

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ УКРАИНЫ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ВЫСШЕЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»



А.Н. Давиденко, А.А. Игнатов, П.П. Полищук

**ТРАНСПОРТИРОВКА ПРОДУКТОВ РАЗРУШЕНИЯ
ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН**

Монография

Днепропетровск
НГУ
2016

УДК 622.244.4
ББК 33.131
Д 13

Рекомендовано до видання вченою радою Державного вищого навчального закладу «Національний гірничий університет» (протокол № 6 від 01.07.2014).

Рецензенти:

Я.С. Коцкулич, д-р техн. наук, професор кафедри буріння нафтових і газових свердловин (Івано-Франківський національний технічний університет нафти та газу);

В.Ф. Ганкевич, канд. техн. наук, доцент кафедри гірничих машин та інжинірингу (Державний вищий навчальний заклад «Національний гірничий університет»).

Давиденко А.Н.

Д 13 Транспортировка продуктов разрушения при бурении скважин: монография / А.Н. Давиденко, А.А. Игнатов, П.П. Полищук; М-во образования и науки Украины, Нац. горн. ун-т. – Д. : НГУ, 2016. – 116 с.

ISBN 978-966-350-592-3

Проанализировано состояние вопросов бурения скважин при использовании жидких и газообразных очистных агентов.

Рассмотрены основные методики определения расхода очистного агента при прямой и обратной схемах циркуляции. Изучено влияние параметров очистного агента на забойные процессы разрушения пород и транспортировки частиц шлама и образцов керна.

Установлен характер воздействия промывочных жидкостей на энергетические составляющие процесса бурения, которые оказывают существенное влияние на механику разрушения горных пород.

Развиты и дополнены основные положения теории взаимодействия продуктов разрушения, учитывающие разнообразие горно-геологических и технико-экономических факторов.

Предназначена для специалистов, которые занимаются буровыми работами, а также будет полезна студентам технических вузов и геологоразведочных факультетов.

УДК 622.244.4
ББК 33.131

ISBN 978-966-350-592-3

© О.М. Давиденко, А.О. Игнатов,
П.П. Полищук 2016
© Державний ВНЗ «Національний
гірничий університет», 2016

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
РАЗДЕЛ 1 ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН.....	7
1.1 Производственный цикл бурения скважины.....	7
1.2 Промывочные жидкости при бурении скважины.....	9
1.3 Влияние промывочных жидкостей на трение и износ бурового инструмента.....	12
1.4 Устойчивость стенок скважины.....	15
1.5 Физические предпосылки интенсификации процессов бурения скважин.....	16
	19
ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 1.....	
РАЗДЕЛ 2 ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ РАЗЛИЧНЫХ СХЕМ ЦИРКУЛЯЦИИ ОЧИСТНОГО АГЕНТА.....	20
2.1 Транспортировка продуктов разрушения при прямой схеме циркуляции очистного агента.....	20
2.2 Основные требования к качеству очистки ствола и забоя скважины и факторы, определяющие их чистоту.....	25
2.3 Технические средства бурения скважин с обратной схемой циркуляции очистного агента.....	33
2.4 Особенности обратной схемы циркуляции очистного агента, связанные с геолого-техническими факторами.....	38
ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 2.....	43
РАЗДЕЛ 3 ТЕОРИЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ КЕРНО-ШЛАМОВОГО МАТЕРИАЛА С ПОТОКОМ ЖИДКОСТИ.....	44
3.1 Гранулометрический анализ шлама.....	44
3.2 Определение скорости относительного движения шлама....	48
3.3 Определение скорости относительного движения керна.....	56
3.4 Некоторые экспериментальные сведения о движении керна по двойной бурильной колонне.....	59
ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 3.....	62

РАЗДЕЛ 4	ВЛИЯНИЕ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД.....	63
4.1	Исследование влияния среды на характер распределения напряжений в твердом теле при нагружении сосредоточенной нагрузкой.....	63
4.2	Исследование влияния органических соединений и ПАВ на прочность горных пород.....	67
4.3	Исследование влияния промывочных жидкостей на процесс разрушения горных пород.....	70
	ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 4.....	72
РАЗДЕЛ 5	ИССЛЕДОВАНИЕ АДСОРБЦИОННЫХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ЦИРКУЛЯЦИИ ОЧИСТНОГО АГЕНТА.....	73
5.1	Объект и методика исследований.....	73
5.2	Экспериментальное исследование адсорбционной способности горных пород.....	75
	ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 5.....	82
РАЗДЕЛ 6	ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СИСТЕМ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН С ОБРАТНОЙ ЦИРКУЛЯЦИЕЙ ОЧИСТНОГО АГЕНТА.....	83
6.1	Общие сведения о газожидкостных системах.....	83
6.2	Опыт применения газожидкостных систем при бурении скважин.....	85
6.3	Особенности применения газожидкостных систем при бурении скважин по валунно-галечным отложениям.....	89
6.4	Теоретические основы работы устройств газожидкостной очистки забоя скважины.....	98
6.5	Технологические параметры эжекторных устройств в компоновке с породоразрушающим инструментом.....	103
	ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 6.....	107
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	108

ВВЕДЕНИЕ

Производственный цикл бурения скважин различного назначения состоит из большого количества трудоемких, энергоемких, сложных и дорогостоящих процессов: разрушения горной породы на забое; удаления разрушенной породы из-под торца породоразрушающего инструмента и транспортирования ее на поверхность; поддержания стенок скважины в устойчивом состоянии; спуска и подъема бурового инструмента и др.

Эффективность этих процессов в значительной степени зависит от способа и режима циркуляции и свойств промывочных жидкостей, выбор которых определяется экологическими и технологическими требованиями к ним, а также горно-геологическими условиями бурения.

Анализ опыта бурения скважин различного назначения показал, что высокие технико-экономические показатели отдельных процессов и всего цикла в целом могут быть достигнуты только при создании методики выбора высококачественных промывочных жидкостей и совершенной технологии их применения в сочетании с современным оборудованием и инструментом.

Технология создания и применения промывочных жидкостей при бурении скважин постоянно совершенствуется. С ростом глубин и усложнением горно-геологических условий при бурении скважин выдвигаются новые дополнительные требования к свойствам промывочных жидкостей, способам и режимам их циркуляции.

Рекомендации по технологии строительства скважин, выбору способа бурения, типа оборудования и породоразрушающего инструмента а, особенно, методики проектирования параметров режима бурения недостаточно обоснованы, что тормозит освоение новой техники и прогрессивной технологии.

Одну из основных частей расходов на строительство скважин составляют расходы на удаление продуктов разрушения с забоя на поверхность. По данным широкомасштабных исследований на очистку забоя от шлама и вынос его на поверхность используется до 70 – 80% всей энергии, затрачиваемой на бурение скважин. Такое положение обусловлено отсутствием научно обоснованных рекомендаций по выбору основных параметров процесса очистки, которые носят преимущественно качественный характер.

Одним из перспективных вариантов решения данной проблемы является применение различных типов промывочной жидкости и реагентов для их обработки, разработки схемы циркуляции в зависимости от характеристики геологического разреза, определении величины расхода промывочной жидкости для обеспечения необходимой очистки забоя скважины.

Таким образом, актуальность создания научно обоснованной методики проектирования параметров режима промывки обусловлена потребностями геологоразведочной отрасли Украины.

В последнее время значительно увеличилось количество работ, посвященных применению водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) при бурении скважин, как одного из наиболее перспективных научных направлений в этой области. Установлено, что ПАВ могут оказывать суще-

ственное влияние на энергоемкость процесса разрушения горных пород, стойкость породоразрушающего инструмента, поддержание стенок скважины, реологические свойства дисперсных систем и т.п.

Вместе с тем, в таком важном деле, как создание методики выбора составов промывочных жидкостей, технологии их приготовления и применения, обеспечивающих повышение эффективности различных процессов при бурении скважин, преобладает эмпирический подход, то есть отсутствует научное обоснование комплексного подхода к решению этих задач.

Расширяющийся ассортимент дисперсных систем, применяемых в различных отраслях промышленности, в том числе и при бурении скважин, обусловливает необходимость проведения глубоких и всесторонних исследований по изучению физико-химических явлений, используемых при создании, приготовлении и применении промывочных жидкостей, и их влияния, как на отдельные процессы, так и на весь цикл бурения скважины.

Решению этой актуальной научной проблемы, которая имеет важное народно-хозяйственное значение, должна помочь предлагаемая работа.

Авторы ставили перед собой задачей ознакомление читателей с теоретическими основами процессов транспортировки продуктов разрушения и путями возможного совершенствования и повышения эффективности отдельных технологических аспектов прямой и обратной схем очистки скважин.

Отзывы о содержании книги будут приняты с благодарностью и помогут авторам в дальнейшей их работе над обозначенной проблематикой.

Использование материалов исследователей, занимавшихся изучением вопросов теории движения твердых частиц в жидкости и непосредственно очисткой скважин от продуктов разрушения, отражено в списке литературы.

РАЗДЕЛ 1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

1.1 Производственный цикл бурения скважины

Скважины различных диаметров и глубин проводят при геологоразведочных работах, инженерных изысканиях, в горнодобывающей промышленности, в строительстве, в сельском хозяйстве. Производственный цикл бурения скважин состоит из совокупности технологических процессов, основными из которых являются:

1. Проходка ствола скважины, включающая непосредственное разрушение горной породы на забое породоразрушающим инструментом;
2. Очистка забоя от разрушенной породы и транспортировка ее от забоя до устья скважины;
3. Крепление стенок скважины в породах неустойчивых, осуществляемое промывочными жидкостями одновременно с проходкой ствола;

Применяемые при бурении скважин промывочные жидкости представляют собой сложные физико-химические дисперсные системы с сильно развитыми поверхностями раздела фаз, играющие роль среды, в которой протекают эти процессы, и определяющие степень использования потенциальных возможностей и ресурс бурового оборудования и инструментов, механическую скорость, вероятность возникновения различного рода осложнений и др. [1-8]. Выбор промывочной жидкости, наиболее полно подходящей к каждой конкретной ситуации, осуществляется с учетом предъявляемых к ним требований, выполнение которых обеспечивается большим количеством функций промывочных жидкостей:

- 1) очищение забоя от разрушенной горной породы и вынос ее на поверхность;
- 2) удерживание частиц разрушенной горной породы во взвешенном состоянии в стволе скважины при прекращении циркуляции;
- 3) закрепление неустойчивых стенок скважины и предохранение ствола от обрушения;
- 4) оказание физико-химического воздействия на горные породы, облегчая их разрушение;
- 5) охлаждение породоразрушающего инструмента;
- 6) образование на поверхности бурильных труб, опор долот и гидравлического оборудования тонких смазочных пленок, обеспечивающих снижение энергетических затрат на бурение, и др.

Для эффективного выполнения этих функций в различных геологотехнических условиях бурения скважин промывочные жидкости должны обладать определенными значениями показателей свойств, определяемых ее компонентным и долевым составом. Существует большое количество классификаций промывочных жидкостей [1], применяемых при бурении скважин, наиболее распространенной среди которых является классификация по составу дисперсионной среды и дисперсной фазы (рис. 1.1).

става представляет собой весьма сложную задачу. Опубликовано большое количество работ, посвященных этой проблеме, наибольший вклад в решение которой внесли Агабальянц Э.Г., Ангелопуло О.К., Баранов В.С., Булатов А.И., Городнов В.Д., Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г., Дедусенко Г.Я., Жигач К.Ф., Жуховицкий С.Ю., Зарипов С.З., Ивачев Л.М., Кистер Э.Г., Конесев Г.В., Круглицкий Н.Н., Кудряшов Б.Б., Липкес М.И., Марамзин А.В., Мариампольский Н.А., Мирзаджанзаде А.Х., Паус К.Ф., Ребиндер П.А., Резниченко И.Н., Роджерс В.Ф., Рязанов Я.А., Шищенко Р.И., Эпштейн Е.Ф., Яковлев А.М., Ятров С.Н. и др.

Дальнейшее совершенствование и разработка новых видов промывочных жидкостей с учетом геолого-технических условий и технологии бурения является основной задачей, стоящей перед исследователями и практиками.

1.2 Промывочные жидкости при бурении скважины

Рассмотрим процесс бурения скважин, включающий разрушение горных пород на забое при вращении и вдавливании инструмента, как движение инородного тела внутри другого твердого тела, осуществляемое полностью за счет работы внешних сил. При этом сила инерции мала по сравнению с силой сопротивления движению, поэтому внешние силы и крутящий момент, приложенные к движущемуся телу, всегда равны соответствующей силе и моменту сопротивления со стороны горной породы [2]. Преобладающее большинство современных способов разрушения горных пород основано на механическом разделении некоторого объема твердой массы на элементы – частицы небольшого размера под действием локальных концентрированных напряжений, превышающих сопротивление сил внутренних связей. Разрушающие напряжения в этом случае могут создаваться под действием внешних сил, возникающих при внедрении в породу специальных инструментов, обладающих большей твердостью, чем сама порода. На забое скважины при воздействии породоразрушающего инструмента характер разрушения породы может быть объемный, поверхностный и усталостный.

За счет многократного силового воздействия инструмента в породе развивается система трещин, поэтому твердость ее снижается, и периодически на забое возникают условия для объемного разрушения. Большинство горных пород можно отнести к разряду микронеоднородных трещиноватых хрупких тел, разрушение которых начинается вблизи включений и трещин вследствие локальной концентрации напряжений. На практике значительные сдвиги и разрушения возникают вследствие развития поверхностей скольжения (т.е. трещин сдвига).

Если к свободной поверхности твердого тела, например, горной породе, приложить через жесткий пуансон (породоразрушающий инструмент) внешнюю механическую нагрузку, то при достаточной величине последней в теле начнут проявляться упругие, а затем остаточные деформации. Вместе с пуансо-

ном по направлению его движения будет смещаться материал, находящийся в зоне контакта пуансона с твердым телом, а также некоторая часть материала, находящаяся за пределами контактной зоны.

Таким образом, разрушение материала происходит путем чередования определенных явлений, которые могут быть объединены в периоды и циклы. Каждый такой цикл будет заканчиваться отделением от основного массива некоторого объема разрушенного материала и скачкообразным продвижением инструмента. Промывочные жидкости могут оказывать существенное влияние на эффективность этих процессов.

Обобщение лучшего мирового опыта показало, что только хорошие технологические свойства промывочной жидкости и совершенная технология промывки в сочетании с современным породоразрушающим инструментом и оборудованием позволяет достичь наивысших технико-экономических показателей при сооружении скважин. На примере ряда площадей Днепровско-Донецкой впадины В.П. Мацеевским [3] показано комплексное влияние плотности, вязкости и водоотдачи бурового раствора на показатели работы шарошечных долот (табл. 1.1 и 1.2). Приведенные данные свидетельствуют о том, что наиболее существенным фактором является плотность, затем вязкость и водоотдача.

Таблица 1.1

Влияние плотности и условий вязкости на показатели работы шарошечных долот

Условная вязкость по СВП – 5, с	Плотность раствора, г/см ³				
	1,20	1,24	1,30	1,34	1,40
	Механическая скорость проходки, м/ч				
20 – 40	7,5	6,2	6,5	5,3	4,3
40 – 60	7,2	7,1	5,7	4,9	4,1
60 – 80	6,5	6,2	4,2	4,1	4,1
80 – 120	5,1	3,6	3,7	3,2	3,2

Таблица 1.2

Влияние плотности и водоотдачи на показатели работы шарошечных долот

Плотность раствора, г/см ³	Водоотдача, см ³ за 30 мин на ВМ – 6					
	0 – 5	5 – 10	10 – 15	15 – 20	20 – 30	>30
1,20 – 1,24	7,7	8,4	8,6	8,8	9,5	9,6
1,24 – 1,28	6,4	7,7	8,1	8,4	8,2	8,7
1,28 – 1,32	5,8	6,6	7,5	7,9	8,0	8,8
1,32 – 1,36	4,9	6,4	7,2	7,1	7,8	8,1
1,36 – 1,40	4,8	5,6	6,3	6,9	7,3	7,9

Специальные работы, выполненные при бурении скважин на Каспийско-Камышанском выступе позволили качественно оценить влияние концентрации твердой фазы в растворе на механическую скорость и проходку на долото [4]. Полученные зависимости (рис. 1.2) позволяют утверждать, что с ростом концентрации твердой фазы в буровом растворе скорость проходки и проходка на долото убывают.

Качественная зависимость механической скорости проходки скважины от основных показателей буровых растворов, полученная путем обобщения результатов практических наблюдений [3 – 4] приведена на рис. 1.3. Установлено, что наиболее существенно на темп углубки влияют плотность бурового раствора и содержание в нем твердой фазы.

В тресте Калмнефтегазразведка были проведены работы по определению влияния нефти в буровом растворе на показатели работ долот. Полученные данные показывают, что с увеличением концентрации нефти с 0 до 10 – 12 % механическая скорость и проходка на долото увеличиваются в 1,5 – 2,5 раза.

$V, \text{ м/ч}$

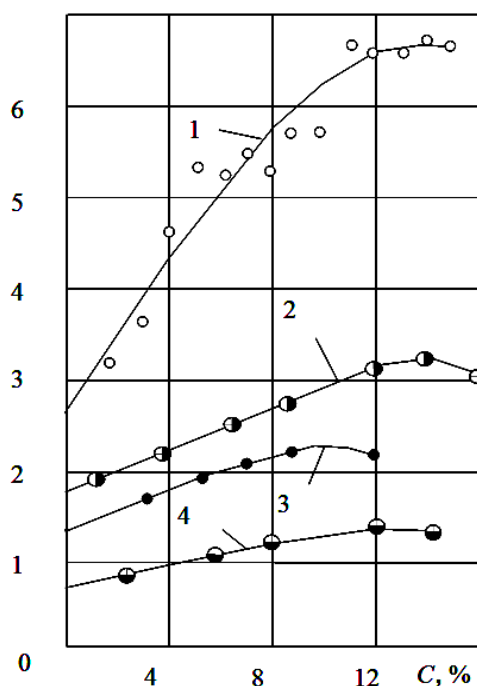


Рис. 1.2. Зависимость механической скорости от концентрации нефти в буровом растворе для различных литолого-стратиграфических комплексов: 1 – майкопского; 2 – мелового; 3 – юрского; 4 – пермо-триасового.

Исследования, проведенные в Октябрьском УБР, показали, что положительное влияние на работу долот могут оказывать поверхностно-активные вещества, добавляемые в циркулирующий раствор. В последние годы происходит заметная активизация научных исследований и опытных разработок в области разнообразного использования поверхностно-активных веществ в процессах разрушения и диспергирования горных пород на основе эффекта Ребиндера.

В результате промышленных исследований влияния поверхностно-активных веществ на скорость бурения при вскрытии продуктивных пластов был установлен прирост механической скорости до 150 %, а проходки на долото до 50 % [5]. Использование водных растворов ПАВ (ОП – 10 и УФЭ – 8) при бурении скважин на нефть, позволило повысить механическую скорость почти в два раза по сравнению с промывкой глинистыми растворами, обработанными кальцинированной содой, и 1,5 раза с водой. Применение превацелла, сульфанола, «прогресса» и других ПАВ позволило увеличить: механическую скорость в 1,20 – 1,38, рейсовую в 1,27 – 1,32 и проходку на породоразрушающий инструмент в 1,1 – 1,12 раза.

1.3 Влияние промывочных жидкостей на трение и износ бурового инструмента

Все твердые тела, в том числе и металлы, из которых сделан буровой породоразрушающий инструмент, неоднородны по прочностным свойствам. Поверхность металла имеет сложный геометрический микрорельеф. В результате трения и износа породоразрушающий инструмент теряет часть какого-либо слабейшего элемента, превращаемого в порошок, и выходит из строя. Постепенное разрушение поверхностного слоя происходит вследствие медленного докритического роста трещин вдоль граней кубиков, из которого состоит поверхностный слой, до тех пор, пока трещины не достигнут критического размера, после чего происходит отделение целых кубиков и всего слоя. Далее процесс повторяется [2, 6]. Основные причины докритического роста трещин в металлах при сравнительно низких нагрузках следующие:

- 1) нестационарность внешних нагрузок (особенно периодичность или цикличность нагружения);
- 2) наличие водорода во внешней среде (особенно электростатического водорода в водных растворах солей, кислот и щелочей);
- 3) наличие влаги (воды или водяного пара) во внешней среде с коррозионно-активными веществами.

