300 с.

38. Порхаев Г. В., Щелоков В. К. Прогнозирование температурного режима вечномерзлых грунтов на застраиваемых территориях. Л., Стройиздат, 1980. 112 с.

39. Пудовкин М. А., Саламатин А. Н., Фомин С. А., Чистяков В. К. О влиянии формы рабочей поверхности термобура на показатели бурения льда с про-

- таиванием. — В кн.: Исследования по прикладной математике. Вып. 7. Казань, Изд-во Казан. ун-та, 1979, с. 117—120.
40. Пудовкин М. А., Чугунов В. А., Саламатин А. Н. Задачи теплообмена в приложении к теории бурения скважин. Казань, Изд-во Казан. ун-та, 1977. 182 с.
41. Рабинович Н. Р. Инженерные задачи механики сплошной среды в бурении. М., Недра, 1989. 270 с.
42. Ржевский В. В., Новик Г. Я. Основы физики горных пород. М., Недра, 1978. 390 с.
43. Савельев Б. А. Методы изучения мерзлых пород и льдов. М., Недра, 1985. 215 с.
44. Савельев Б. А. Физико-химическая механика мерзлых пород. М., Недра, 1989. 211 с.
45. Саламатин А. Н. Влияние конвективного теплообмена на устойчивость гидродинамических режимов работы системы скважина — пласт. — Изв. вузов. Нефть и газ, 1982, № 1, с. 36—41.
46. Саламатин А. Н. Математические модели дисперсных потоков. Казань. Изд-во Казан. ун-та, 1987. 171 с.
47. Саламатин А. Н., Липенков В. Я., Смирнов К. Е., Жилова Ю. В. Плотность ледникового льда и его реологические свойства. — Антарктика, 1985, вып. 24, с. 94—106.
48. Саламатин А. Н., Фомин С. А., Чистяков В. К., Чугунов В. А. Математическое описание и расчет процесса контактного плавления. — Инж. физ. журнал, сентябрь, 1984, т. 47, № 3, с. 439—446.
49. Саламатин А. Н., Чистяков В. К., Дмитриев Д. Н., Пашкевич В. М. Теоретический анализ и экспериментальные исследования деформации стенок скважины в ледовом массиве. — Антарктика, 1981, вып. 20, с. 135—143.
50. Сеид-Рза М. К., Исмаилов Ш. И., Орман Л. М. Устойчивость стенок скважины. М., Недра, 1981. 254 с.
51. Соболь Э. Н., Углов А. А. Лазерная обработка горных пород (обзор). — Физика и химия обработки материалов, 1983, № 2, с. 3—17.
52. Суегова И. А. Средняя высота, объем и мощность льда Антарктиды (новые данные). — Антарктика, 1987, вып. 26, с. 113—119.
53. Теплофизические свойства горных пород/В. В. Бабаев, В. Ф. Будычка, Т. А. Сергеева и др. М., Недра, 1987. 156 с.
54. Технология и техника бурения глубоких скважин/Под общ. ред. Н. Р. Мавлютова. М., Недра, 1982. 186 с.
55. Технология и техника бурения скважины/Ф. А. Шамшев, С. А. Тараканов, Б. Б. Кудряшов и др. М., Недра, 1983. 560 с.
56. Тихонов А. Н., Самарский А. А. Уравнения математической физики. М., Наука, 1988.
57. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика). Справочник геофизика. М., Недра, 1984. 455 с.
58. Физические свойства минералов и горных пород при высоких термодинамических параметрах. Справочник. М., Недра, 1988. 255 с.
59. Фомин С. А. К задаче о температурном поле горного массива при бурении-плавлении. — В кн.: Исследования по прикладной математике. Вып. 8. Казань, Изд-во Казан. ун-та, 1980, с. 59—65.
60. Фомин С. А. К расчету процесса бурения плавлением. — В кн.: Физико-химическая гидродинамика. Уфа. Изд-во Башкир. ун-та, 1980, с. 134—142.
61. Фомин С. А., Чистяков В. К. Об оптимальном распределении температуры на рабочей поверхности термобура при бурении-плавлении. — Проблемы Арктики и Антарктики, 1985, вып. 59, с. 111—113.
62. Чистяков В. К. Бурение скважин в условиях изменения агрегатного состояния проходимых пород. — Зап. ЛГИ, 1981, т. 86, с. 71—75.
63. Чистяков В. К. Бурение-плавление горных пород. — Зап. ЛГИ, 1982, т. 93, с. 66—71.
64. Чистяков В. К. Математическая модель процессов теплопереноса при бурении горных пород плавлением. — Зап. ЛГИ, 1985, т. 105, с. 86—93.