Первая причина приводит к росту трещин в результате локальных пластических деформаций в вершине трещины (усталостные трещины), вторая - к водородному износу, третья – к росту трещины вследствие различных электрохимических процессов локального анодного растворения в ее вершине (коррозионное растрескивание металлов). Все эти причины присутствуют при работе породоразрушающего инструмента на забое скважины. При этом в процессе разрушения трещины вследствие изменения коэффициента интенсивности напряжений, возможен переход от одного механизма к другому. Если имеет место последовательное влияние отдельных механизмов, результирующая скорость роста трещины может быть определена как сумма от сложения приращений трещин.

Из многообразия трудов, посвященных изучению взаимодействия пары «буровой инструмент–горная порода», особое внимание привлекают к себе те, в которых данное явление рассматривается с позиций быстро прогрессирующей и находящей широкое применение в практике триботехнике – науке о трении в машинах и механизмах и заключающейся в исследовании контактного взаимодействия перемещающихся твердых тел, в результате которого возникают силы трения. Они не только поглощают энергию, но и производят изменение размеров контактирующих тел. В основе молекулярно-механической теории сухого и граничного трения и износа, лежит учет двойственной природы процесса трения, которая обусловлена как преодолением сил молекулярного взаимодействия между поверхностями, так и преодолением механического сопротивления, связанного с формоизменением поверхностного слоя. Первый протекает в зоне контакта двух тел и обусловлен изменением формы только поверхностного слоя и преодолением молекулярных, атомарных связей, возникающих в точках реального контакта. Второй захватывает весь объем и обусловлен формоизменением всего объема. Другим важным положением этой теории является учет дискретности контакта двух твердых тел, обусловленный шероховатостью, линейной разновысотностью и волнистостью поверхности контакта, которые имеют место на любых твердых поверхностях[7]. В зависимости от условий контактирования возможен один из следующих видов взаимодействия: упругое; упруго-пластичное; хрупкое и вязкое разрушение. Неотъемлемой частью этой теории является установление критических точек, характеризующих изменение свойств фрикционного контакта и определяющих износостойкость двух взаимодействующих тел.

В процессе трения можно выделить две главные функции смазки: способность создавать прочные пленки на поверхности трущихся материалов, хорошо удерживаясь на краях трещин в результате адсорбции молекул, и взаимодействовать с поверхностными слоями трущихся пар, изменяя их структуру и свойства. Эти функции смазки оказывают существенное влияние на коэффициент трения, износ и предельное значение давления и скорости скольжения, при которых происходит переход к недопустимым процессам повышения вибрации и разрушения бурового инструмента. Смазывающее действие объясняют образованием полярными группами на поверхности твердого тела ориентированных слоев.

Приблизить процесс трения к идеальному можно с помощью смазки. В связи с этим к смазочным материалам предъявляют следующие требования. Во-первых, они должны обеспечить легкое скольжение одного слоя относительно другого, а во-вторых, смазка не должна вытекать из зазора. В первом случае необходима низкая вязкость смазки, т.е. когезия должна быть минимальна, а адгезия – максимальна. В этом отношении ПАВ должны удовлетворять обоим требованиям, так как полярная группа активно адсорбируется на поверхности, а когезия алифатических радикалов слабая. Условием оптимальной работы ПАВ, как компонента смазки, будет превышение работы адгезии над силой сдвига на

единицу поверхности, обуславливающим десорбцию защитного слоя. Применение ПАВ в качестве смазок не является специфическим свойством именно этих веществ. Для жирных масел, которые относят к поверхностно-активным веществам, это скорее совпадение свойств, и поверхностная активность жиров не является мерой их смазочного действия в отношении величины силы трения. Положительное влияние высокой поверхностной активности жиров сказывается на их способности образовывать прочные пленки, снижающие величину поверхностной энергии на границе «масло – твердое тело».

Для многих ПАВ (карбоновых кислот, аминов, спиртов жирного ряда, ароматических соединений и др.) эффективность действия при бурении скважин ограничена малой растворимостью в воде, убывающей с увеличением длины цепей молекул [8].

Для решения вопросов, связанных с реализацией технологических параметров бурового оборудования и инструмента, необходимо тщательно изучить характер процессов трения в скважине в присутствии применяемых промывочных жидкостей.

В результате исследовательских работ установлено, что улучшить смазочные свойства промывочных жидкостей можно введением в их состав поверхностно-активных веществ и различных смазок, например нефти [9]. Однако, дисперсные системы, содержащие нефть, имеют ряд недостатков: повышение стоимости, обусловленное добавлением большого количества нефти, необходимость тщательного контроля ее содержания, ускоренный износ резиновых частей бурового оборудования и другие. Для повышения смазочных свойств промывочных жидкостей в АзНИИ опробовали большое количество добавок, характеристикой которых служила прочность образующейся пленки. В табл. 1.3 приведены результаты определения прочности пленок смазочных добавок, на основании которых был сделан вывод о том, что наибольший эффект получен при введении в глинистый раствор сульфанола и вещества АзНИИ – 9.

В физико-химической лаборатории ВНИИБТ были проведены исследования по улучшению смазочных свойств буровых растворов различными добавками с целью повышения стойкости долот [9]. Опыты показали, что наиболее перспективными являются добавки, содержащие карбоновые кислоты, окисленный петролатум и др. Некоторые из этих веществ были рекомендованы организациям, ведущим буровые работы для применения.

В результате применения смазочных добавок было установлено, что при роторном способе бурения проходка на долото увеличилась на 23 %, стойкость долот на 17 %, механическая скорость на 5 %, а при турбинном – проходка на 37 %, механическая скорость на 28 %, а стойкость долота не изменилась [10]. В УфНИИ проведены исследования влияния различных ПАВ на величину коэффициента трения скольжения и износ стали в водной среде. Установлено, что неионогенное ОП – 10 и анионоактивные сульфанол и СНС снижают износ, а катионоактивный катапин повышает его [11].

Таблица 1.3

Влияние добавок на смазочные свойства глинистого раствора

Добавка к глинистому раствору		Прочность пленки, кг/см ²	Изменение прочности, %
Наименование	Содержание, %		
Без добавки	-	13056	-
5 % раствор синтана	10,0	18507	-41
5 % раствор лигнина	10,0	14137	-8
5 % раствор ССБ	10,0	13657	-4
Графит серебристый	0,3	17100	-30
Графит серебристый	0,6	16800	-28
Графит черный	0,6	16800	-28
АзНИИ – 7	0,5	13500	-4
АзНИИ – 9	1,0	20700	-58
1 % раствор сульфанола	2,0	19500	-57
1 % раствор сульфанола	3,0	19150	-54
2 % раствор сульфанола	3,0	18800	-51
3 % раствор сульфанола	1,0	19150	-54

ВИТРОм разработан ряд рецептур эмульсионных промывочных жидкостей, которые при бурении скважин алмазными коронками увеличили проходку на коронку на 12 – 71 %, а механическая скорость возросла на 15 – 35 % [13].

1.4 Устойчивость стенок скважины

Наряду с процессом углубления забоя сохранение устойчивости стенок является важной частью цикла сооружения скважин. Под действием горного давления, бурового агента и в результате обменных процессов, происходящих на поверхности стенок, химического и термодинамического взаимодействий ствол скважины может подвергаться различным необратимым деформациям: кавернообразованию, обвалам и осыпям, трещинообразованию, сужению и т.д. При этом многое зависит от свойств горных пород и бурового агента [14]. Для объяснения локальной неустойчивости стенок Г.П. Черепановым предложено рассматривать вертикальную скважину, не защищенную обсадной колонной вблизи забоя на расстоянии более ста диаметров. При этом не учитывается фильтрация промывочной жидкости в горные породы.

Для разработки надежных и доступных методов поддержания устойчивости ствола необходимо учитывать физико-химические процессы, протекающие при взаимодействии промывочной жидкости с породами, слагающими стенки скважины. Осыпям и обвалам подвержены в основном глинистые и глинодержущие породы, способные к набуханию и самопроизвольному диспергированию при контакте с водой или фильтрации промывочных жидкостей. Пока-

затели набухания этих пород изменяются в широких пределах в зависимости от минералогического состава, величины и состава обменного комплекса, условий образования, степени дисперсности, а также от химического состава среды, температуры, гидравлического давления и увлажненности горных пород и др.

Анализ имеющегося производственного опыта по данному вопросу свидетельствует о том, что предупредить нарушения глинистых пород в околоствольном пространстве можно только с учетом этих многочисленных факторов как в отдельности, так и при их взаимодействии.

Для бурения скважин в неустойчивых аргиллитах широко применяют хлоркальциевые промывочные жидкости, способность повышать устойчивость пород которых основана на замещении в обменном комплексе глиен одновалентных катионов поливалентными, на хемосорбции поливалентных катионов и коагулирующем действии [15].

Применение силикатно-глинистых, силикатно-гуминовых, крахмально-силикатных, силикатно-солевых и других растворов обеспечивает закрепление стенок скважины, сложенных глинистыми породами, за счет образования нерастворимых силикатов на поверхности пород и высокой вязкости фильтрата, препятствующей проникновению его в массив. Известно использование ионов калия в составе промывочных жидкостей, которые вследствие небольших размеров внедряются в кристаллическую решетку глинистых частиц и упрочняют ее. При этом снижаются осмотическая гидратация и гидрофильность, изменяются физико-химические свойства, что повышает прочность глинистых пород.

1.5 Физические предпосылки интенсификации процессов бурения скважин

Анализ результатов теоретических и экспериментальных исследований поведения горных пород и бурового инструмента при механическом нагружении показал, что промывочная жидкость во многих случаях контролирует их прочность и срок службы. Для объяснения влияния различных сред на уменьшение прочности твердых тел в большинстве случаев использовали критерий разрушения Гриффитса [16]

$$\sigma = \sqrt{\frac{2\alpha E}{\pi l(1-\mu^2)}}, \quad (1.1)$$

где α – удельная свободная поверхностная энергия; E – модуль Юнга; μ – коэффициент Пуассона; l – длина микротрещины.

В последнее время для объяснения поведения твердых тел при механическом нагружении используют наиболее физически обоснованную кинетическую концепцию прочности, сущность которой впервые сформулировал С.Н.Журков [17 – 18]. В ее основе лежит положение о разрушении как процессе и о ведущей роли в нем теплового движения – тепловых колебаний и особенно тепловых флуктуаций.

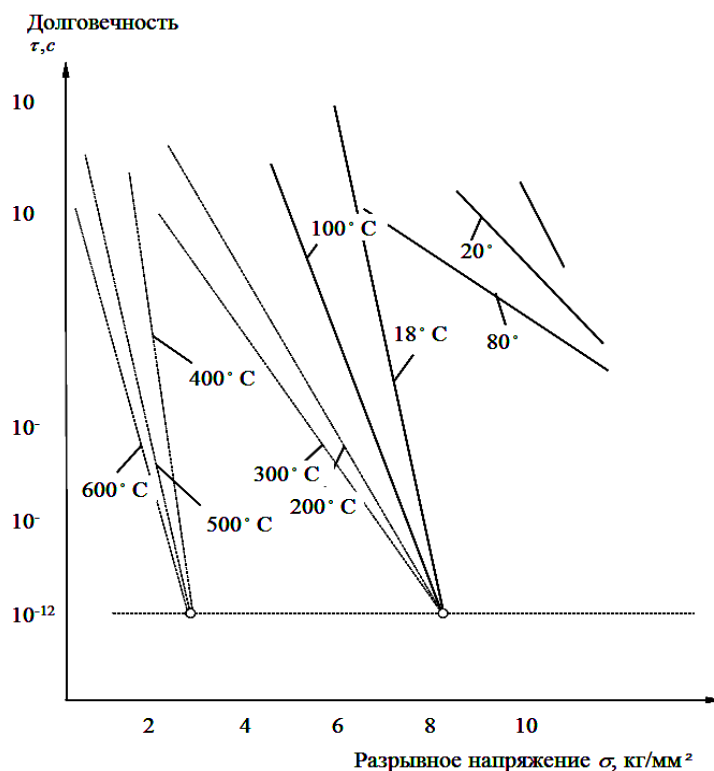


Рис. 1.6. Зависимость долговечности от напряжения при различных температурах

В физико-техническом институте им. А.Ф. Иоффе бывшей Академии наук СССР под руководством С.Н. Журкова были проведены исследования зависимости прочности на разрыв более 50 разнообразных твердых тел с различной структурой и природой межатомных связей от времени и температуры. На рис. 1.3 приведены результаты испытаний металла, полимера и монокристалла каменной соли, графическая зависимость которых может быть представлена в форме термофлуктуационного уравнения

$$\tau = \tau_0 \exp \frac{(U_0 - \gamma \cdot \sigma)}{k \cdot T}, \quad (1.2)$$

где τ — долговечность разрываемого тела; τ_0 — предэкспоненциальный множитель, имеющий размерность времени, величина которого может быть найдена по положению полюса сходящихся прямых на рис. 1.6 и периоду тепловых колебаний атома в твердом теле; U_0 — величина энергии активации или величина энергетического барьера, который управляет скоростью процесса разрушения тела; γ — структурно-чувствительный коэффициент, величина которого равна произведению активационного объема на коэффициент локального перенапряжения; σ — растягивающее напряжение; T — температура.

1) В табл. 1.4 приведены результаты вычисления энергии активации для различных твердых тел. На основании представлений Я.И. Френкеля о тепловом движении в твердых телах, был сделан вывод о том, что механизм разрушения твердых тел представляет собой кинетический процесс постепенного

разрыва межатомных связей под действием тепловых флуктуаций и механического напряжения, который можно разделить на три стадии: возбуждение разрываемых связей механической нагрузкой; разрыв связей под действием тепловых флуктуаций; накопление разорванных связей с образованием микротрещин, в результате чего тело теряет устойчивость и разрывается на части.

Таблица 1.4

Энергия активации разрушения и межатомных связей для разрушения твердых тел

Металлы	Энергия активации разрушения, ккал/моль	Теплота сублимации, ккал/моль
Ниобий	150	155 – 177
Ванадий	129	123
Цирконий	120	110 – 145
Платина	120	127
Титан	121	113
Железо	100	97
Никель	87	85 – 102
Медь	81	80
Серебро	62	68
Алюминий	—	55 (77)
Свинец	42	47
Магний	34	35
Цинк		31
Кадмий	28	27
Кристаллы ионные		
Фтористый литий (LiF)	74	64
Каменная соль (NaCl)	66	58
Хлористый калий (KCl)	55	53
Хлористое серебро (AgCl)	30	—
С ковалентными связями		
Кремний	43	111
Германий	91	91
Полимеры		
Полипропилен	56	58
Поликапроамид	45	43
Триацетатцеллюлоза	49	45
Полиэтилен	25	20 – 25
Нитроцеллюлоза	38	38
Полистирол	33	35
Полиметилметакрилат	31	30

Опубликованные экспериментальные данные дают основание считать, что для большинства твердых тел механическое разрушение под нагрузкой на различных стадиях процесса следует рассматривать как механохимическую реакцию распада межатомных связей.

Силовое возмущение межатомных связей горных пород при нагружении, связанное с деформированием электронных оболочек и возбуждением межатомных связей, в присутствии промывочной жидкости, способствует разрыву связей за счет резкого снижения энергии активации.

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 1

1. Даны сведения об основных операциях производственного цикла бурения скважины.
2. Рассмотрено влияния вида и состава промывочных жидкостей на показатели процесса разрушения горных пород и работы бурового инструмента при сооружении скважин.
3. Детально проанализировано влияние промывочных жидкостей на трение и износ бурового инструмента.
4. Изучены вопросы устойчивости стенок скважины при бурении.
5. Раскрыты в некоторых технологических аспектах физические предпосылки интенсификации процессов бурения скважин.

РАЗДЕЛ 2. ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ РАЗЛИЧНЫХ СХЕМ ЦИРКУЛЯЦИИ ОЧИСТНОГО АГЕНТА

2.1 Транспортировка продуктов разрушения при прямой схеме циркуляции очистного агента

Расход промывочной жидкости – такой же важный параметр режима бурения, как осевая нагрузка и частота вращения бурового снаряда.

Процесс сооружения скважины сопровождается образованием шлама (разрушенная породоразрушающим инструментом горная порода). Эффективность бурения в сложных горно-геологических условиях во многом зависит от качественной очистки забоя скважины и самого бурового раствора от шлама. Этим вопросам посвящено большое количество работ, в которых основное внимание уделяется установлению необходимой скорости восходящего потока, обеспечивающего вынос частиц выбуренной породы [19 – 24].

При прямой схеме циркуляции очистной агент нагнетается буровым насосом (компрессором) по колонне бурильных труб, проходит по кольцевому пространству между колонковой трубой и керном, захватывает при этом шлам, охлаждает породоразрушающий инструмент и по кольцевому пространству между бурильными трубами и стенками скважины выходит на поверхность.

Прямая схема очистки отличается простотой выполнения и обеспечивает процесс бурения в условиях поглощения промывочной жидкости, но необходимость создания высокой скорости восходящего потока в затрубном пространстве (при жидкостной очистке) приводит в мягких породах к размыву стенок скважины. Кроме того, динамическое воздействие промывочной жидкости понижает выход керна в мягких и породах средней крепости и в случае внезапного прекращения циркуляции промывочной жидкости часто приводит к прихвату бурового снаряда в скважине [23 – 24].

Практикой бурения установлено: если содержание шлама в промывочной жидкости превышает 5% по объему, это грозит аварией [21].

Наличие значительного объема шлама на забое приводит к снижению скорости бурения. Это может вызвать ошибочное мнение, что вскрыты более твердые или абразивные породы. На самом же деле в таких случаях часто имеет место многократное измельчение шлама, после чего он выносится потоком бурового раствора. Все это требует дополнительных затрат и средств, несмотря на то, что гидравлическая программа бурения полностью соблюдается.

При разбурировании мягких пород (глин, мела и др.) может произойти укрупнение мелких частиц выбуренной породы путем их слипания, в результате чего резко снижается способность бурового раствора выносить шлам из скважины. Могут быть и другие причины снижения транспортирующей способности бурового раствора вследствие уменьшения скорости восходящего потока, что приводит к ухудшению очистки скважины от шлама. Чаще всего это

наблюдается в кавернах, в которых снижение скорости восходящего потока способствует накоплению в них шлама.

При наличии в скважине одной или нескольких каверн, как правило, процесс бурения сопровождается длительными проработками уже пройденного бурением ствола скважины и выносом больших объемов осыпавшихся со стенок скважины частиц породы и накоплению в кавернах шлама.

Осуществление выноса шлама увеличением производительности буровых насосов в этих условиях оказывается малоэффективным вследствие резкого увеличения гидравлических сопротивлений и появления других негативных явлений. Для борьбы с осложнениями обычно увеличивают плотность бурового раствора. Однако увеличение плотности бурового раствора ограничено, так как возрастает репрессия на пласт, приводящая к раскрытию трещин и поглощению бурового раствора. При поглощении раствора скорость восходящего потока также снижают, и вновь создаются условия, когда шлам не выносятся из скважины.

Расход очистного агента определяет скорость движения потока в различных сечениях буровой скважины. В каждом конкретном случае бурения существует рациональный расход очистного агента, при котором с наименьшими затратами могут быть получены лучшие результаты бурения.

Энергия потока очистного агента обеспечивает очистку забоя от разрушенной породы, вынос шлама из скважины, охлаждение породоразрушающего инструмента, способствует разрушению породы на забое, используется для привода забойных двигателей и механизмов. Для решения каждой конкретной из этих задач необходима определенная энергия потока.

Чрезмерный расход очистного агента может оказывать отрицательное влияние на процесс бурения, вызывая разрушение керна, способствуя его самозаклиниванию, создавая силы гидравлического подпора и другие вредные воздействия, а также вызывает неоправданные затраты энергии и повышенный износ оборудования. Выбор рационального расхода должен производиться с учетом всех этих обстоятельств; он является важной задачей, определяющей эффективность процесса бурения. Минимальный расход очистного агента в общем случае должен обеспечивать решение трех основных задач промывки: очистку забоя скважины от разрушенной породы, очистку ствола скважины, охлаждение породоразрушающего инструмента.

Расход должен быть достаточным для надежного и устойчивого транспортирования шлама с забоя к устью скважины.

Расход очистного агента при бурении с прямой промывкой устанавливаются, учитывая один из рекомендованных параметров:

- 1) скорость восходящего потока в скважине;
- 2) удельный расход на 1 см диаметра породоразрушающего инструмента;
- 3) расход в зависимости от условий бурения [21 – 24].

В основе многочисленных существующих методик расчета выноса шлама при бурении лежат известные закономерности движения шара в жидкой или га-

зообразной среде. Для определения критической скорости предложено большое количество формул (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Зависимости для определения скорости оседания твердого тела в жидкости [19 – 24]

Автор исследования	Расчетная формула	Условные обозначения	Примечания
Стокс	$u = \frac{d^2(\rho - \rho_{\text{ж}})g}{18\mu}$	d – размер частиц, $\rho, \rho_{\text{ж}}$ – плотность частицы породы и жидкости, g – ускорение свободного падения, μ – динамическая вязкость	Формула справедлива при $Re < 1$
П. Риттингер	$u = k \sqrt{d \left(\frac{\rho}{\rho_{\text{ж}}} - 1 \right)}$	k – постоянная Риттингера	
Вильямс, Брус	$u = \frac{k}{1 + \frac{d}{D_{\text{эк}}}} \sqrt{\frac{h}{d}} \sqrt{d \left(\frac{\rho}{\rho_{\text{ж}}} - 1 \right)}$	$D_{\text{эк}}$ – эквивалентный диаметр кольцевого пространства, h – оптимальный размер частиц	
Р. И. Шищенко В. Д. Бакланов	$u = ak \sqrt{d \left(\frac{\rho}{\rho_{\text{ж}}} - 1 \right)}$	a – коэффициент уширения скважины (1,1 – 1,3)	
Уокер Мейез	$u = \sqrt{\frac{2gd(\rho - \rho_{\text{ж}})}{1,12\rho_{\text{ж}}}}$		
П. В. Лященко	$u = \frac{\nu}{d} \exp 10 \left(\frac{\sqrt{\ln Ar + 2,3}}{2,3} - 1 \right)$	ν – коэффициент кинематической вязкости, Ar – безразмерный параметр Архимеда	

Большинство расчетных формул применяемых в бурении, являются приближенными, кроме того, эти формулы выведены из условия, что раствор, в котором оседают частицы, неподвижен, а также в них не учтены стесненные условия движения частиц.

На скорость оседания частиц влияет ряд факторов, а именно: разность плотностей частицы и раствора, размер и форма частиц, вязкость раствора, эффект турбулизации жидкости в непосредственной близости к частице – эти факторы лишь частично учтены в предлагаемых формулах. В настоящее время в практике инженерных расчетов необходимой скорости восходящего потока

исходят из следующего – вынос частиц шлама по стволу скважины происходит в результате возникновения сил взаимодействия потока очистного агента с твердым телом.

Прогнозировать скорость осаждения частиц выбуренной породы достаточно сложно. Во-первых, из-за широкого диапазона размеров частиц шлама; во-вторых, вследствие того, что частицы имеют самую разнообразную форму, и, в-третьих, потому, что большинство буровых растворов по своей природе отличаются от ньютоновских жидкостей, для которых в основном и проводились исследования.

В работе [25] показан графический способ определения параметров режима промывки. Представлены номограммы, построенные с условием постоянных и переменных параметров промывочного раствора, с помощью которых представляется возможным выбрать рациональное соотношение диаметра промывочного отверстия долота, в зависимости от количества, подаваемого к забой промывочного раствора, давления оказываемого на забой струей раствора, выходящего из долота и гидравлическими потерями в долоте. Также на этих номограммах можно найти рациональное соотношение диаметров насадок долота и количества подаваемого на забой промывочного раствора, создающего гидромониторный эффект.

Кроме того, представлена номограмма, в которой показано влияние количества промывочного раствора на скорость подъема частиц выбуренной породы диаметром 5, 10 и 15 мм.

Многие авторы полагают [21], что при бурении шарошечными долотами скорость восходящего потока промывочной жидкости в скважине не должна превышать 0,25 м/с. Ф.С. Никитин считает [25], что скорость восходящего потока в затрубном пространстве должна быть не менее 0,35 – 0,40 м/с. при форсированных режимах бурения он рекомендует минимально допустимую скорость довести до 0,7 – 0,8 м/с, чтобы обеспечить максимальную очистку забоя от выбуренных частиц и исключить необходимость повторного переизмельчения этих частиц. В.С. Федоров считает [26], что эта скорость должна составлять 1,45 – 0,50 м/с.

Некоторые исследователи полагают [27 – 28], что скорость промывочной жидкости в скважине не должна быть выше 1,2 м/с, так как превышение этой скорости повлечет за собой размыв стенок скважины. А.А. Линеvский считает указанную скорость предельной для мягких, но устойчивых пород; для неустойчивых пород он предлагает снижать скорость до 0,8 м/с. Однако Н.И. Шацков, исходя из опытов бурения в США, считает, что указанные пределы скоростей занижены, и стенки скважины не размываются даже при скорости 4 м/с.

Однако, в общем случае, исходят из следующего [29]: при бурении в глинах, глинистых сланцах и песках скорость восходящего потока должна быть в пределах 0,9 – 1,3 м/с, а при бурении в скальных породах 0,7 – 1,0 м/с. Кроме того, по рекомендациям Б.Б. Кудряшова необходимо придерживаться следующих норм: при бурении роторным способом под кондуктор скорость восходя-

шего потока следует поддерживать в интервале 0,3 – 0,5 м/с под техническую колонну 0,5 – 0,8 м/с и под эксплуатационную 0,8 – 1,2 м/с.

Согласно работе [28], удельный расход бурового раствора при роторном способе и электробурении должен быть в пределах 0,035 – 0,05 л/(с·см²), а при бурении гидравлическими забойными двигателями – не превышать 0,07 л/(с·см²).

Становится очевидным, что регламентируемые скорости восходящего потока недостаточно дифференцированы в зависимости от литологической характеристики горных пород, показателей свойств буровых растворов и геометрических размеров кольцевого пространства. В связи с зависимостью процессов гидротранспорта шлама и забойных давлений от скорости восходящего потока, последняя представляет собой основу проектного решения, однако в традиционных гидравлических расчетах фигурирует в качестве исходной информации.

При бурении с использованием жидких очистных агентов охлаждение породоразрушающего инструмента, как показывают проведенные исследования [30], обеспечивается при самых малых расходах промывочной жидкости, и не определяет минимум расхода, он выбирается из условия очистки забоя и выноса шлама по стволу скважины.

Конкретные рекомендации, основанные на производственном опыте не всегда удобны для использования ввиду большого количества сочетаний типов и размеров инструмента и пород, носят общий характер, не охватывают все возможные случаи геологоразведочного бурения, не имеют связи с другими режимными параметрами процесса бурения (частота вращения и осевая нагрузка), не учитывают размеры сечения кольцевого пространства [19, 22, 26, 31].

Необходимо отметить некоторые особенности промывки наклонных скважин [32 – 34]. Очистка забоя и ствола при бурении наклонных скважин несколько отличается от таковой в вертикальных. В вертикальной скважине даже при незначительном превышении скорости движения потока над скоростью оседания частицы породы наблюдается их вынос из скважины. С уменьшением угла наклона ствола скважины к горизонту, условия транспортирования ухудшаются, так как против силы тяжести, вызывающей выпадение частиц шлама на стенку скважины, действует только часть взвешивающей силы, что ведет к необходимости увеличения скорости восходящего потока, а, следовательно, и расхода жидкости. Наиболее тяжелые условия транспортирования наблюдаются на горизонтальных участках ствола скважины.

По данным зарубежных исследователей [21] при алмазном бурении необходимо создавать скорости восходящего потока в размывающихся породах 0,3 м/с, а в устойчивых 0,4 м/с. Увеличение скорости более 0,5 м/с технологически нецелесообразно. Для расчета подачи бурового насоса, обеспечивающей указанные скорости восходящего потока, ведущими зарубежными фирмами принята формула:

$$Q = qS, \quad (2.1)$$

где q – удельный расход промывочной жидкости на единицу площади зазора между бурильными трубами и скважиной, S – площадь затрубного зазора.

Удельный расход жидкости изменяется в пределах 1,8 – 3 л/(мин·см²); для нормальных условий бурения принимают $q = 2,4$ л/(мин·см²).

2.2 Основные требования к качеству очистки ствола и забоя скважины и факторы, определяющие их чистоту

Как известно, бурение скважин без осложнений и качество их цементирования зависит от правильного решения вопросов связанных с промывкой скважины. В настоящее время без хорошо организованной промывки забоя и ствола скважины немыслимо дальнейшее развитие глубокого и сверхглубокого бурения. Однако решение вопросов совершенствования промывки скважин довольно сложно, что объясняется наличием большого количества работ на эту тему и существованием в выводах авторов значительных расхождений.

При бурении скважин вынос выбуренной породы на дневную поверхность происходит двумя путями: мелкие частицы шлама (размером менее 0,5 мм) «переходят в раствор», резко увеличивая его вязкость и содержание твердой фазы, крупные же обломки горных пород выносятся на дневную поверхность за счет скоростного напора промывочной жидкости.

Накопление выбуренной породы на забое зависит от механических, гидравлических и технологических факторов, имеющих место в процессе бурения, от плотности и прочности разбуриваемых горных пород, режима их разрушения долотом. Так, при высоких осевых нагрузках на долото, разбуривание слабopочных пород вызывает повышение скоростей бурения в начале рейса долота, но затем вследствие обильного накопления выбуренной породы на забое резко снижаются темпы углубления скважины.

Выбуренная порода накапливается часто на забое при подаче недостаточного количества бурового раствора, который не обеспечивает выноса и транспортировки разрушенной породы с забоя скважины.

Несоответствие количества подаваемой промывочной жидкости на забой может привести к тому, что на забое образуется до 85 – 95% крупного шлама, на измельчение которого требуется до 50 – 75% мощности, подводимой к буровому долоту. Кроме того, увеличение содержания твердой фазы в буровом растворе ведет к резкому снижению буримости горных пород, возрастанию абразивного износа бурового инструмента, что снижает его работоспособность и долговечность. При таких условиях бурения трудно получить высокие технико-экономические показатели, поскольку такой режим бурения неэффективен [34 – 36].

Не менее важную роль в накоплении выбуренной породы играет режим промывки скважины.

Вынос частиц выбуренной породы потоком бурового раствора может быть осуществлен тогда, когда восходящая скорость бурового раствора будет превосходить скорость погружения частицы и абсолютную скорость подъема ее с забоя скважины. Однако в реальном потоке бурового раствора в скважине распределение скоростей по сечению потока зависит от многих факторов: фор-

мы сечения ствола скважины, реологических свойств бурового раствора, режима и скорости истечения бурового раствора, формы и плотности обломков твердых тел, соотношение между линейными размерами частиц шлама и поперечными размерами кольцевого пространства скважины и т.д. Поэтому скорость выноса выбуренных частиц потоком промывочной жидкости носит весьма сложный характер, который еще слабо изучен и требует как лабораторного, так и промыслового изучения.

Сложность оценки выноса выбуренной породы с забоя скважины и в затрубном пространстве обусловлена, прежде всего, пульсацией скоростей потока, изменением скоростей течения по стволу вследствие кавернозности, изменения его конфигурации и т.п.

Очистка забоя скважины от выбуренной породы представляет собой сложный гидродинамический процесс. В большинстве работ по промывке скважин рассматривается лишь вынос выбуренной породы из кольцевого пространства скважины. Достаточно мало сведений по вопросу выноса шлама при промывке наклонных скважин [34].

Режим промывки забоя скважины существенно сказывается на реализации гидравлической мощности струи бурового раствора при разрушении горной породы гидромониторными долотами [20].

Повышение реологических характеристик системы бурового раствора ухудшает очистку забоя от выбуренной породы, увеличивает гидродинамические сопротивления и потери давления в циркуляционной системе скважины.

Выполнение различных операций, связанных с проводкой скважин и возникающие при этом явления (например, изменения гидродинамического давления, в скважине возникающие при спускоподъемных операциях), также влияют на транспортирующую и удерживающую способность промывочной жидкости [39].

В поддержании ствола скважины в чистом состоянии большое значение имеет применение промывочных жидкостей, свободных от посторонних твердых частиц (выбуренной породы), что должно достигаться высококачественной очисткой промывочной жидкости от бурового шлама.

С увеличением содержания твердой фазы в буровом растворе можно бороться двумя способами: регулирование процесса диспергирования с помощью химических реагентов или разбавлением раствора. Однако химическая обработка стоит дорого, а разбавление приводит к повышенному расходу основных химических реагентов, используемых для регулирования свойств самого раствора.

Установившейся процесс работы породоразрушающего инструмента на забое скважины должен всегда представлять собой состояние динамического равновесия процессов разрушения горной породы и удаления продуктов разрушения в кольцевое пространство [21, 34, 41]. Поэтому для правильного понимания вопросов промывки забоя скважины необходимо хорошо знать основные закономерности указанных процессов и влияние различных факторов на эти процессы.

На степень очистки забоя скважины от частиц разрушенной породы оказывает влияние ряд факторов [19, 21, 42]:

1. Скорость потока и расход очистного агента. Из этих взаимосвязанных факторов наибольшее значение имеет скорость потока, причем ее горизонтальная составляющая направлена вдоль забоя. Величина расхода очистного агента влияет главным образом на удаление разрушенной породы по стволу скважины, скорость же потока непосредственно обеспечивает удаление частиц шлама с самого забоя [22].

При движении очистного агента на забое скважины скорость его потока касательна к поверхности забоя, и частица шлама, расположенная на дне потока, испытывает действие силы, которая отрывает ее от забоя и удерживает во взвешенном состоянии. Подъемная сила возникает вследствие несимметричного обтекания ее потоком за счет неравномерности профиля скоростей в движущемся потоке очистного агента, вертикальных составляющих турбулентной пульсации скорости потока, а также возникающих в придонном слое потока вихрей. Подъем частицы шлама с забоя скважины возможен только в том случае, если вертикальные составляющие турбулентных пульсаций скорости в потоке существенно превысят скорость падения частиц в данной промывочной жидкости [43].

Движение промывочного агента между резцами коронки непосредственно на забое скважины сопровождается большим или меньшим уровнем турбулентности потока, значение которого определяется величиной критерия Рейнольдса.

При малых скоростях движения очистного агента в пространстве под торцом коронки может установиться ламинарный режим движения потока с параболическим распределением скоростей по сечению. При критическом значении параметра Рейнольдса ламинарный режим переходит в турбулентный [44], при котором профиль скоростей характеризуется более быстрым нарастанием скоростей у поверхности забоя, а затем и более равномерным их распределением. При турбулентном движении потока у стенки канала всегда будет существовать ламинарный подслой, жидкость в котором движется только ламинарно и где в наиболее высокой степени проявляются ее вязкостные свойства.

Проводимый в настоящее время расчет необходимого количества промывочного агента для очистки скважины из условия выноса частиц шлама в кольцевом пространстве скважины и без учета процессов очистки забоя приводит к тому, что потребная скорость восходящего потока определяется в основном только плотностью промывочного агента [44]. Уменьшение или увеличение плотности приводит соответственно к увеличению или к уменьшению потребной скорости восходящего потока промывочного агента, и инерционные силы потока в этом случае остаются практически неизменными. Вязкость промывочного агента в таких расчетах не учитывается, хотя существенно влияет на величину критерия Рейнольдса и соответственно на уровень турбулентности потока, определяющий эффективность процесса очистки.

Увеличение расхода имеет и отрицательное влияние, так как увеличивается гидродинамическое давление на забой, которое прижимает частицы к забою и затрудняет их удаление. Для совершенствования очистки с учетом этих факторов надо так подбирать породоразрушающий инструмент, чтобы максимально использовать горизонтальную составляющую скорости потока [45].

Практика показала, что наилучшие условия очистки забоя создаются при продувке скважин воздухом, так как благодаря высоким скоростям потока и низкой вязкости воздуха уровень турбулентности потока наиболее высок, а толщина ламинарного подслоя наименьшая [46]. Ухудшение условий очистки при промывке скважины глинистым раствором связано с увеличением вязкости раствора, что приводит к увеличению толщины ламинарного подслоя и снижению уровня турбулентности потока, а также энергетическим затратам на перенос собственно глинистых частиц, т.е. твердой фазы раствора. Повышение показателей работы породоразрушающего инструмента при использовании растворов с содержанием твердой фазы, например малоглинистых или полимерных [47], объясняется усилением в потоке турбулентных пульсаций.

Таким образом, расчет потребной скорости восходящего потока промывочного агента и его расход должен с учетом процессов очистки забоя скважины и вязкостных свойств применяемого очистного агента [27].

2. Величина плотности очистного агента оказывает двоякое влияние на очистку забоя. С увеличением плотности увеличивается выносная способность очистного агента и гидравлическая сила потока. С другой стороны, с увеличением его плотности возрастает гидростатическое давление на забой, которое увеличивает прочность породы, затрудняя ее разрушение, и усиливает прижатие уже отделенных частиц к забою за счет разности давления сверху и снизу частицы (дифференциальное давление). Отрицательное воздействие плотности, по мнению ряда авторов, имеет преобладающее влияние. При прочих равных условиях наилучшие результаты по очистке забоя получаются при использовании газожидкостных агентов, у которых выносная способность значительно выше, чем у газа, но слабо сказывается вредное влияние гидростатического давления [34].

3. Время воздействия потока на забой. Этот фактор связан с частотой вращения, типом породоразрушающего инструмента и конструкцией его промывочных каналов [48 – 49].

4. Влияние размеров частиц горной породы. На границе потока и неподвижной поверхности скорость его равна нулю и постепенно возрастает с удалением от поверхности раздела, переходя от ламинарного в турбулентный режим. При этом крупные частицы, отделенные от забоя, больше выступающие над его поверхностью, попадают в турбулентную область потока с высокой скоростью и легче выносятся с забоя. Мелкие частицы, прижатые к забою, удаляются хуже. Поэтому очистка забоя происходит лучше при использовании инструмента и способов бурения (шарошечные долота, ударно-вращательное бурение) и в породах, дающих более крупные частицы шлама [37 – 38].

5. На интенсивность очистки забоя могут оказывать существенное влияние некоторые свойства очистного агента. Роль плотности и вязкости очистного агента уже рассмотрена выше. Важное значение для очистки забоя имеет способность агента предотвращать слипание частиц. Таким свойством обладают агенты, содержащие поверхностно – активные вещества (ПАВ) и газожидкостные смеси. ПАВ, обладая высокой проникающей способностью, улучшает очистку и облегчает разрушение породы [50].

Частицы шлама являются продуктом разрушения горных пород, поэтому изучение их фракционного состава, формы и размеров может дать обширную информацию о процессе бурения. Однако отбор проб шлама на устье скважины будет представительным, если будет точно известна глубина образования данного шлама и скорость его подъема, что особенно важно при изучении процессов бурения непосредственно в производственных условиях [43].

Размер частиц шлама при любых способах бурения характерен большим диапазоном: от нескольких микрон до сантиметров [51 – 56]. Для оценки возможности транспортирования шлама потоком очистного агента принимается обычно средний размер частиц, которые вместе с более мелкими фракциями составляют основную часть образующегося шлама. Крупность обломков разрушенной породы зависит от ряда факторов: состава и прочностных свойств горных пород, типа породоразрушающего инструмента и способа разрушения, технологических параметров режима бурения и характера промывки забоя скважины. Как правило, при высокой эффективности процесса бурения образуется большое количество крупной фракции бурового шлама, и, наоборот, чем ниже механическая скорость проходки, тем мельче шлам. Вторичное измельчение ужу оторванных от забоя обломков породы с технической точки зрения нежелательно, так как приводит к дополнительному расходу энергии на бурение, непроизводительному износу породоразрушающего инструмента и снижению общего коэффициента полезного действия процесса бурения. Кроме того, буровой шлам зачастую является единственным носителем информации о составе и свойствах горных пород, и в этом случае представляет интерес его гранулометрический состав. Кроме того, следует отметить, что отдельные частицы на забое могут быть больше среднего размера в 3 – 5 раз. Последнее обстоятельство, по мнению исследователей, не оказывает заметного влияния на очистку скважины, так как эти более крупные частицы, поднимаясь над забоем, подвергаются воздействию боковых поверхностей вращающегося бурового снаряда, измельчаются и уже, затем транспортируются потоком очистного агента.

Средний размер частиц шлама зависит, прежде всего, от конструкции породоразрушающего инструмента. Размер частиц больше при бурении в трещиноватых и зернистых породах, при ударном воздействии инструмента, при бурении с большой осевой нагрузкой и малой частотой вращения [57 – 59].

Считается, что ствол скважины находится в хорошем состоянии, если в нем отсутствуют затяжки, посадки и прихваты бурильного инструмента, проработки тех или иных интервалов. Особенно опасны указанные осложнения при бурении глубоких скважин, когда и бурильная колонна, и буровая установка

работают с нагрузками, близкими к допускаемым. В сильно осложненном стволе могут происходить аварии, которые приводят не только к снижению производительности труда, но и к частичной или полной потере ствола скважины; затрудняется успешный спуск обсадных колонн до проектной глубины; очень часто затягиваются геофизические исследования, а иногда они заканчиваются аварийными работами.