65. Чистяков В. К., Саламатин А. Н., Фомин С. А., Чугунов В. А. Тепло-массоперенос при контактном плавлении. Казань, Изд-во Казан. ун-та, 1984. 176 с.

66. Чистяков В. К., Соловьев Г. Н., Фомин С. А. Исследование влияния формы поверхности нагревателя на скорость бурения-плавления горных пород.— В кн.: Физические процессы горного производства. Л., ЛГИ, 1978, с. 123—127.

67. Чистяков В. К., Чугунов В. А. Исследование процесса бурения методом плавления горных пород.— В кн.: Физические процессы горного производства. Л., ЛГИ, 1977, с. 97—103.

68. Чистяков В. К., Чугунов В. А. Математическое моделирование процессов тепло-массопереноса при бурении скважин. Л., ЛГИ, 1988. 108 с.

69. Чистяков В. К., Чугунов В. А., Литвиненко В. С. Исследование процесса формирования стенок скважины при бурении плавлением.— В кн.: Создание и совершенствование съемного инструмента для геологоразведочного бурения. Л., ВИТР, 1986, с. 105—114.

70. Чистяков В. К., Чугунов В. А., Земцов А. А. Исследование процесса формирования каверны в ледовом массиве для отбора пробы жидкости или газа.— Антарктика, 1987, вып. 26, с. 107—112.

71. Чистяков В. К., Шкурко А. М., Земцов А. А. и др. Экспериментальные буровые работы на Северной Земле в 1975—1985 гг.— В кн.: Географические и гляциологические исследования в полярных странах. Л., Гидрометеоздат, 1988, с. 33—42.

72. Ice-core drilling. Proceeding of a Symposium University of Nebraska, Lincoln, 28—30 August 1974. University of Nebraska Press.

73. Ice-core drilling. Proceedings of the Third International Workshop on Ice Drilling Technology, Grenoble-France, 10—14 October, 1988.

74. Kudrjashov B. B. Soviet experience of deep drilling in Antarctic. In: Mining in the Arctic. Balkema, Rotterdam, Brookfield, 1989, p. 113—122.

75. Kudrjashov B. B., Chistyakov V. K., Morev V. A. The results and future prospects for the development of ice core drilling equipment and technology.— Third symposium SCAR, Leningrad, 1982, part III, p. 574—583.

76. Kudrjashov B. B., Yakovlev A. M. Drilling in the Permafrost. Oxonion Press, New-Delhi — India, 282 p.

77. Litvinenko V. S. Drilling of ice and rock by means of melting. In: Mining in the Arctic. Balkema, Rotterdam, Brookfield, 1989, p. 127—131.

78. Litvinenko V. S. The investigation results of the process of pit sinking by melting.— International Congress on Ice Engineering. Torino, 27—30 September, 1989.

79. Proceedings of Ice Drilling Technology Workshop (Calgary) U. S. Army CRREL Special Report, 1984, 84—34, 142 p.

80. Rapid Excavation by Rock Melting LASL Subterrene Program. 09.1973—06.1976. Compiled by R. J. Hanold Contributors: J. H. Altseimer, P. E. Armstrong, H. N. Fisher, M. C. Krupke. Los Alamos Scientific Laboratory of the University of California, LA-5979-SR, 1977.