Одной из основных причин плохого состояния ствола скважины является сильная зашламленность его. Вся, попадающая в ствол скважины порода, должна своевременно удаляться на дневную поверхность. Эта порода поступает обычно не только с забоя скважины, но и с ее стенок как в результате желобообразования, но и проработки ствола скважины, вызванной сужением его из-за пластической деформации и разбухания горной породы на стенках скважины, так и в результате осыпей и обвалов.

Как правило, размер частиц горной породы, поступающих на забой вследствие нарушения прочности стенок скважины, во много раз больше размер частиц, выбуриваемых на забое, и вынос их на дневную поверхность значительно труднее.

Источниками накопления бурового шлама, вызывающего сальникообразование и осложнения, часто служат места всевозможных (в особенности резких) расширений кольцевого пространства.

В поддержании ствола скважины в чистом состоянии большое значение имеет применение промывочных жидкостей, свободных от посторонних твердых частиц, что должно достигаться высококачественной очисткой промывочной жидкости от бурового шлама. Задача эта очень сильно осложняется при разбурировании горных пород склонных к быстрому диспергированию и растворению в промывочной жидкости, для исключения или минимизации указанных явлений следует ограничивать продолжительность контакта бурового шлама с промывочной жидкостью [60].

Для нормального течения процесса бурения необходимо удалять из забоя частицы шлама, выносить из призабойной зоны и транспортировать либо на поверхность, либо в специальный шламоборник, установленный в нижней части бурового снаряда. Недостаточная очистка скважины приводит к накоплению шлама, затрудняет процесс бурения и может вызвать аварию в скважине. Вследствие этого, только лишь на очистку забоя от выбуренной породы и вынос ее на дневную поверхность приходится свыше 70% всей энергии затрачиваемой на сооружение скважин. Эффективность очистки скважины зависит от таких факторов, как размер и форма частиц шлама, скорость восходящего потока и условия его движения, параметры очистного агента [21, 34].

Тем не менее, до настоящего времени нет единой методики для установления определяющих параметров формы частиц бурового шлама [22].

К. Уильямс считает возможным при расчете скоростей падения частиц шлама учитывать их форму с помощью параметра δ характеризующего степень сплюснутости частиц и определяемого по формуле

$$\delta = t/d_u, \quad (2.2)$$

где t – толщина частицы; d_c – диаметр частицы.

Причем можно принимать в качестве d_c максимальный диаметр окружности описанной около частицы, и в качестве t толщину частицы, замеренную по нормали к плоскости этой окружности.

Несмотря на то, что форма частиц шлама весьма разнообразна, ее всегда можно уподобить определенной геометрической фигуре. При этом следует помнить, что мелкие шероховатости и углубления на поверхности частицы в процессе ее обтекания заполняются жидкостью, образующей неподвижный слой [61]. Это придает частицам большую обтекаемость.

Движение восходящего потока в бурящейся скважине имеет ряд особенностей, влияющих на условия транспортирования частиц шлама:

1. Разнообразии форм частиц шлама, как для разных условий бурения, так и одновременно в одном потоке.

2. Широкий диапазон размеров частиц, одновременно поднимаемых потоком, и наличие некоторого количества частиц более крупных, чем средний расчетный размер.

3. Стесненные условия движения потока с частицами в кольцевом пространстве скважины или внутри буровых труб.

4. Сложный характер движения потока, вызванный вращением бурового снаряда.

5. Возможное эксцентричное расположение буровых труб в скважине.

Хотя каждый из указанных факторов оказывает свое влияние на характер транспортирования частиц шлама, учесть их все весьма затруднительно.

Наиболее существенное влияние, которое должно учитываться при расчетах по выносу шлама, оказывает стесненность пространства и вращение колонны.

Ограниченность пространства кольцевого зазора или сечения буровой трубы будет оказывать влияние на вынос частиц за счет изменения скорости потока по сечению. Частицы шлама в общем случае за счет разности скоростей потока на их границах (действие «подъемной» силы) перемещаются к ядру потока и транспортируются с большей скоростью, чем в неограниченном потоке с такой же средней скоростью.

В настоящее время бурение скважин осуществляется с вращением буровой колонны в скважине. Вращение колонны труб оказывает двойное влияние на характер движения потока очистного агента и соответственно на условия выноса шлама. При концентричном расположении буровых труб относительно скважины их вращение передается потоку очистного агента и происходит его частичное «закручивание», т. е. помимо поступательного движения возникает вращательное движение потока, и траектория его движения становится спиральной [40, 62]. Закручивание потока приводит к увеличению его суммарной скорости и в результате – к увеличению его выносной способности, хотя время подъема частиц может увеличиться за счет увеличения пути их движения до поверхности (по спирали). При эксцентричном расположении труб, которое является наиболее характерным для разведочного бурения, ско-

рость движения очистного агента в кольцевом сечении распределяется неравномерно и в узких частях сечения возникают застойные зоны, где очистной агент вообще не движется. Частицы шлама, попадая в застойные зоны, останавливаются, происходит накопление шлама и скважина зашламовывается. Вращение колонны в таких случаях обеспечивает равномерное перемешивание потока по всей площади кольцевого сечения, что способствует лучшему выносу шлама.

Опыты, проведенные А.С. Денисовым [63], установили, что частицы твердого тела размером 0,295 – 0,417 мм падают при вращении бурильной колонны ($n = 88 \text{ мин}^{-1}$) медленнее на 61,5%, а потребная скорость восходящего потока в этом случае может быть уменьшена на 97,5%.

Таким образом, число оборотов не только влияет на проходку в отношении увеличения темпов разрушения породы, но и должно рассматриваться как один из главнейших факторов, обуславливающих интенсивность выноса выбуренной породы.

Позднее американскими исследователями [40] были поставлены специальные опыты в скважине, обсаженной колонной обсадных труб на всю глубину, для выяснения основных параметров, влияющих на вынос частиц твердого тела из скважины. Были исследованы 23 различные жидкости и установлено, что при вращении бурильных труб подъемная сила потока промывочной жидкости возрастает значительно при структурном режиме течения, при турбулентном – в меньшей степени, причем, достигнув некоторого наивысшего значения, стабилизируется. Увеличение числа оборотов колонны с 35 до 150 мин^{-1} уже мало влияет на скорость подъема. Неожиданным оказался вывод, что раствор с малой вязкостью и малой прочностью структуры имеет большую подъемную силу, особенно для малых частиц, чем раствор с высокими структурно-механическими свойствами. Такое явление позднее объяснено следующим: режим движения раствора с высокой вязкостью обычно структурный, а условия подъема плоских частиц при этом режиме неблагоприятные. Если плоская частица располагается наибольшей поверхностью, т.е. плоскостью перпендикулярно потоку, то за счет различных скоростей каждого слоя жидкости структурного потока происходит поворот частицы на 90° . Плоская поверхность становится параллельно направлению движения и оттесняется в область низших скоростей к стенке скважины. При маловязких растворах обеспечивался турбулентный режим движения жидкости, при котором это явление не наблюдается, так как эпюра скоростей турбулентного потока почти равномерная, и частицы движутся вверх вместе со всем потоком. Отсюда следует, что влияние турбулизации потока на выносную способность жидкости превосходит значения структурно-механических его свойств.

Учесть количественно влияние вращения бурового снаряда на условия выноса частиц шлама сложно. Практически учет положительного влияния вращения бурового снаряда на условия выноса шлама заключается в том, что промывка скважины без бурения (в начале или в конце рейса) должна производиться с вращением снаряда [22].

Поток очистного агента должен обеспечивать:

1. Наиболее полную и быструю очистку забоя от разрушенной породы.
2. Вынос основной массы шлама из скважины или в шламоборник.
3. Достаточное охлаждение породоразрушающего инструмента.
4. Содействие разрушению породы на забое за счет понижения твердости породы и за счет гидромониторного эффекта.
5. Эффективную работу забойных машин или механизмов: турбобуров, гидро- и пневмоударников, эжекторных снарядов и т. п.

Одновременно необходимо не допускать заметного проявления отрицательных воздействий потока очистного агента, связанных с большими расходами, а именно:

1. Размыв стенок скважины.
2. Размыв и разрушение керна, усиление самозаклинивания керна.
3. Возрастание сил гидравлического подпора.
4. Нарушение работы или разрушение породоразрушающего инструмента – размыв матрицы коронки, заполирование алмазов.
5. Повышенный износ насоса или компрессора и излишние затраты энергии.

Определение рационального расхода очистного агента в большинстве случаев заключается в выявлении границ минимального и максимального расходов при подаче агента, за пределами которых происходит ухудшение показателей бурения. Между минимальным и максимальным значениями расходов существует зона, внутри которой и принимается конкретное значение количества очистного агента, подаваемого в скважину в зависимости от конкретных условий бурения.

2.3 Технические средства бурения скважин с обратной схемой циркуляции очистного агента

В основе технологии бурения с гидро- и пневмотранспортом керна и шлама лежит метод непрерывного удаления с забоя выбуренного породного материала и транспортировки его на поверхность потоком очистного агента, что обеспечивается при использовании двойной концентрической колонны бурильных труб, специальных забойных снарядов и конструкций породоразрушающего инструмента. Промывочная жидкость или сжатый воздух нагнетаются в зазор между наружной и внутренней трубами, захватывают с забоя шлам или керн и выносят их на поверхность по центральному каналу [64].

К 1960 г. в США была изготовлена и испытана опытная установка «Коредрилл» для бурения скважин в рыхлых и плотных осадочных породах на глубину до 750 м с диаметром бурения 121 мм – это был первый в мире комплекс технических средств для бурения с применением двойной колонны бурильных труб. Диаметр получаемого керна был 50,8 мм, бурильных труб – 114 мм. Внутренний диаметр керноприемной трубы 63,5 мм. Фирмой «Коре Рековери Инк» в 1966 г. разработана установка для бурения скважин глубиной до 900 м с

применением двойной колонны бурильных труб и непрерывным отбором керна. В Техасе в 1960 г. была испытана буровая установка «Конкоре – 2000», которая позволяет бурить нефтяные и газовые скважины с непрерывным выносом керна на поверхность, при максимальной глубине бурения достигающей 1350 м. Установкой «Конкоре – 2000» можно бурить как с выносом керна, так и сплошным забоем [65].

В отечественной практике бурения подобная технология не применялась, и технические средства отсутствовали.

Экспериментальные исследования по бурению скважин с непрерывным выносом керна по двойной колонне бурильных труб были начаты в 1968 г. ВПО «Союзгеотехника» [66].

Исследования проводились с использованием установки ВВС – 20DH (Великобритания). По результатам исследований в ВПО «Союзгеотехника» были созданы образцы комплекса технических средств для бурения с обратной промывкой. В состав комплекса входили твердосплавные коронки диаметром 76 мм, керноломные устройства, двойные бурильные трубы диаметром 73 мм, промывочный сальник – вертлюг и система обвязки устья скважины. Комплекс предназначен для бурения скважин глубиной до 100 м. Диаметр получаемого керна 32 мм. В последующие года в СКБ были разработаны комплексы технических средств КГК – 100 и КГК – 300 для бурения скважин с обратной промывкой и гидравлической транспортировкой керна на поверхность по двойной колонне бурильных труб.

Комплекс КГК – 100 (КГК – 300) предназначен для бурения скважин глубиной до 100 м (300 м) в мягких породах II – IV категорий по буримости с прослоями пород V – VII категорий при поисково-съёмочных работах, геологическом картировании и разведке месторождений полезных ископаемых (рис. 2.1). Выбуренная порода и керн улавливаются лотками керноприемного устройства, смонтированного над передвижной емкостью, которая позволяет создать замкнутую схему циркуляции промывочной жидкости. Бурение скважин выполняется без крепления их обсадными трубами, так как стенки скважины не подвергаются эрозионному воздействию потока промывочной жидкости. Система нагнетания и отвода промывочной жидкости включает нагнетательный и керноотводящий рукава, а также вентиль, с помощью которого можно оперативно изменять направление потока жидкости в центральном канале колонны с обратного на прямое [67].

В общем виде технологический процесс бурения скважин с применением двойной бурильной колонны отличается от традиционного колонкового способа бурения отсутствием периодического подъема на поверхность забойного снаряда для извлечения из колонковой трубы керна. Снаряд поднимают лишь для замены пришедшего в негодность породоразрушающего инструмента или в аварийных ситуациях [68 – 69].

Эта особенность предъявляет определенные требования к отработке породоразрушающего инструмента, особенно в разрезах с прослоями твердых абразивных пород. Так, при большом уменьшении наружного диаметра породо-

разрушающего инструмента возрастает время, затрачиваемое на разбуривание закопченного участка скважины, и опасность заклинивания и прихвата инструмента.

Другая не менее важная особенность технологии – применение принципиально новой системы обратной промывки (продувки). Промывочная жидкость подается насосом через напорный шланг системы промывки и сальник в кольцевой канал двойной бурильной колонны, доходит до коронки и, подхватив разбуренную породу, поднимается по центральному каналу на поверхность. Минимальный переток промывочной жидкости в затрубное пространство или полное его отсутствие обеспечивается перекрытием центрального отверстия коронки, поступающим из – под ее торца керношламовым материалом. Изолирующие качества выбуренной породы позволяют реализовать внутреннюю циркуляцию промывочной жидкости при бурении с гидротранспортом керна. Порода в сочетании с элементами коронки образует пакер, работоспособность которого определяет стабильность внутренней циркуляции и всего процесса бурения.

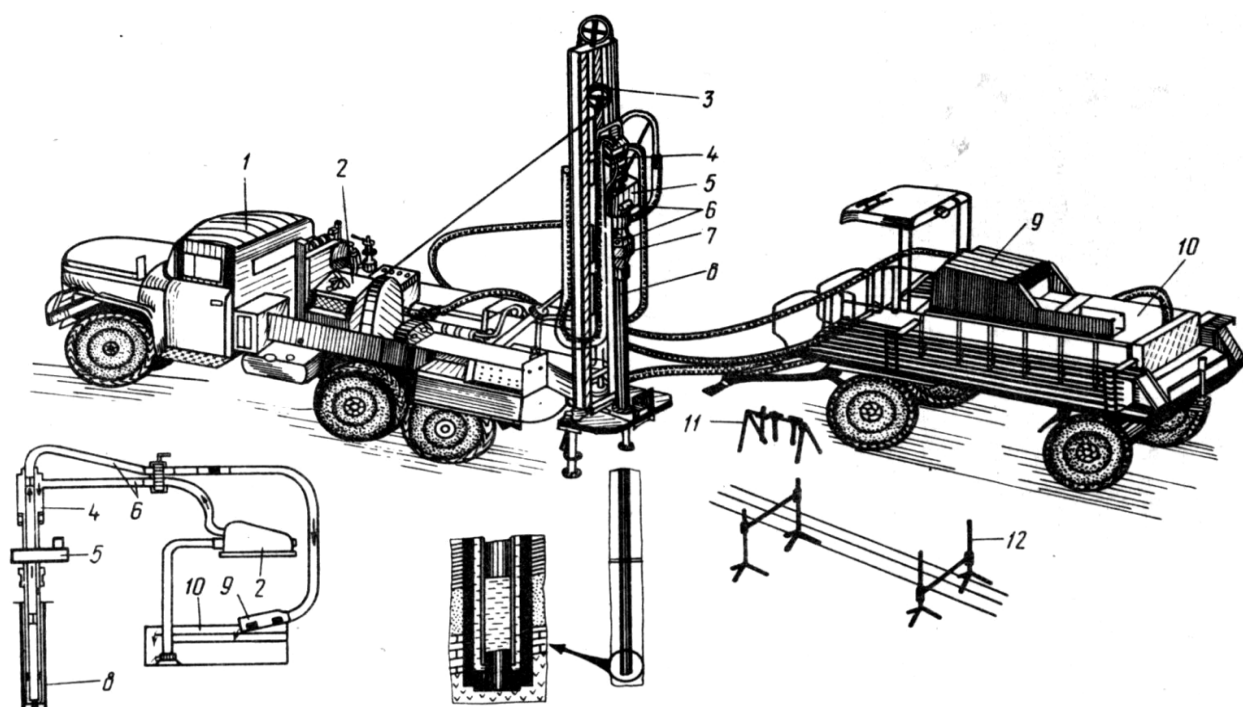


Рис. 2.1 Комплекс технических средств КГК

1 – буровая установка УРБ 2А – 2 ГК; 2 – буровой насос НБ 4; 3 – мачта; 4 – сальник; 5 – подвижный вращатель; 6 – промывочный рукав; 7 – элеватор; 8 – бурильные трубы; 9 – керноприемное устройство; 10 – прицеп – емкость; 11 – вспомогательный инструмент; 12 – специальный стеллаж.

При данной схеме промывки отсутствует прямой контакт потока очистного агента и выбуриваемой породы со стенками скважины, что предохраняет последние от размыва [70 – 71]

Опыт бурения геологоразведочных скважин с продувкой сжатым воздухом показал, что при наличии компрессоров производительностью 9 – 10 м³/мин при давлении 0,7 – 0,8 МПа можно бурить скважины глубиной до 250 м с хорошими технико-экономическими показателями [72 – 73].

К числу основных достоинств указанного способа относят: снижение расхода промывочной жидкости; снижение числа спускоподъемных операций; уменьшение искривления скважины; высокие механические скорости бурения (это обусловлено рядом факторов: хорошей очисткой забоя от выбуренной породы, предупреждающей повторное переизмельчение керна и шлама; снижением гидростатического и гидродинамического давления на забое скважины; уменьшением числа подклиниваний керна и шлама в забойном снаряде, а также облегчением ликвидации подклиниваний без подъема инструмента на поверхность); высокая достоверность опробования, что обусловлено оперативным выносом на поверхность всего объема выбуренной породы; возможность эффективного бурения в осложненных условиях [74].

Вместе с тем существует и ряд недостатков: сложность конструкции двойной колонны бурильных труб, сложность конструкции вертлюга, возможность заклинивания керна в центральном канале.

Основные задачи по совершенствованию технологии бурения с гидротранспортом керна изложены в работе [75]. К наиболее актуальным задачам в области теории гидротранспорта керна следует отнести: разработка методики определения скорости движения керна и шлама в центральном канале двойной бурильной колонны; исследование влияния механической скорости на показатели режима транспортирования керна; разработка методики определения гидравлических сопротивлений в двойной бурильной колонне; определение геометрических размеров бурильной колонны.

При бурении скважин с непрерывным выносом керна восходящим потоком возникает необходимость определения такого расхода промывочной жидкости, при котором бы обеспечивалась полная очистка забоя от разрушенной породы и соблюдались заданные условия транспортировки керна по внутреннему каналу двойной бурильной колонны.

Закономерности движения твердого тела плохо обтекаемой формы (каким и является керн) в восходящем потоке промывочной жидкости в условиях малых зазоров между керном и трубой в настоящее время мало изучены.

Как известно, комплекс с гидротранспортом керна предназначен для бурения по породам II – IV категорий по буримости – это глины, суглинки, слабосцементированные пески, аргиллиты, песчано-гравийные отложения.

Бурение по несвязным породам осуществляется с максимальными механическими скоростями, исходя из этого необходимо подбирать такую производительность насоса, которая обеспечивала бы соответствующую очистку забоя скважины.

Теоретически 90% центрального канала, при бурении по плотным породам, заполнено керном и лишь 10% кольцевой площади остается для прохода шлама. Объем шлама, образующегося в единицу времени, почти в 4,5 раза превосходит объем керна. В этом случае разница площадей каналов для прохождения керна и шлама порождает его сжатие, напрессовку его на керн, что нарушает его структуру, поэтому следует обеспечить такую производительность насоса, которая бы сводила к минимуму время контакта шлама с керном [76].

Однако в настоящее время, вопросы транспортирования шлама и керношламовой смеси по центральному каналу двойной бурильной колонны практически не рассматриваются в литературе [77 – 78].

Влияние наличия керна в центральном канале на величину перепада давления исследуется в работе [79]. В результате проведенных исследований указывается, что перепад давления на транспортировку керна незначителен, однако этот вопрос требует дальнейшего исследования с учетом различных механических скоростей бурения.

При вращении двойной бурильной колонны, керн, находящийся в центральном канале колонны под действием центробежных сил будет отбрасываться на стенку внутренней трубы, следовательно, величина перепада давления при эксцентричном расположении керна будет отличаться от величины перепада давления при транспортировании керна находящегося по центру внутренней трубы. Поэтому, необходима разработка методики, позволяющей учитывать указанные условия.

Для быстрого развития комплекса технических средств бурения с гидротранспортом керна целесообразно вести поиск путей расширения областей применения метода (например, увеличение глубины бурения) за счет совершенствования бурового инструмента и, прежде всего, его главного элемента – двойной бурильной колонны.