81. Rosenthal D. E. The theory of moving sources of heat and application to metal treatments.— Trans. ASME, 1946, № 68.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава 1. Тепломассоперенос при бурении скважин в условиях изменения агрегатного состояния горных пород	7
1.1. Свойства горных пород при различных термодинамических параметрах	—
1.1.1. Плотность и пористость горных пород	10
1.1.2. Упругие свойства горных пород	13
1.1.3. Деформационные и прочностные свойства горных пород	14
1.1.4. Электромагнитные свойства горных пород	19
1.1.5. Теплофизические свойства горных пород	22
1.1.6. Свойства расплавов горных пород и образующихся при их твердении и кристаллизации материалов	26
1.2. Математическое моделирование процессов тепло- и массопереноса при бурении скважин	35
1.3. Приближенные методы решения задач о температурном режиме скважин при бурении	43
Глава 2. Бурение скважин в мерзлых породах с сохранением их естественного агрегатного состояния	56
2.1. Температурный режим скважины при бурении в мерзлых породах и условия его нормализации	—
2.2. Бурение скважин в мерзлых породах с продувкой воздухом	69
2.3. Бурение скважин в мерзлых породах с применением газожидкостных систем	99
2.4. Бурение скважин в мерзлых породах с применением промывочных жидкостей	109
Глава 3. Бурение скважин с одновременным замораживанием горных пород	119
3.1. Замораживание пород при бурении скважин в осложненных условиях	120
3.2. Теоретические основы процесса бурения скважины с одновременным замораживанием горных пород	123
3.3. Расчетный анализ параметров процесса бурения с одновременным замораживанием пород	127
3.4. Экспериментальные исследования и опыт бурения скважин с одновременным замораживанием горных пород	132
Глава 4. Бурение скважин в снежно-фирновых и ледовых толщах	147
4.1. Особенности проведения буровых работ в ледниковых областях	—
4.2. Математическое моделирование и расчет процесса бурения скважин плавлением	151
4.3. Исследование и разработка техники и технологии бурения плавлением «сухих» скважин в снежно-фирновых и ледовых толщах	165
4.4. Разработка техники и технологии бурения глубоких скважин в ледниках и ледниковых покровах	178

4.4.1. Бурение плавлением залитых скважин в «теплых» и умеренно холодных ледниках	183
4.4.2. Разработка теплового способа бурения плавлением глубоких скважин в низкотемпературных ледовых толщах	185
Глава 5. Бурение скважин плавлением горных пород	210
5.1. Тепловые способы разупрочнения и разрушения горных пород при бурении скважин	—
5.1.1. Термические способы разрушения горных пород	211
5.1.2. Плазменный способ разрушения горных пород	212
5.1.3. Лазерный способ разрушения горных пород	214
5.1.4. Бурение горных пород контактным плавлением	217
5.2. Теоретический анализ процессов тепломассопереноса при плавлении горной породы на забое скважины	220
5.3. Математическое моделирование процесса формирования стенок скважины при бурении плавлением	228
5.4. Инженерная методика расчета процесса бурения горных пород плавлением	234
5.4.1. Оценка достоверности учета теплоты, рассеивающейся в окружающем массиве	241
5.4.2. Исходные данные для расчетов	245
5.4.3. Расчетный анализ	247
5.5. Экспериментальные исследования и разработка технических средств и технологии бурения скважин плавлением горных пород	251
5.5.1. Исследования и разработки Лос-Аламосской научной лаборатории	252
5.5.2. Исследования и разработки по бурению горных пород плавлением в Японии	272
5.5.3. Экспериментальные исследования процесса бурения горных пород плавлением в Ленинградском горном институте	274
Заключение	285
Приложение 1. Теплофизические свойства рыхлых и скальных горных пород	286
Приложение 2. Теплофизические параметры промывочных агентов	288
Список литературы	290

ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ИЗДАНИЕ

Кудряшов Борис Борисович, Чистяков Валерий Константинович, Литвиненко Владимир Стефанович

**БУРЕНИЕ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЕНИЯ
АГРЕГАТНОГО СОСТОЯНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД**

Редактор издательства В. С. С е л и в а н о в
Переplet художника Г. В. С м и р н о в а
Технический редактор С. А. К о д а ш
Корректор Н. Г. К л у б к о в а

ИБ 7295

Сдано в набор 02.04.91. Подписано в печать 18.07.91. Формат 60×90¹/₁₆.
Бумага тип. № 2. Гарнитура литературная. Печать высокая. Усл. печ. л.
18,5. Усл. кр.-отт. 18,5. Уч.-изд. л. 21,43. Тираж 820 экз. Заказ № 850/792
Цена 1 р. 50 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», Ленинградское отделение
193171, Ленинград, С-171, ул. Фарфоровская, 18.

Набрано в Ленинградской типографии № 2 головном предприятии ордена
Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая
книга» им. Евгении Соколовой Государственного комитета СССР по печати.
198052, Л-52, Измайловский пр., 29

Отпечатано на Ленинградской картографической фабрике ВСЕГЕИ. Зак. 880.