Методика определения геометрических размеров двойной бурильной колонны предложена в работе [80]. В качестве определяющих параметров приняты диаметр керна и минимальная ширина кольцевого забоя скважины без учета гидравлических параметров. Поэтому, существенные потери давления в существующей двойной бурильной колонне наблюдаются в кольцевом канале.

Как указывается в работе [81] для увеличения глубины бурения необходимо разработать конструкцию двойной колонны бурильных труб, отвечающую кроме технологических параметров и минимуму суммарных гидравлических потерь в центральном и кольцевом канале. Предельная глубина бурения регламентируется допустимыми гидравлическими потерями при использовании конкретного насоса.

Для получения наименьших гидравлических сопротивлений при прокачивании промывочной жидкости в кольцевом и центральном канале нужно стремиться достигнуть одинаковой скорости нисходящего и восходящего потоков промывочной жидкости. Это возможно при создании равных площадей гидравлических контуров.

Внутренний диаметр колонны для бурения с гидротранспортом керна определяется из условий свободного прохода керна через колонну. Во всех случаях необходимо стремиться к минимальной разнице диаметра керна и внутреннего диаметра колонны. Это существенно уменьшает габариты колонны.

2.4 Особенности обратной схемы циркуляции очистного агента, связанные с геолого-техническими факторами

В отличие от обычной технологии, бурение с гидротранспортом керна позволяет беспрепятственно проходить скважины в зонах поглощения промысловой жидкости, в водонапорных песках и набухающих разновидностях глин, в мерзлых породах, теряющих устойчивость при оттаивании.

Неблагоприятными условиями для бурения этим методом являются наличие в толще мягких отложений пропластков пород VIII – IX категории даже небольшой мощности с частой перемежаемостью абразивных твердых и мягких пород, галечного материала, а также необходимость заглубления в породы кристаллического фундамента на глубины более 3 м [82].

Правильность ведения технологического процесса при бурении с гидротранспортом керна приобретает особенно большое значение, поскольку определяет не только технико-экономические показатели, но и в целом получение положительного результата.

Специфика процесса бурения заключается в высоких скоростях его протекания, образовании большого объема разрушенной породы в единицу времени, некоторой неопределенности распределения потока промысловой жидкости в призабойной зоне.

При отработке технологии и режимов бурения должно обеспечиваться эффективное разрушение породы, своевременное отделение и удаление керна, вынос шлама из-под торца коронки, стабилизация стенок скважины, предотвращение образования сальников на колонне и подклинок керна в ее внутреннем канале.

Разнообразие геологических условий и свойств буримых пород, видов работ, на которых применяется данный метод, требуют разработки в каждом случае широкого круга технологических вопросов, начиная с выбора породоразрушающего инструмента, определения рациональных режимов бурения, способов стабилизации скважины при бурении с применением различных промысловых жидкостей и схем циркуляции, методов отбора проб и т.д.

При бурении с гидротранспортом керна твердосплавными коронками буримость пород не может быть достаточно полно охарактеризована средней категорией. Важным фактором является величина и мощность твердых пропластков, которые решающим образом влияют на ресурс породоразрушающего инструмента.

Увеличение мощности пропластков и повышение их твердости до VIII и более категории по буримости делает невозможным применение твердосплавных коронок. В таких случаях практикуется перебуривание отдельных интерва-

лов с прямой промывкой шарошечными долотами или обычными колонковыми снарядами с алмазными коронками. Колонковые снаряды применяются также при отборе керна коренных пород.

При бурении с гидротранспортом керна следует различать параметры режима бурения, которые устанавливаются оператором, и показатели процесса бурения, зависящие от геолого-технических условий, физико-механических свойств пород, состояния ствола скважины, обводненности и т.д. К первым относятся осевая нагрузка, частота вращения и интенсивность промывки, ко вторым – механическая скорость, крутящий момент, усилие подъема инструмента и давление промывочной жидкости.

Косвенными показателями правильности режима бурения являются интенсивность и загрузка восходящего потока промывочной жидкости, а также уровень жидкости в затрубном пространстве и состояние керна материала.

Значения параметров и их сочетания в конкретных условиях корректируются исходя из достигаемых скоростей, и возникающих при бурении крутящих моментов [83].

В табл. 2.2 приведены технологические параметры процесса бурения с гидротранспортом керна в породах с различными физико-механическими свойствами, разработанные на основании лабораторных и промышленных исследований [27], а в табл. 2.3 приведены циркуляционные характеристики насоса НБ 4 – 320/63, поставляемого в комплекте установок КГК – 100(300) и двойной буровой колонны.

Таблица 2.2

Параметры режима бурения и расхаживания в различных породах

Породы	Бурение			Расхаживание	
	Частота вращения, с ⁻¹	Нагрузка на забой, кг	Подача жидкости, дм ³ /мин	Интервал, м	Высота, м
Вязкие глины и суглинки	5,4	560 – 900	200 – 320	1 – 1,5	1 – 1,5
Пески, супеси	5,4	450 – 900	125	2 – 2,5	0,5
Гравийно-галечниковые отложения	2,3 – 2,8	600 – 1000	180 – 260	0,3 – 1,0 (перед наращиванием осуществлять 3 – 7 расхаживаний на высоту 3 – 4 м)	0,2 – 0,5 (перед наращиванием осуществлять 3 – 7 расхаживаний на высоту 3 – 4 м)
Алевриты, аргиллиты	4,2	700 – 1200	180	0,3 – 0,5	0,1 – 0,5
Песчаники, известняки	4,2	800 – 1600	180	0,1 – 0,5	0,1 – 0,5
Окремненные породы	4,2	1500 – 1800	180	0,05 – 0,1	0,05 – 0,1

В мягких породах основным параметром, характеризующим процесс бурения, является скорость подачи, а при бурении твердых пород – осевая нагрузка.

Наиболее эффективно и наименее энергоемко бурение с применением малых и средних осевых усилий на забой – примерно 3000 – 7000 Н при частоте вращения инструмента 4,2 – 5,4 с⁻¹ и подаче промывочной жидкости 180 л/мин.

Бурение с выносом керна принципиально возможно и при подаче жидкости в количестве 60 – 70 л/мин, поскольку при этом обеспечивается движение керна вверх со скоростью 0,6 м/с. Однако следует иметь в виду, что при бурении в рыхлых породах с подачей воды менее 100 л/мин возможны зашламование центрального канала бурильной колонны и увеличение частоты подклинивания в нем керна [69]. Давление нагнетания для подачи воды 200 л/мин составляет на глубине 100, 200 и 300 м соответственно 0,8 – 1; 1,8 – 2,2 и 3,2 – 3,5 МПа.

Таблица 2.3

Циркуляционные характеристики насоса НБ 4 – 320/63, поставляемого в комплекте установок КГК – 100(300)

Подача жидкости, л/мин	Подача жидкости, л/мин	Скорость течения жидкости во внутренних трубах двойной бурильной колонны, м/с
32	0,00053	0,39
55	0,00092	0,67
88	0,0015	1,09
125	0,0021	1,53
180	0,003	2,18
320	0,0053	3,85

При бурении в сложных геолого-технических условиях возникает необходимость в специальных технологических мерах, направленных на уменьшение интенсивности поглощения промывочной жидкости, стабилизацию стенок скважины, обеспечение соответствия ресурса породоразрушающего инструмента глубине скважины.

Важным средством повышения эффективности бурения с гидротранспортом керна является выбор соответствующей промывочной жидкости [70].

В большинстве случаев используется техническая вода, которая позволяет бурить без осложнений и с достаточными скоростями в таких условиях, в которых при обычном колонковом способе применяется глинистый раствор. При этом расход жидкости снижается в несколько раз. Однако по мере усложнения геолого-технических условий – появления в разрезе неустойчивых пород и увеличения глубин – возникает необходимость применения специальных жидкостей и схем циркуляции.

Промывочные жидкости для бурения с гидротранспортом керна в осложненных условиях должны обладать высокой несущей способностью при сравнительно небольшой вязкости, низким фильтрационным расходом и хорошими коагулирующими свойствами (табл. 2.4).

Эффективность бурения зависит также от свойств и уровня промывочной жидкости в затрубном пространстве и способа его поддержания.

Керновый материал в зависимости от физико-механических свойств пород обычно представлен тремя разновидностями [68 – 69, 84]:

– «столбиками» – образующимися при бурении глин, меловых отложений и других плотных пород; длина столбика, обеспечиваемая конструкцией кернолома, обычно составляет 15 – 20 см, а его диаметр 28 – 38 мм; однако при перебурке пластичных пород его длина значительно увеличивается и на поверхность керн поступает практически одним сплошным конгломератом;

– «пульпой» – характерной для почвенного слоя, суглинков, песков, коры выветрелых кристаллических пород, контактов мела, отдельных разновидностей глин, бурового угля; пульпа представлена различными по величине кусочками породы;

– «лепестками», образующимися при расхаживании бурового снаряда в ходе проработки ствола скважины, а также при бурении слабопластичных пород; представляют собой вытянутые полоски длиной 30 – 70 мм и толщиной 5 – 10 мм.

Таблица 2.4

Рецептура промывочных агентов для различных геолого-технических условий бурения

Глубина скважины, м	Характеристика пород в разрезе	Рецептура промывочной жидкости	
		В колонне	В затрубном пространстве
До 150	Глинистые породы, окисленные коры выветривания, 8% неустойчивых слабосвязанных пород	Вода или вода и 2% К – 9	Скважинная вода (естественный глинистый раствор)
До 150	Глинистые породы, коры выветривания с содержанием до 12% щебнистого материала, мощность неустойчивых пород до 15м	Вода или 2 – 3% К – 9	Глинистый раствор вязкостью до 30 с бентонитом без полимерных добавок
До 200 – 300	Глинистые породы, суглинки трещиноватые, коры выветривания. Прослойки песка до 1,5 м.	Вода или 2 – 3% К – 9	Глинистый раствор вязкостью до 35 с содержанием К – 9 до 2,5%
До 300	Глинистые породы, коры выветривания с содержанием щебня, пропластками алевролитов, песчаников, хлорит-сероцитовых и углесодержащих сланцев. Мощность трещиноватых и неустойчивых интервалов до 25%	Глинистый раствор с добавкой 3 – 4% К – 9, вязкость 30 – 35, плотность до 1,1 г/см ³	Тоже, что и колонне (закачивание с забоя и подлив через устье)

Керношламовый материал позволяет:

– изучить рыхлые породы мезозойского и кайнозойского возраста с целью построения стратиграфических схем их залегания;

- изучить рыхлые слабо литофицированные отложения и геологические тела сложного пространственного размещения с пестрым литофациальным составом;
- четко определить контакты суглинков и глин с продуктивными угольными пластами;
- обнаружить элементы – индикаторы меди, свинца, цинка при геохимических поисках глубинных вторичных ореолов рассеяния полиметаллического оруденения;
- литологически расчленить разрезы и изучить элементы тектонического строения;
- оценить общую угленосность, установить границы зоны окисления пластов, определить зольность углей;
- оценить запасы, изучить фундамент и рыхлые отложения, опробовать нерудные полезные ископаемые (в комплексе с колонковым способом бурения).

Керновый материал позволяет также проводить все современные виды опробования, включая палеомагнитный, микропалеонтологический, литологический, термический и другие анализы.

При бурении по полезному ископаемому необходимо обеспечить точную привязку отобранного керна к глубине скважины и максимально сохранить структуру и объемный выход керна. Эти два основных требования обеспечиваются специальными приемами технологии бурения. В целях предотвращения перемешивания материалов в лотке при отборе пробы по полезному ископаемому следует заранее снизить подачу жидкости до 100 – 120 л/мин [68 – 69].

Для получения керна с минимально нарушенной структурой из пластичных пород коронку задавливают в забой на 0,1 – 0,3 м без вращения с промывкой. Отрыв столбика керна осуществляется включением вращения.

После заполнения керном одного или нескольких лотков в керноприемном устройстве производится укладка материала в ящики, которые устанавливаются на борту емкости.

Выносимый материал из несвязных пород типа песков отбирается из коробчатых шламоборников, с поддона устройства. При расстановке этикеток в керновых ящиках необходимо учитывать, что в пластичных породах линейный выход керна может достигать 150 – 200 % и более [68, 84].

Сопоставление геологических данных, полученных по результатам бурения обычным колонковым способом и с гидротранспортом керна, показывает, что в последнем случае возможно более точное построение разреза благодаря обнаружению пропластков, разрушаемых при обычном, в том числе и безнасосном, способе бурения. Это подтверждается и геофизическими данными, выявляющими глубины и мощность пропластков различных пород с точностью не менее $\pm 0,2$ м, что находится в пределах точности интерпретации каротажных диаграмм. КERN при применении метода бурения с гидротранспортом образцов породы не загрязнен глинистым раствором, что повышает его качество и достоверность анализов.

С целью получения надежной геологической информации технология бурения, методика отбора проб и их привязка к глубине должны быть отработаны для каждого вида полезного ископаемого с учетом конкретных геолого-технических условий.

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 2

1. Даны сведения об основных методиках определения расхода очистного агента при прямой схеме циркуляции.

2. Проанализировано влияние параметров очистного агента на забойные процессы разрушения пород и транспортировки частиц шлама.

3. Показана взаимосвязь между физико-геометрическими характеристиками частиц шлама и циркуляционными процессами на забое и в стволе скважины.

4. Приведена краткая историческая справка о развитии метода бурения с обратной циркуляцией очистного агента (гидротранспорт керна).

5. Показаны особенности схемы циркуляции очистного агента, связанные с разнообразием геолого-технических факторов.

6. Рассмотрены технологические аспекты метода бурения с гидротранспортом керна.

РАЗДЕЛ 3 ТЕОРИЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ КЕРНО-ШЛАМОВОГО МАТЕРИАЛА С ПОТОКОМ ЖИДКОСТИ

3.1 Гранулометрический анализ шлама

Большой интерес для теории и практики проектирования режимных параметров процесса бурения горных пород представляет вопрос о гранулометрическом составе продуктов разрушения. В значительной мере последний является показателем скорости бурения и величины затрат энергии на 1 м проходки. По гранулометрическому составу продуктов разрушения можно судить о совершенстве конструкций породоразрушающего инструмента и рациональности режимов его работы. Без учета гранулометрического состава буровых шламов практически невозможна разработка эффективных (в отношении скорости и энергоемкости) способов очистки скважин, а также точных и удобных в практическом отношении методов их расчета. Кроме того, гранулометрический состав продуктов разрушения, выходящих из устья скважины, определяет эффективность работы шламоотделяющих средств, а возможность его оценки имеет большое значение при решении задачи очистки воздуха в подземных выработках. По общим вопросам гранулометрии имеется достаточно обширная литература, например [85 – 86]. Применительно к бурению скважин гранулометрией продуктов разрушения занимались вскользь, и в литературных источниках содержатся об этом только отрывочные сведения.

Установлено, что размеры частиц бурового шлама перечисленных горных пород распределяются по логарифмически нормальному закону. А. Н. Колмогоров [86] доказал теоретическим путем, что при дроблении получаемые размеры частиц должны соответствовать логарифмически нормальному закону, а сам закон получил достаточную экспериментальную проверку у геологов (на естественно раздробленных материалах) и обогатителей (при дроблении на различных мельницах).

Однако этот закон не подвергался серьезной экспериментальной проверке на частицах с очень малыми размерами (0,05 мм и тоньше), при которых могут сказываться эффекты, связанные со строением дробимого материала. Кроме того, для разработки рациональной очистки скважин и методов ее расчета необходимо знать фракционный состав продуктов разрушения не только на самом забое, но и на устье скважины (в зависимости от характера пересекаемого геологического разреза, конструкции и глубины скважины и других факторов они могут сильно различаться).

В работах [51 – 52, 56] приведены следующие результаты изучения гранулометрического состава шлама. При вращательном бурении наибольшая вероятность встречи частиц с размером от 1 до 15 мкм, а при ударно-вращательном – от 5 до 40 мкм, в зависимости от типа коронки. Выполненные экспериментальные исследования позволили проанализировать влияние ряда факторов на дисперсионный состав бурового шлама.

Исследование влияния состава и свойств горных пород на дисперсионный состав продуктов разрушения при бурении мелкоалмазными коронками проводился на роговике, мраморе, песчанике. Роговик обладал плотной, массивной, однородной микропрожилковой текстурой и мелкозернистой, размернозернистой структурой. Представлен кварцем и полевым шпатом (75%), остальное – актинолит и хлорит. По буримости относится к X, XI категориям. Сульфидизированный мрамор, напротив, представлен более мягкими минералами: кальцитом (75%), биотитом (18%), пиритом (10%), эпидотом (остальное). Обладал массивной, плотной однородной текстурой и порфиробластовой структурой, по буримости относился к VI категории. Песчаник имел массивное сложение, слоистый, мелкозернистый с чешуйками слюды и сильно разрушенным полевым шпатом. По буримости относился к VII категории.

Бурение всех пород проводилось одной коронкой 01А4 диаметром 46 мм. Оказалось, что при вращательном бурении мелкоалмазными коронками строение и свойства пород почти не сказываются на геометрических параметрах бурового шлама.

Исследование влияния зернистости алмазов на гранулометрический состав продуктов разрушения производилось при вращательном и ударно-вращательном способах бурения коронками, армированными естественными и искусственными алмазами. Сравнивая параметры шлама, полученного при бурении естественными и искусственными алмазами, легко заметить, что при бурении искусственными алмазами вероятные размеры частиц шлама в 2 – 5 раз больше, чем при бурении коронками, армированными естественными алмазами. Диапазон же варьирования размеров частиц бурового шлама увеличился незначительно. При бурении вращательным способом размер частиц доходил до 2 мм, а при ударно-вращательном – до 3 мм. В том и другом случае бурение велось с гидроударником ГВ-5 и почти на одних и тех же режимах.

Влияние динамических нагрузок на дисперсионный состав бурового шлама можно проследить по шламу полимиктового песчаника, полученного при бурении коронками 01АЗД75К30 и 01МЗД90К60 при одних и тех же режимах бурения. При вращательном бурении частиц размером до 0,005 мм (15 – 25%), а при ударно-вращательном – от 4 до 13%, в то же время при ударно-вращательном бурении значительно увеличивается выход крупных частиц. Так, при вращательном бурении частиц крупнее 0,1 мм 4 – 5%, а при ударно-вращательном – от 13 до 16%. В целом при бурении коронками с естественными алмазами, при наложении динамических нагрузок выход крупных частиц значительно увеличивается.

Влияние интенсивности очистки на размеры частиц бурового шлама изучалось при бурении полимиктового и степановского песчаников вращательным способом. Обе породы бурились при постоянных режимах, варьировалась только интенсивность очистки забоя. Песчаники довольно сильно отличались друг от друга по свойствам. Твердость полимиктового песчаника в 1,5 раза была выше, чем у степановского. В то же время коэффициент пластичности у степа-

новского песчаника в 2 раза выше, чем у полимиктового. Абразивность и динамическая прочность у обоих песчаников была примерно одинакова.

Несмотря на ощутимые различия в механических свойствах песчаников и значительные варьирования интенсивности промывки забоя, результат дисперсионного разделения бурового шлама в качественном отношении оказался одним и тем же. Различие носит лишь качественный характер. При бурении с более интенсивной промывкой выход мелких фракций уменьшился, а крупных – увеличился. Расхождение особенно значительно для крупных фракций и менее значительно – для мелких. Это указывает на вторичное измельчение продуктов разрушения при слабой промывке.

Влияние частоты вращения на дисперсионный состав продуктов разрушения можно проследить на диорите, кремнисто-полевошпатовом роговике, степановском песчанике и сульфидизированном мраморе. Из экспериментальных данных следует, что с увеличением частоты вращения (при постоянной интенсивности промывки забоя) выход мелких фракций возрастает, а крупных – уменьшается. Однако эта тенденция не очень значительная.

Влияние усилия подачи породоразрушающего инструмента на дисперсионный состав продуктов разрушения прослеживается на граувакковом песчанике, кремнисто-полевошпатовом роговике, степановском песчанике и сульфидизированном мраморе. По экспериментальным данным следует, что увеличение усилия подачи приводит к сокращению мелких и увеличению крупных фракций. Причем усилие подачи на размеры шламовых частиц оказывает большее влияние, чем частота вращения. Эта тенденция четче выражена при бурении твердых пород и слабее – более слабых.

Влияние механической скорости бурения на дисперсионный состав продуктов разрушения изучалось при бурении кварцево-полевошпатового роговика вращательным способом коронкой 01МЗ. Изменение механической скорости бурения достигалось за счет одновременного варьирования усилия подачи и частоты вращения бурового снаряда. Если бы изменение режимных параметров не приводило к изменению механической скорости бурения, то одновременное увеличение усилия подачи и частоты вращения инструмента практически не приводило бы к изменению распределения частиц по фракциям, ибо, как следует из изложенного, рост подачи приводит к укрупнению частиц, а рост частоты вращения – к уменьшению. Так как усилие подачи сильнее влияет на дисперсионный состав, то его увеличивали незначительно (на 31 %), а частоту вращения – в значительно больших пределах (в 2 раза). Интенсивность промывки в обоих случаях оставалась на одном и том же уровне. Дисперсионное разделение шлама, полученного при этих режимах бурения, показало, что увеличение механической скорости бурения приводит к значительному сокращению мелких фракций и увеличению крупных. Так, наиболее вероятный диаметр частиц шлама увеличился с 6,9 до 12,3 мкм, а мелких частиц с диаметром до 5 мкм снизился с 42 до 23 %.

Таким образом, увеличение частоты вращения породоразрушающего инструмента при незначительном увеличении усилия подачи не только положи-

тельно сказывается на механической скорости бурения, но и приводит к увеличению физического к. п. д. процесса разрушения горных пород.

Таблица 3.1

Гранулометрический состав шлама по данным ИПИ

Размер частиц, мм	до 0,05	0,05-0,063	0,063-0,1	0,1-0,16	0,16-0,2	0,2-0,315	больше 0,315
Содержание, %	29,71	27,06	12,21	7,78	5,06	5,67	12,51

Исследованиями, проведенными в Иркутском политехническом институте (ИПИ) [56], установлен следующий гранулометрический состав шлама при бурении твердосплавными коронками (табл. 3.1). Бурение осуществлялось на специальном лабораторном стенде, станком с гидравлической подачей. В качестве породоразрушающего инструмента использовалась твердосплавная коронка диаметром 46 мм. Бурение производилось при следующих режимных параметрах: частота вращения – 250 мин^{-1} , осевая нагрузка 300 даН на коронку, количество промывочной жидкости – 20 л/мин.

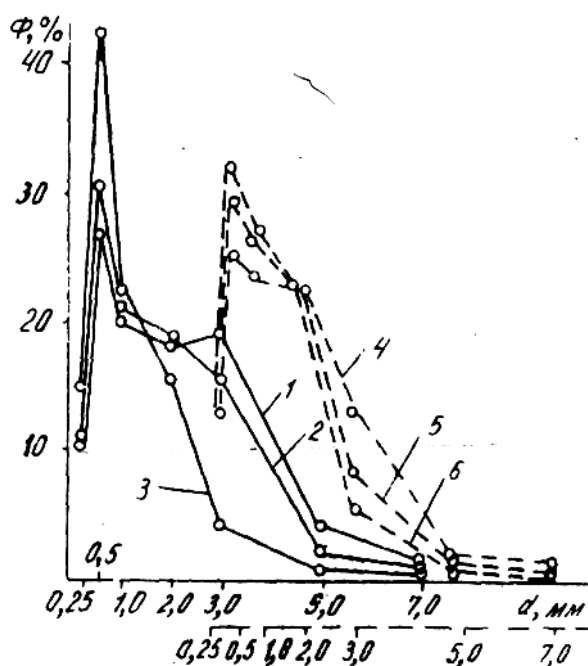


Рис. 3.1 График зависимости фракционного состава от диаметра выбуренных частиц:

- при бурении 85 мм коронкой; 1 – при нагрузке 1200; 2 – 1100; 3 – 825 даН.
- при бурении 118 мм коронкой; 4 – при нагрузке 1350; 5 – 1175; 6 – 1100 даН.

В работе [87] представлены данные по гранулометрическому составу шлама полученные непосредственно на бурящихся скважинах при различных сочетаниях параметров режима бурения. Породоразрушающими инструментами являлись 85 и 118 мм коронки. Подаваемый на забой расход глинистого рас-

твора колебался в пределах 2,5 – 18 л/с. Нагрузка изменялась в пределах 800–2200 даН, а число оборотов 146 – 241 мин⁻¹. На основании данных построены графики зависимости фракционного состава от диаметра выбуренных частиц при различных сочетаниях режимных параметров (рис. 3.1).

Как видно из графика, из всех фракций максимальным по процентному содержанию является 0,5 мм фракция. Эта же фракция, с максимальным значением при всех кривых, -которые выражают зависимость фракционного состава от диаметра при определенной нагрузке, уменьшает свое абсолютное значение с возрастанием осевой нагрузки. Так, для 85 мм коронки с возрастанием осевой нагрузки она уменьшается с 42 до 35%. Уменьшается также 0,25 мм фракция. Остальные фракции увеличиваются. Так, например, при нагрузке 825 даН 3 мм фракция составляет 4%, в то время, как при нагрузке 1100 даН она равняется 15,5%, а при 1200 даН – 19%.

Таким образом, с увеличением диаметра частиц процентное содержание фракции возрастает до определенного предела (до 0,5 мм), затем снижается, а с увеличением осевой нагрузки процентное содержание 0,25 и 0,5 мм фракций уменьшается, а остальных фракций – возрастает.

Наиболее обширные данные имеются о гранулометрическом составе продуктов разрушения при шарошечном бурении. Установлено [55, 88 – 89], что при разбурировании горных пород разные венцы шарошек долота образуют различный по крупности шлам. В случае применения зубчатых долот наиболее крупные частицы шлама формируются под ведущими венцами, образующими рейку. Анализ полученного материала показал, что при совершенной очистке забоя бурящихся скважин и объемном разрушении горных пород наибольшая по содержанию фракция (10 – 22%) в шламе представлена частицами размерами 3 – 5 мм. Доля частиц размерами от 7 до 10 мм составляет 5 – 10%. Частиц крупнее 10 мм в буровом шламе менее 6%. Безусловно, эти данные ориентировочны и должны уточняться по мере накопления материалов по шламовому анализу.

3.2 Определение скорости относительного движения шлама

Расход промывочной жидкости – такой же важный параметр режима бурения, как осевая нагрузка и частота вращения бурового снаряда.

Количество промывочной жидкости, подаваемой в скважину, играет доминирующую роль в формировании керна при бурении в рыхлых слабосвязанных и в подверженных химическому воздействию промывочной жидкости породах.

Энергия потока очистного агента обеспечивает очистку забоя от разрушенной породы, вынос шлама из скважины, охлаждение породоразрушающего инструмента, способствует разрушению породы на забое, используется для привода забойных двигателей и механизмов. Для решения каждой конкретной из этих задач необходима определенная энергия потока [23].

Чрезмерный расход очистного агента может оказывать отрицательное влияние на процесс бурения, вызывая разрушение керна, способствуя его самозаклиниванию, создавая силы гидравлического подпора и другие вредные воздействия, а также вызывает неоправданные затраты энергии и повышенный износ оборудования. Выбор рационального расхода должен производиться с учетом всех этих обстоятельств; он является важной задачей, определяющей эффективность процесса бурения. Минимальный расход очистного агента в общем случае должен обеспечивать решение трех основных задач промывки: очистку забоя скважины от разрушенной породы, очистку ствола скважины, охлаждение породоразрушающего инструмента.

Распределение скоростей по сечению потока зависит от ряда факторов: формы сечения, рода жидкости, режима течения и т.д. неравномерность скорости потока характеризуется отношением максимальной скорости ω_{max} в некотором сечении к средней объемной скорости ω_{cp} в том же сечении, т.е. выражается отношением [35]

$$\alpha = \omega_{max} / \omega_{cp}. \quad (3.1)$$

Известно, что для потока вязкой жидкости в круглой трубе при ламинарном режиме $\alpha=2$; при турбулентном режиме α достигает значений близких к единице. При структурном режиме течения вязко-пластичных жидкостей в зависимости от средней скорости и реологических параметров это отношение изменяется почти от 1 до 1,6.

Таким образом, в зависимости от положения выносимой частицы в потоке скорость ее выноса может изменяться в достаточно широких пределах, и это может явиться причиной того, что определенный процент частиц попавших в зону меньших скоростей, не будет выноситься, хотя значение $u \leq \omega_{cp}$.

В общем случае зависимость механической скорости проходки V_{mex} от расхода промывочной жидкости Q описывается уравнением [26]

$$V_{mex} = Q / (a + bQ) \quad (3.2)$$

где a и b – величины, зависящие от свойств проходимых пород, качества промывочной жидкости, конструкции породоразрушающего инструмента, размера кольцевого пространства и скорости вращения инструмента.

В основе многочисленных существующих методик расчета выноса шлама при бурении лежат известные закономерности движения шара в жидкой или газообразной среде.

Транспортирование частиц разрушенной породы по стволу скважины характеризуется абсолютной скоростью частицы $V_{ч}$, которая связана со средней скоростью потока жидкости в кольцевом пространстве $V_{ж}$ соотношением [22]

$$V_{\sigma} = u + V_{\times}, \quad (3.3)$$

где u – скорость оседания частицы шлама в неподвижной жидкости, м/с.

Поскольку одна из величин $V_{ж}$ или $V_{ч}$ известна, то для определения другой необходимо найти величину u . При этом возможны такие соотношения скоростей рис. 3.2.

Уравнение движения твердой частицы составляют исходя из законов механики и сумму всех сил, действующих на частицу, приравнивают к силе инер-

ции. В условиях гидроподъема это сделать легко, потому, что траектория частицы известна и направления действия всех сил совпадают с направлением движения частицы [90].

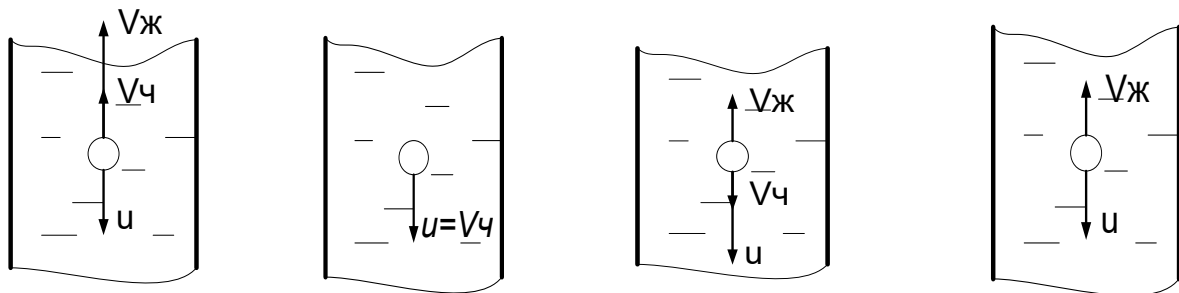
На тело, которое погружается в неограниченном объеме, кроме силы инерции действует сила тяжести

$$G_{\partial} = \rho g V, \tag{3.4}$$

и Архимедова сила

$$P_A = \rho_{жс} g V, \tag{3.5}$$

где $\rho_{ж}$ и ρ – соответственно плотность жидкости и тела, которое погружается, кг/м³; g – ускорение силы тяжести, м/с²; V – объем тела, погруженного в жидкость, м³.



$V_{жс} > u$
 $V_{ч} = V_{жс} - u$
 Частичка движется вверх

$V_{жс} = 0$
 $u + V_{ч} = 0$
 $V_{ч} = u$
 Частичка оседает

$0 < V_{жс} < u$
 $V_{жс}' = u + V_{ч}$
 $V_{ч} = V_{жс}' - u$
 Частичка оседает с некоторой скоростью

$V_{жс} = u$
 $u = V_{жс} + V_{ч}$
 $V_{ч} = u$
 Частичка неподвижна, «витает»

Рис. 3.2 Схемы возможных соотношений скорости движения жидкости и оседания частиц

При появлении относительной скорости между телом и жидкостью возникает сила сопротивления

$$R = C_f \frac{\rho_{жс} u^2}{2}, \tag{3.6}$$

где f – площадь проекции поверхности тела на нормаль к вектору скорости (миделево сечение), м²; C – коэффициент сопротивления, который зависит от формы тела и режима обтекания; u – скорость тела относительно жидкости, м/с; m_T – масса тела, кг.

Уравнение движения тела под действием этих сил можно записать в виде

$$G_T - P_A - R = m_T \frac{du}{dt}. \tag{3.7}$$

Подставляя значения для G_T , P_A и R в уравнение (3.7) получим

$$m_T \frac{du}{dt} = \rho_{жс} g V \left(\frac{\rho}{\rho_{жс}} - 1 \right) - C_f \frac{\rho_{жс} u^2}{2}. \tag{3.8}$$

При неустановившемся движении появляется действие силы инерции, расчеты показывают, что длительность начального периода движения тела из состояния покоя обычно мала, и его можно не принимать во внимание. В общем случае рассматривают движение установившееся и поэтому силу инерции в уравнении (3.8) приравнивают нулю, тогда

$$\rho_{жс} g V \left(\frac{\rho}{\rho_{жс}} - 1 \right) = C f \frac{\rho_{жс} u^2}{2}. \quad (3.9)$$

После преобразований из уравнения (2.9) получаем

$$u = \sqrt{\frac{V}{f} \left(\frac{\rho}{\rho_{жс}} - 1 \right) \frac{2g}{C}}. \quad (3.10)$$

Для частицы шаровой формы объем определяется по формуле

$$V = \frac{\pi d^3}{6}, \quad (3.11)$$

где d – диаметр шара, м.

Проекцией поверхности тела в форме шара на нормаль к вектору скорости будет круг, площадь которого определяется формулой

$$f = \frac{\pi d^2}{4}. \quad (3.12)$$

Подставив (3.11) и (3.12) в (3.10), после преобразований получим

$$u = \sqrt{\frac{4g}{3C} d \left(\frac{\rho}{\rho_{жс}} - 1 \right)}. \quad (3.13)$$

Обозначив в (3.13) отношение $\sqrt{\frac{4g}{3C}}$ через K , получим формулу, которая широко известна под названием формулы Риттингера и довольно распространена в практике инженерных расчетов режима промывки скважин

$$u = \hat{E} \sqrt{d \left(\frac{\rho}{\rho_{жс}} - 1 \right)}. \quad (3.14)$$

При определении скорости оседания частиц шлама в потоке промывочной жидкости также рекомендуют применять формулу Стокса [35], которая имеет следующий вид

$$u = \frac{d^2 (\rho - \rho_p) g}{18 \mu}, \quad (3.15)$$

где μ – динамическая вязкость жидкости.

Эта формула дает удовлетворительные результаты, если число Рейнольдса при обтекании частицы не превышает единицы.

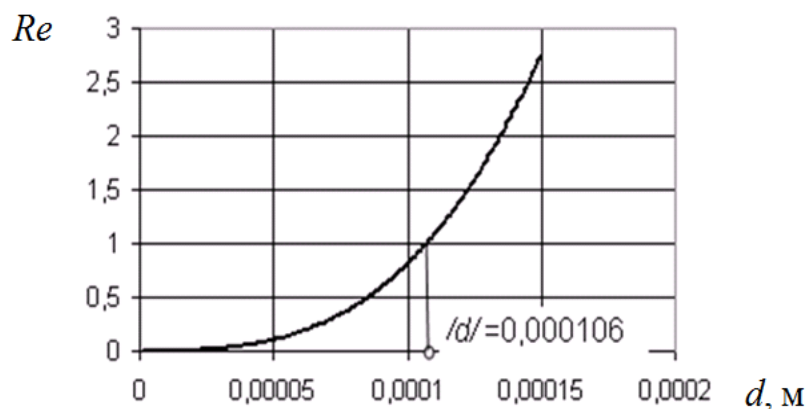


Рис. 3.3 График функции $Re = f(d)$.

Поскольку u является функцией d , то можно установить предельный диаметр частицы $/d/$, при котором число Рейнольдса не будет превышать единицы, для этого на рис. 3.3 построена зависимость $Re = f(d)$.

Из данных рис. 3.3 имеем, что число Рейнольдса не превышает единицы при диаметре частицы $1,06 \cdot 10^{-4}$ м.

Также при расчетах используют формулу [24] при участии параметра Архимеда Ar

$$u = \frac{v}{d} \exp 10 \left(\frac{\sqrt{\ln Ar + 2,3}}{2,3} - 1 \right), \quad (3.16)$$

где Ar – безразмерный параметр Архимеда

$$Ar = \frac{d^3 (\rho - \rho_{жс})}{v^2 \rho} g. \quad (3.17)$$

Эта формула получена на основании логарифмического закона критериальной зависимости, которая описывает «стандартную кривую» $C = f(Re)$ в диапазоне $Re = 0,5 - 10^5$.

Формулы, которые применяют при расчетах относительной скорости не учитывают влияние стенок скважины и бурильных труб, которые ограничивают кольцевое пространство.

Для восходящего потока жидкости экспериментальными исследованиями [41], которые были проведены во ВНИИБТ (Всероссийский научно-исследовательский институт буровой техники), было установлено, что такое влияние имеет место, и с учетом этого фактора была определена следующая формула для определения относительной скорости

$$u = \sqrt{\frac{2gl}{C_E} \left(\frac{\rho}{\rho_P} - 1 \right)}, \quad (3.18)$$

где l – характерный размер частички шлама, м; C_L – коэффициент лобового сопротивления, который определяется по формуле

$$C_E = \left(\frac{D_C - d_{БТ}}{l} \right)^{-0.18}, \quad (3.19)$$

где D_C и $d_{БТ}$ – диаметры скважины и бурильных труб соответственно, м

В зарубежной практике проектирования режима промывки скважин распространение получила формула Уокера – Мейзеа [40]

$$u = \sqrt{\frac{2gd(\rho - \rho_{ж})}{1,12\rho_{ж}}}. \quad (3.20)$$

Следует указать, что авторы, которые приводят указанные зависимости не оговаривают область их применения, а именно: тип и параметры промывочной жидкости, форму и размер частиц, потому возникает вопрос о том, каким условиям бурения соответствуют эти зависимости.

Для прикладных расчетов рекомендуется [23 – 24, 37 – 38] принимать величину $V_{ч}$ в доле от u

$$V_{ч} = (0,2 - 0,3)u. \quad (3.21)$$

Расход промывочной жидкости Q вычисляют по формуле:

$$Q = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_{БТ}^2) V_{жс}, \quad (3.22)$$

где D_c – диаметр скважины, м; $d_{БТ}$ – диаметр бурительных труб, м.

На практике используют следующие рекомендации (табл. 3.2) относительно скоростей восходящего потока [80].

Таблица 3.2

Рекомендованные скорости восходящего потока

Породоразрушающий инструмент	Скорость восходящего потока при промывании, м/с	
	водой	глинистым раствором
Долота режущего типа	0,6 – 1,0	0,6 – 0,8
Шарошечные долота	0,6 – 0,8	0,4 – 0,6
Твердосплавные коронки	0,25 – 0,6	0,2 – 0,5
Алмазные коронки	0,5 – 0,8	0,4 – 0,6

Из (3.1) и (3.19) вытекает, что

$$V_{жс} = (1,2 - 1,3)u, \quad (3.23)$$

тогда

$$u = \frac{V_{жс}}{(1,2 - 1,3)}. \quad (3.24)$$

Исходя из данных табл. 3.2 и (3.24), имеем следующие (табл. 3.3) расчетные скорости оседания частичек шлама [92].

Таблица 3.3

Расчетные скорости оседания частичек шлама

Породоразрушающий инструмент	Скорость оседания частичек шлама при промывке, м/с	
	водой	глинистым раствором
Долота режущего типа	0,48 – 0,8	0,48 – 0,64
Шарошечные долота	0,48 – 0,64	0,32 – 0,48
Твердосплавные коронки	0,2 – 0,48	0,16 – 0,4
Алмазные коронки	0,4 – 0,64	0,32 – 0,48

Как уже было показано выше, размер частичек шлама при разных способах бурения характеризуется большим диапазоном. Средний размер частичек шлама зависит от многих факторов, среди которых первое место занимает конструкция породоразрушающего инструмента.

Частички бурового шлама можно условно разделить на три группы: шлам характерный для алмазного бурения, для твердосплавного и для шарошечного.

Результаты расчетов скорости оседания частичек шлама характерных для алмазного бурения приведены на рис 3.4.

Данные рис. 3.4 свидетельствуют о том, что существует две группы формул, расчетные значения по которым значительно отличаются. К первой группе относятся формулы Стокса та Архимеда, которые дают величины относительной скорости оседания u , которой не превышает 0,01 м/с. К другой группе относятся формулы ВНИИБТ, Риттингера и Уокера-Мейеза, где u принимает значения до 0,06 м/с. Однако это в любом случае почти на порядок меньше, чем u по данным табл. 3.3.

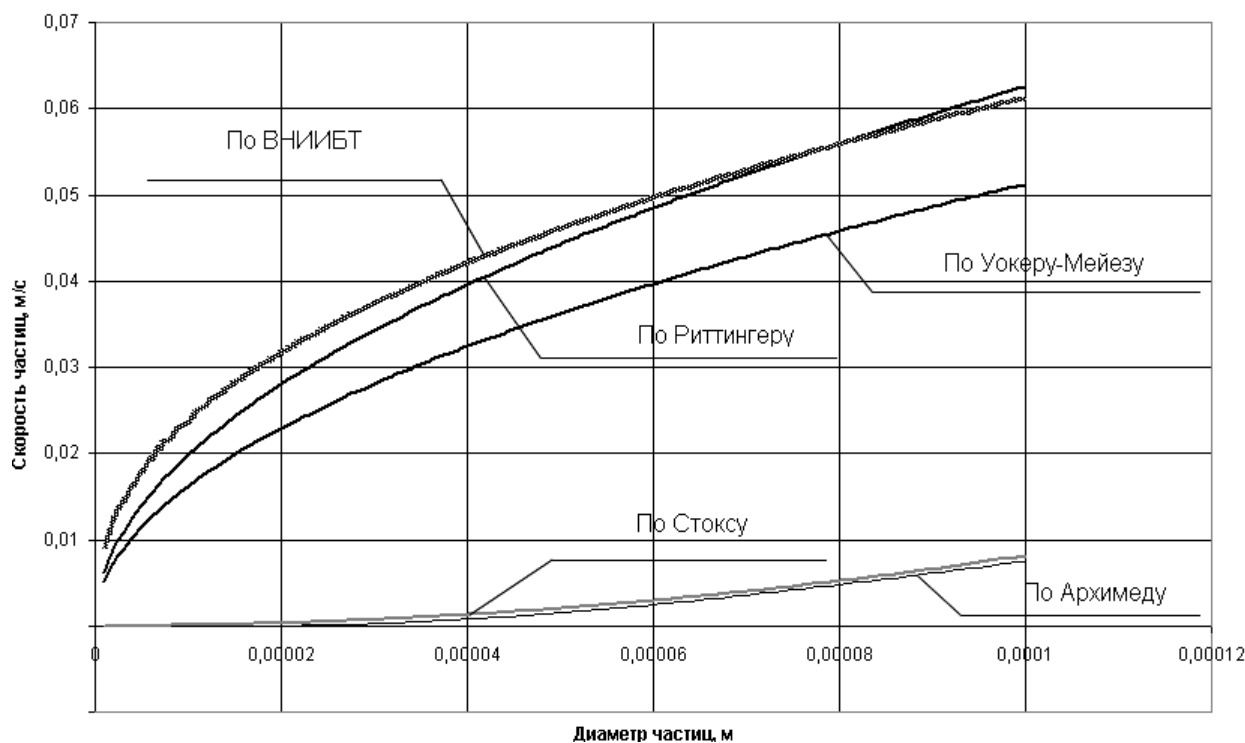


Рис. 3.4 Зависимость скорости оседания частичек, характерных для алмазного бурения, от их диаметра

На рис. 3.5 и 3.6 представлены расчетные зависимости скоростей оседания частичек размером до $5 \cdot 10^{-3}$ м, что характерно для частичек шлама при твердосплавном и шарошечном бурении долотами геологоразведочного сортамента.

Данные расчетов (рис. 3.5) для твердосплавного бурения свидетельствуют о сохранении качественной зависимости скоростей оседания по разным формулам. Следует заметить, максимальные расчетные значения скорости $u=0,2$ м/с

(формула Риттингера), только при крупности шлама в 0,001 м (1 мм) приближается к минимальной рекомендуемой скорости по табл. 3.3 Зона действия формулы Стокса ограничена значениями крупности шлама в $1,06 \cdot 10^{-4}$ м (рис. 3.3).

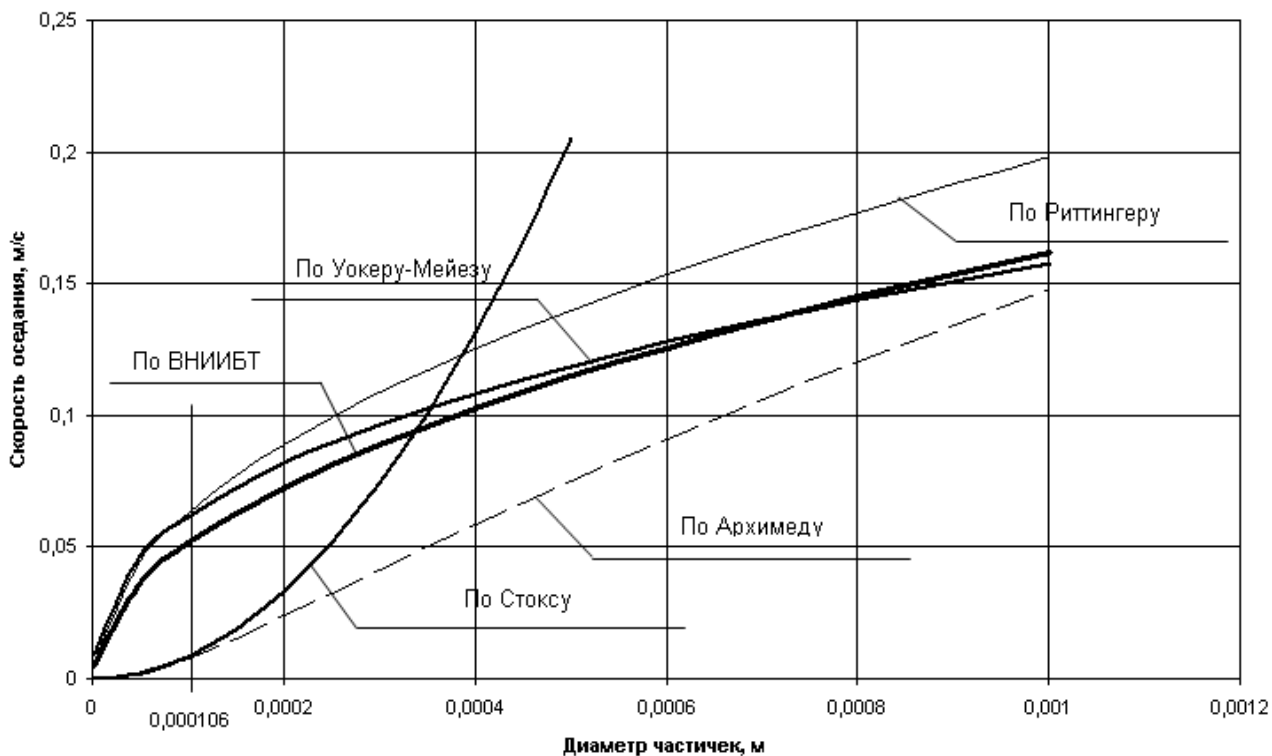


Рис. 3.5 Зависимость скорости оседания частичек, характерных для твердосплавного бурения, от их диаметра

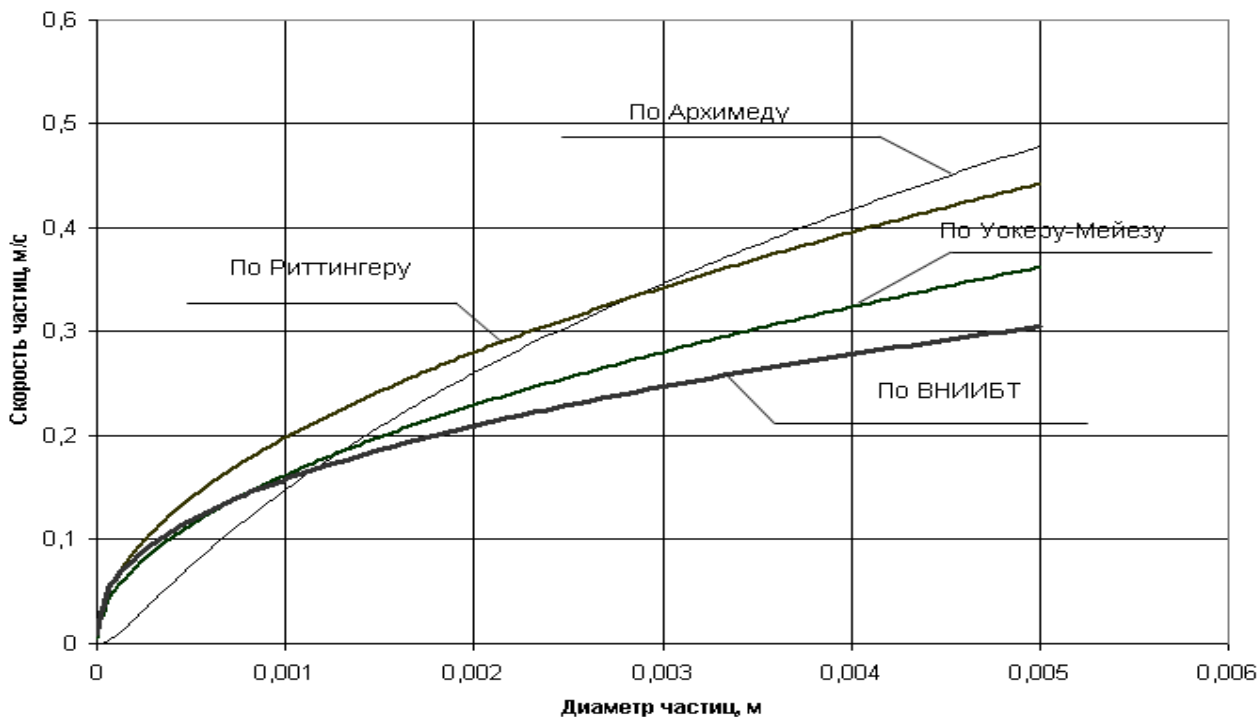


Рис. 3.6 Зависимость скорости оседания частиц, характерных для шарошечного бурения, от их диаметра

Зависимости скорости оседания частичек шлама при шарошечном бурении (рис. 3.6) носят одинаковый характер, хотя имеются численные расхождения.

Однако все расчетные значения скорости оседания значительно ниже, чем данные табл. 3.3. Только при крупности шлама в 5 мм расчетные скорости по формулам Архимеда и Риттингера приближаются к минимальному значению (0,48 м/с) по данным табл. 3.3.

3.3 Определение скорости относительного движения керна

Закономерности движения твердого тела плохо обтекаемой формы (каким и является керн) в восходящем потоке промывочной жидкости в условиях малых зазоров между керном и трубой в настоящее время мало изучены, т.к. большинство исследователей в основном изучали транспорт бурового шлама по стволу скважин. В работе [93] рассматриваются вопросы транспортирования частиц горных пород в форме дисков, удлиненных частиц и их осколков.

Движение керна по внутреннему каналу бурильной колонны полностью характеризуется скоростью керна V_k , которая связанная со средней скоростью потока жидкости в трубе ω_0 соотношением:

$$V_k = \omega_0 - u_k, \quad (3.25)$$

где u_k – относительная скорость керна (относительно жидкости).

Таким образом, расчёт движения керна сводится к решению уравнения (3.25). В ВИТРе (Всероссийский институт методики и техники разведки), была рассмотрена задача о движении керна в восходящем потоке жидкости [79], при условии, что керн находится в состоянии равновесия, т.е. сумма всех действующих на керн сил равна нулю, движение жидкости и керна установившееся (рис. 3.7).

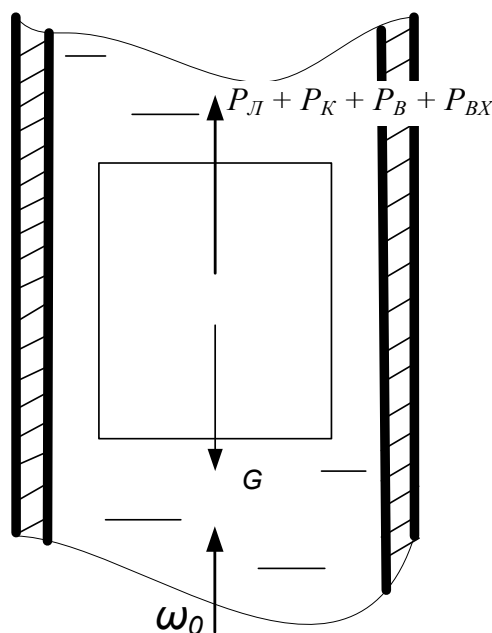


Рис. 3.7 Схема силовых отношений при движении керна к колонне труб

Следовательно, относительная скорость u_k находится из условия равновесия:

$$P_L + P_K + P_B = G \tag{3.26}$$

где P_L – сила лобового сопротивления, Н; P_K – сила гидравлического сопротивления в кольцевом зазоре между керном и трубой, Н; P_B – сила гидравлического сопротивления на выходе потока из кольцевого зазора «кern – труба», Н; G – собственный вес керна, погружённого в жидкость, Н.

$$P_L = C_x \cdot F_m \frac{\rho \cdot \omega_m^2}{2} = C_x \cdot F_m \frac{\rho}{2} (\omega_0 - V_k)^2 \frac{K_1^2}{(1 - \tau F)^2} \tag{3.27}$$

$$P_K = \frac{\lambda_k \cdot l}{d_2} \cdot F_m \cdot \frac{\rho \cdot (\omega_0 - V_k)^2}{2} \cdot \frac{1}{(1 - F)^2} \tag{3.28}$$

$$P_B = \xi \cdot F_m \cdot \frac{\rho \cdot (\omega_0 - V_k)^2}{2} \cdot \frac{1}{(1 - F)^2} \tag{3.29}$$

При подстановке в уравнение (3.26) выражений определяющих каждое из слагаемых и решении относительно u_k получена зависимость:

$$u_k = \sqrt{\frac{\rho_k - \rho}{\rho} - 2gl_k \frac{(1 - F)^2}{F^2 + C_x K_1^2 \left(\frac{1 - F}{1 - \tau F}\right)^2 + \frac{\lambda_{kn} \cdot l_k}{d_2}}} \tag{3.30}$$

где ρ_k и ρ – плотность керна и промывочной жидкости соответственно, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; l_k – длина керна, м; F – отношение площади сечения потока в трубе F_0 к миделевой площади керна F_m ; C_x – коэффициент лобового сопротивления тела, зависящий от формы тела и параметра Рейнольдса (рис. 3.8); K_1 – коэффициент неравномерности скорости потока по его сечению, зависящий от параметра Рейнольдса; τ – поправочный коэффициент, учитывающий влияние формы тела и стеснения поперечного сечения трубы; λ_{kn} – безразмерный коэффициент сопротивления по длине керна; d_2 – гидравлический диаметр канала, м.

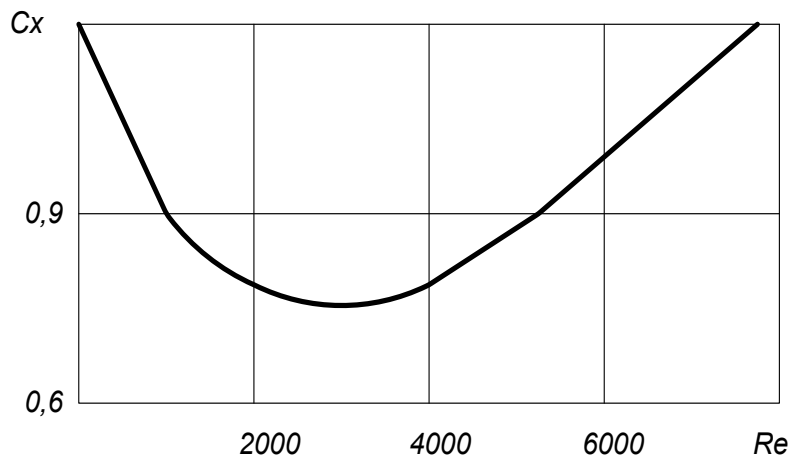


Рис. 3.8 К определению коэффициента лобового сопротивления C_x [94]

$$F_0 = \frac{\pi d_e^2}{4}, \quad (3.31)$$

где d_e – внутренний диаметр центрального канала, м.

$$F_M = \frac{\pi d_k^2}{4}, \quad (3.32)$$

где d_k – диаметр керна, м.

В табл. 3.4 приведены значения отношения площади сечения потока в трубе F_0 к миделевой площади керна F_M для образцов породы, диаметр которых лежит в пределах $d_k = 0,038 \div 0,042$, что характерно для большинства геологических разрезов, изучаемых с помощью комплексов КГК – 100(300).

Таблица 3.4

Значения отношения площади сечения потока в трубе F_0 к миделевой площади керна F_M

F_M	0,00113	0,00107	0,00102	0,00096	0,00091	0,00085	0,0008	0,000875	0,00071	0,00067	0,00062
F_0	0,0014										
F	0,807	0,764	0,729	0,686	0,69	0,607	0,571	0,536	0,507	0,479	0,443

Необходимо отметить, что в формуле (3.30) не учтена сила гидравлического сопротивления на входе потока в кольцевой зазор «кern – труба» P_{BX} , определяемая формулой Вейсбаха:

$$P_{BX} = \xi \cdot F_M \frac{\rho}{2} (\omega_0 - V_K)^2 \frac{l}{(1-F)^2}, \quad (3.33)$$

где ξ – коэффициент местного сопротивления; для случая турбулентного течения зависит только от отношения площадей узкого и широкого сечений F_{kn} и F_0 соответственно и вычисляется по формуле:

$$\xi = 0,5 \cdot \left(1 - \frac{F_{kn}}{F_0}\right)^2 = 0,5 \cdot \left[1 - \frac{(F_0 - F_M)}{F_0}\right]^2 = 0,5 \cdot (F)^2. \quad (3.34)$$

После соответствующих преобразований формула (3.30) имеет вид:

$$u_k = \sqrt{\frac{\rho_k - \rho}{\rho} - 2gl_k \frac{(1-F)^2}{F^2 + 0,5(F)^2 + C_x K_l^2 \left(\frac{1-F}{1-\tau F}\right)^2 + \frac{\lambda_{kn} \cdot l_k}{d_2}}}. \quad (3.35)$$

Следовательно, с учетом силы гидравлического сопротивления на входе потока в кольцевой зазор «кern – труба» P_{BX} , уравнение (3.26) переписывается следующим образом:

$$P_L + P_K + P_B + P_{BX} = G. \quad (3.36)$$

3.4 Некоторые экспериментальные сведения о движении керна по двойной бурильной колонне

При бурении скважин с гидротранспортом керна скорость его подъема зависит от скорости восходящего потока очистного агента. Теоретически скорость движения керна по восходящей магистрали можно определить, решив систему уравнений, регламентирующую перепады давлений в кольцевом сечении, образованном керном и внутренним каналом керноподъемной магистрали, а также на торце керна, необходимых для удержания его во взвешенном состоянии, что было наглядно показано в подразделе 3.1.

Экспериментальными исследованиями в стендовых условиях установлено, что при разности в диаметрах транспортного канала керна, равной 3 – 10 мм, зависимость между скоростью подъема образцов V_k и скоростью движения жидкости ω_0 (при $0,8 \text{ м/с} < \omega_0 < 1,7 \text{ м/с}$) выражается линией, близкой к прямой, наклоненной к оси абсцисс под углом около 60° .

Приведем пример, для одного из образцов ($\rho_k=2550 \text{ кг/м}^3$; $d_k=25,5 \text{ мм}$) скорость потока жидкости в кольцевом пространстве между трубой и керном, удерживающая его во взвешенном состоянии при зазоре $\delta = 3,5 \text{ мм}$, $Re \approx 10^4$ и $\lambda_{КП} = 0,05$, составляет 1,3 м/с. При этом скорость потока в керноподъемной магистрали исходя из условий неразрывности потока, составит 0,47 м/с.

Также исследования показали, что образец с приведенными параметрами двигался со скоростью 0,18 м/с при скорости потока жидкости в трубе 0,62 м/с. Следовательно, скорость потока, необходимая для удержания данного образца во взвешенном состоянии, должна составить 0,44 м/с. Таким образом, погрешность в определении скорости экспериментальным и аналитическим путем равна 0,03 м/с или 6,4 %. С увеличением скорости восходящего потока наблюдается сближение ее со скоростью движения керна [95 – 99].

Приведенные данные свидетельствуют, что с увеличением скорости восходящего потока соотношение V_k/ω_0 изменяется в сторону увеличения, причем возрастание плотности образцов не нарушает этой тенденции.

Практические наблюдения за бурением скважин свидетельствуют, что при скоростях восходящего потока в бурильной колонне более 2 м/с скорость движения керна близка к скорости движения потока. Объясняется это тем, что помимо гидравлических сопротивлений, воздействующих на керн, необходимо учитывать гидравлические сопротивления на входе потока в кольцевой зазор между керном и каналом труб $P_{ВХ}$, а также на выходе из него $P_{В}$. Возрастание скорости движения потока до определенной величины приводит к его турбулизации и образованию завихрений на входе в зазор между керном и транспортным каналом труб. В этих условиях мгновенные (элементарные) приращения скорости могут привести к тому, что $P_{ВХ}$ становится определяющим в суммарной величине перепада давления на транспортировку керна, поэтому периодически возникает «поршневой эффект», при котором скорость движения керна приближается к скорости движения потока в транспортном канале.

В диапазоне скоростей потока 0,4 – 0,9 м/с на графике относительного движения керна имеется перегиб, характерный для движения всех испытанных образцов и обусловленный, видимо, изменением режима движения жидкости от ламинарного к турбулентному, при котором скорость движения образцов возрастает вследствие завихрений потока, а затем интенсивность приращения скорости подъема керна несколько стабилизируется.

Рассчитанные значения критерия Рейнольдса для образцов диаметров 27,5 и 29,3 мм, поднимающихся по трубе диаметром 32 мм, составили для скоростей восходящего потока 0,62 и 0,83 м/с соответственно $(1,01 \div 1) 10^4$ и $(1,32 \div 3) 10^4$. Известно, что поток является ламинарным при значениях числа Re от $2,4 \cdot 10^3$ до 10^4 . При скорости движения воды в трубе, равной 0,62 м/с, происходит изменение характера режима потока от ламинарного к турбулентному, поскольку значения Re для образцов составляют 10^4 и $1,01 \cdot 10^4$. При повышении скорости движения жидкости турбулизация потока возрастает. Если $V_k \approx \omega_0$, то такую скорость можно считать «эффективной», так как она определяет время движения образцов к поверхности. Дальнейшее увеличение ω_0 в транспортном канале приводит к существенному увеличению гидравлических сопротивлений в бурильной колонне и неоправданным затратам мощности на привод насосного оборудования при незначительном сокращении времени подъема керна. Для бурильных колонн с транспортным каналом 35 – 54 мм эффективные значения скоростей восходящего потока находятся в пределах 2,5 – 2,8 м/с.

Минимальная скорость восходящего потока может быть определена из условия обеспечения выноса шлама по видоизмененной формуле Риттингера или П.П. Шумилова. При использовании технической воды она находится в пределах 0,8 – 1,2 м/с.

Общие потери давления на подъем керна к поверхности не являются причиной для ограничения глубины бурения. При длине образцов породы 100 мм, глубине скважины 100 м и скорости бурения 100 м/ч образцы будут отделяться от забоя через каждые 3,6 с и двигаться к поверхности с интервалом 3,6 м. Скорость движения жидкости в зазоре между керном и трубой составит около 2,3 м/с, а перепад давления на одном образце будет равен 0,052 МПа. При этом общие потери давления на подъем всех образцов, одновременно движущихся к поверхности (около 30 шт.), составят 0,15 МПа.

При бурении скважин с гидротранспортом керна используется буровая установка с подвижным вращателем, позволяющим осуществлять наращивание труб без отрыва снаряда от забоя, что обеспечивает вынос всех образцов на поверхность и почти полностью исключает возможность их потери в результате выпадения на забой и разбухания. Если же технические средства не позволяют осуществлять наращивания бурильных труб без отрыва породоразрушающего инструмента от забоя, то при проведении этой операции керн, не вынесенный на поверхность, может выпасть из труб и осложнить последующее дохождение до забоя. В этом случае перед наращиванием инструмента необходимо осуществлять закачивание промывочной жидкости в объеме, достаточном

для выноса всего керна на поверхность или подъема его на высоту, с которой образцы не успеют опуститься на забой скважины.

Если известно время T наращивания трубы, скорость подъема керна V_k и скорость его опускания u_k в заполненных водой трубах, то можно определить время T_{II} , необходимое для прокачивания жидкости с целью подъема керна на необходимую высоту перед наращиванием инструмента.

Как правило, продолжительность основных операций (бурение, наращивание) с увеличением глубины скважины не меняется, в то же время ожидание выноса керна на глубине 300 м становится сопоставимым с временем углубки интервала на величину бурильной трубы и в 5 – 6 раз превышает затраты времени на наращивание очередной трубы. Это объясняется не только увеличением длины транспортного канала, но и большими потерями очистного агента с ростом глубины, необходимостью снижения количества закачиваемой в скважину жидкости из-за высоких гидравлических сопротивлений, а также возрастанием частоты подклинок керна. При глубине скважины 400 м время ожидания полного выноса керна на поверхность составляет 15 – 16 мин, что в 2 – 3 раза превышает затраты времени на углубку интервала. Скорости опускания образцов u_k сравнительно невелики (0,3 – 0,5 м/с), а операция «наращивание» на установках с подвижным вращателем независимо от глубины занимает не более 1,5 мин, поэтому если перед наращиванием очередной трубы керн в колонне будет поднят на определенную высоту, то между ним и следующим столбиком керна появятся интервалы, по которым можно осуществлять привязку керна к глубине скважины. Из условий привязки керна к определенному интервалу, которая в основном производится по длине колонны бурильных труб, необходимо чтобы T_{II} обеспечивало высоту подъема керна, как минимум вдвое превышающую интервал опускания керна за время наращивания очередной трубы. Если это время принять равным 90 с, то для предотвращения опускания на забой керна его следует поднять на высоту, как минимум, 50 м. Приняв двойной запас этой величины, можно получить четкие интервалы, разделяющие «порции» керна, получаемые после углубки одной трубы [95 – 99].

При промышленных испытаниях комплекса КГК – 300 установлено, что в скважинах глубиной свыше 300 м, пробуренных с неполным подъемом керна (когда время ОВК искусственно сокращалось до 50 с и часть керна оставалась в бурильной колонне), между моментами поступления керна при углубке предыдущей и последующей труб существует промежуток времени в 25 – 30 с. Точность привязки образцов к интервалам глубин по перерывам в поступлении керна составляла 0,2 – 0,6 м (по данным геофизических исследований). Если указанная точность удовлетворяет потребителя, таким технологическим приемом можно пользоваться для сокращения затрат времени на ожидание выноса керна при бурении глубоких скважин. В основном же при бурении с гидротранспортом керна привязка образцов к истинной глубине их залегания осуществляется по длине бурильной колонны, трубы которой изготовлены с точностью ± 5 см, после полного подъема образцов на поверхность. В большинстве случаев интервал углубки, после которого осуществляется полный подъем об-

разцов на поверхность, привязка их к глубине составляет 2 – 4 м, что обеспечивает построение геологического разреза с точностью 0,15 – 0,40 м [95 – 99].

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 3

1. Приведены основные обзорные сведения по гранулометрическому составу продуктов разрушения образующихся при бурении скважин различным породоразрушающим инструментом.

2. Дан исчерпывающий анализ основных аналитических зависимостей, определяющих гидравлическую программу промывки скважины.

3. Показаны существенные расхождения в результатах расчетов скоростных соотношений по различным формулам и методикам, что позволяет сказать о их принципиальном отличии как в отношении взглядов на механизм транспортировки продуктов разрушения, так и условий их применения. Приведенные графические данные наглядно иллюстрируют отмеченные обстоятельства.

4. Проанализирована формула определения относительной скорости керна u_K , полученная на основании закономерностей движения образцов породы цилиндрической формы в стесненных условиях, внутри круглого канала.

5. Указано на некоторое несоответствие формулы определения относительной скорости керна u_K реальным условиям движения образцов цилиндрической формы внутри двойной бурильной колонны.

6. Получена новая зависимость, определяющая относительную скорость керна u_K с учетом всех параметров перепада давления на транспортировку керна.

7. Изучены основные технологические методы и приемы ведения процесса бурения с применением комплексов с гидротранспортом керна, в приложении к которым будут вестись дальнейшие аналитические исследования и расчеты.

РАЗДЕЛ 4 ВЛИЯНИЕ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

4.1 Исследование влияния среды на характер распределения напряжений в твердом теле при нагружении сосредоточенной нагрузкой

Процессу механического разрушения твердого тела, т.е. образованию новой свободной поверхности под воздействием приложенных внешних нагрузок, всегда предшествует этап нагружения сосредоточенной нагрузкой [2]. Этот процесс при заданном характере распределения системы внешних сил характеризуется определенным распределением внутренних напряжений и связанных с ним деформаций, которые описываются известными соотношениями теории упругости. Дальнейшее развитие разрушения во многом определяется характером и интенсивностью этих напряжений (деформаций). Исследуя механику взаимодействия среды и твердого тела при разрушении важно определить, каково влияние каждого из факторов, на распределение напряжений в этих телах. В частности, весьма важно установить, как влияет на распределение напряжений наличие среды на поверхности нагружения.

В механике образования и развития трещин, рассматривают три их типа: отрыва, сдвига и среза [6]. При разрушении горных пород в процессе бурения скважин имеют место все типы трещинообразования, однако, преобладают трещины отрыва и сдвига. Были проведены эксперименты по исследованию влияния среды на процесс зарождения и развития трещин отрыва и сдвига.

В качестве критерия для оценки влияния среды на процесс трещинообразования использовали критическое значение коэффициента интенсивности напряжений при вершине трещины (K_{Ic}), зависящего от прочностных и упругих характеристик материала, начальных размеров трещин и на величину которого оказывает влияние среда. Вязкость разрушения для трещин отрыва в бесконечных пластинах определяется выражением

$$K_{Ic} = \sigma_c \sqrt{\pi a}, \quad (4.1)$$

где σ_c – разрушающее нормальное напряжение; a – линейный размер трещины.

Для пластин конечных размеров

$$K_{Ic} = \sigma_c \sqrt{\pi a} \cdot f\left(\frac{a}{W}\right), \quad (4.2)$$

где W – ширина пластины.

В основу эксперимента был положен известный способ определения вязкости разрушения при трехточечном изгибе [2, 6].

Для такой схемы нагружения коэффициент K_{Ic} определяется выражением

$$K_{Ic} = \frac{P_c S}{BW^{3/2}} \left[2,9 \left(\frac{a}{W}\right)^{1/2} - 4,6 \left(\frac{a}{W}\right)^{3/2} + 21,8 \left(\frac{a}{W}\right)^{5/2} - 37,6 \left(\frac{a}{W}\right)^{7/2} \right], \quad (4.3)$$

где P_c – разрушающее усилие, B – высота образца, S – длина участка нагружения.

При $a \ll W$ членами полинома (4.3) высших степеней можно пренебречь

$$K_{Ic} = 2,9 \frac{P_c S}{BW} \sqrt{a}, \quad (4.4)$$

Если величина K_{Ic} является мерой трещиностойкости материала, то величина $\psi(a) = \frac{K_{Ic}}{\sqrt{a}}$ может служить характеристикой трещиностойкости конкретного образца из данного материала

$$\psi(a) = \frac{K_{Ic}}{\sqrt{a}} = 2,9 \frac{P_c S}{BW} = \alpha P_c, \quad (4.5)$$

где $\alpha = 2,9 \frac{S}{BW^2}$ – коэффициент, характеризующий геометрические размеры образца.

Как видно из (4.5) $\psi(a)$ является линейной функцией разрушающей нагрузки P_c . При этом для образцов из одного материала с одинаковыми начальными размерами концентраторов напряжений (трещин) справедлива следующая зависимость

$$\psi(a_1) = \psi(a_2) = \psi(a_3) = \dots, \quad (4.6)$$

Линейный характер выражения (4.5) позволяет использовать для характеристики прочностных свойств образцов значения разрушающей нагрузки, а зависимость (4.6) сравнивать между собой образцы с разными геометрическими размерами.

Действительно, на основании (4.6) мы можем записать

$$\alpha^* P_c^* = \alpha_1 P_{c1} = \alpha_2 P_{c2} = \dots, \quad (4.7)$$

где α^* – некоторое приведенное значение коэффициента, характеризующего геометрические размеры образца; P_c^* – соответствующая этим размерам приведенная нагрузка.

Из (4.7) имеем

$$P_c^* = P_{c1} \frac{\alpha_1}{\alpha^*} = P_{c2} \frac{\alpha_2}{\alpha^*} = \dots \quad (4.8)$$

или

$$P_c^* = P_{ci} K_i, \quad (4.9)$$

где $K_i = \frac{\alpha_i}{\alpha^*} = \frac{B^* W^{*2}}{B_i W_i^2}$ – коэффициент приведения; $i = 1, 2, 3 \dots n$ – номер опыта; n –

количество опытов в эксперименте.

Если среда влияет на процесс зарождения и развития трещины, то для образцов с одинаковыми размерами трещин, разрушаемых в различных средах, зависимость (4.6) выполняться не будет, т.е.

$$\psi'(a) \neq \psi''(a), \quad (4.10)$$

$$P_c^{*'} \neq P_c^{*''}. \quad (4.11)$$

Исследования трехточечного изгиба проводили на образцах из стекла размером 5x5,5x50 мм. Расстояние между точками реакции 25 мм. Для качественного проведения эксперимента применяли минимально возможный и одинаковый размер начальных концентраторов напряжений, т.е. трещин. Необходи-

димое время травления определяли опытным путем. Для этого были подготовлены 5 партий по 20 образцов каждая.

Таблица 4.1

Условия проведения и результаты исследований по определению влияния среды на процесс зарождения и развития трещин отрыва

№№ экспериментов	Средняя скорость нагружения (Н/с)	Среда	Время травления, мин	Кол-во опытов	Среднее значение разруш. нагрузки, Н
1	8	Воздух	-	20	173,1
2	8	Воздух	0,5	21	180,8
3	8	Воздух	2	21	123,4
4	8	Воздух	5	20	313,1
5	8	Воздух	10	21	275,2
6	8	Неонол (0,25 % вес)	8	21	210,3
7	8	Синтанол (0,25 % вес)	8	21	211,8
8	8	Дистиллированная вода	8	16	287,3
9	8	Воздух	8	20	295,7
10	12	Воздух	8	20	284,5
11	20	Воздух	8	20	290,8
12	12	Дистиллированная вода	8	20	213,5
13	20	Дистиллированная вода	8	20	220,0
14	8	Катапин 0,05 %	8	20	209,3
15	12	Катапин 0,05 %	8	20	205,3
16	20	Катапин 0,05 %	8	20	182,2
17	12	Синтанол (0,25 % вес)	8	20	182,7
18	20	Синтанол (0,25 % вес)	8	20	246,5
19	12	Неонол (0,25 % вес)	8	20	246,5
20	20	Неонол (0,25 % вес)	8	20	240,7
21	78	Воздух	8	20	324,6
22	78	Дистиллированная вода	8	20	329,5
23	78	Синтанол (0,25 % вес)	8	20	398,4
24	78	Неонол (0,25 % вес)	8	20	361,7

Первая партия не протравливалась. Остальные обрабатывались кислотой 30 сек, 2 мин, 5 мин и 10 мин, соответственно каждая. Далее каждую партию разрушали на приборе УМГП – 3 по схеме трехточечного изгиба и определяли значение величины P_c^* . Данные обрабатывали методами математической статистики. Время травления принимали таким, при котором значение величины P_c^* с увеличением времени протравливания статически не изменялась. Для всех экспериментов время травления образцов было 8 мин.

Эксперименты проводили на воздухе и в различных активных средах: дистиллированной воде и водных растворах поверхностно-активных веществ.

Нагружение производили при скоростях 8, 12, 20 и 78 Н/с. Условия проведения и результаты экспериментов приведены в таблице 4.1.

В результате исследований было установлено, что среда оказывает влияния на развитие трещин отрыва. Трещины сдвига, встречаются в процессе бурения чаще, чем трещины отрыва. Коэффициент интенсивности напряжений при сдвиге определяется выражением

$$K_{IIc} = \tau_c \sqrt{\pi a}, \quad (4.12)$$

где τ_c – разрушающее касательное напряжение.

При этом вязкость разрушения определялось выражением

$$K_{IIc} = \frac{P_c}{2BW} \sqrt{\pi a}, \quad (4.13)$$

В рассмотрение вводится функция (см. выше)

$$\psi_\tau(a) = \frac{K_{IIc}}{\sqrt{a}} = \frac{\sqrt{\pi}}{2BW} P_c, \quad (4.14)$$

и соответствующие ей величины: приведенная разрушающая нагрузка

$$P_c^* = K_i P_c \quad (4.15)$$

и коэффициент приведения

$$K_i = \frac{B^* W^*}{B_i W_i}, \quad (4.16)$$

Величина приведенной нагрузки характеризует разрушение образца при одноосном сжатии.

Эксперимент проводился на образцах из стекла. Приведенные размеры образцов 0,5x5,5x25 мм. Технология подготовки образцов и методика проведения экспериментов (за исключением схемы нагружения) такие же, как и при исследовании влияния среды на процесс зарождения и развития трещин отрыва. Нагружение производилось при скорости 78 Н/с.

Условия проведения экспериментов и результаты исследований приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Условия проведения и результаты экспериментов по определению влияния среды на процесс зарождения и развития трещин сдвига

№№ экспериментов	Средняя скорость нагружения (Н/с)	Среда	Время травления, мин	Кол-во опытов	Среднее значение разруш. нагрузки, Н
1	78	Воздух	8	20	3582,5
2	78	Дистиллированная вода	8	20	3497,4
3	78	Синтанол	8	20	2759,9
4	78	Неонол	8	20	3597,9

Анализ полученных данных позволяет сделать вывод о том, что вещества, адсорбирующиеся на поверхности горных пород, могут интенсифицировать процесс зарождения и развития трещин сдвига.

4.2 Исследование влияния органических соединений и ПАВ на прочность горных пород

Определение твердости и связанных с ней физико-механических свойств железистых кварцитов осуществляли по методу Л.А. Шрейнера на приборе УМГП, который дает возможность получить диаграммы деформации породы и расчет по ним соответствующих характеристик [100]. Для определения прочностных свойств горных пород были отобраны керны, из которых приготавливали цилиндры высотой 30 – 50 мм и диаметром 40 – 60 мм с плоскопараллельными поверхностями. После изготовления образец подсушивался в сушильном шкафу при температуре не выше 100⁰С в течение 2 – 2,5 часов, затем охлаждался на воздухе. При испытании образцы горных пород хранились в эксикаторах, за 30 минут до опыта образец извлекался и выдерживался на воздухе. Затем поверхность образца, со стороны которой намечалось вдавливать штамп, за 1 час до определения погружалась в испытываемую среду. Если же это было невозможно, то среда также за 1 час до опыта наносилась пипеткой на избранную поверхность с последующим поддержанием концентрации среды путем замены нанесенных капель свежими. Промывочные жидкости готовили на дистиллированной воде.

С целью снижения влияния размеров зерен породы на воспроизводимость результатов диаметр площади контакта штампа выбирали не менее 6-7 средних диаметров зерен горной породы.

Каждый график деформации породы, записанный на диаграммной ленте подвергали соответствующей обработке. По результатам вычисления величин прочностных свойств единичных графиков деформаций, полученных на одном образце горной породы, вычисляли их средние значения. Число измерений составляло, как правило, не менее 5, отклонение от среднего значения для твердости составляло 3 – 15 %. Результаты стендовых исследований влияния дисперсных систем, содержащих органические вещества, и ПАВ, на прочностные свойства железистых кварцитов приведены в табл. 4.3 и 4.4.

Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что органические соединения и ПАВ, обладающие высокой адсорбцией, обеспечивают снижение прочностных свойств железистых кварцитов [101].

Исследования влияния промывочных жидкостей на микротвердость горных пород были проведены на приборе ПМТ – 3, где в качестве вдавливаемого наконечника применяли алмазную пирамиду с квадратным основанием и углом при вершине 136°. В результате вдавливания алмазной пирамиды на поверхности горной породы получали отпечаток, который подвергали соответствующей обработке. Число твердости определяли как частное от деления нагрузки P на площадь отпечатка

$$h = \frac{P}{F}, \quad (4.17)$$

$$F = \frac{d^2}{2 \sin \frac{\alpha}{2}}, \quad (4.18)$$

где α – угол при вершине пирамиды; d – диагональ отпечатка.

Таблица 4.3

Влияние органических соединений на прочностные свойства железистых кварцитов

Среда, раствор	Твердость $P_{ш}$, кг/мм ²	$A_{об}$, кгм/см ²
Воздух	1530	1,43
Вода	1095	0,78
№2	1020	0,75
№3	915	0,65
№10	615	0,36
№12	735	0,47
№13	825	0,46
№14	885	0,64
№15	990	0,82
№16	720	0,57
№17	690	0,43
№22	600	0,42
№30	810	0,67
№34	1110	0,86
№39	1170	0,42
№40	1275	1,09
№43	930	0,59

Таблица 4.4

Влияние ПАВ на прочностные свойства железистых кварцитов

Среда, раствор	Твердость $P_{ш}$, кг/мм ²	$A_{об}$, кгм/см ²
Вода ср.	1000	0,75
Вода+феноксол (0,01 %)	910	0,64
Вода+феноксол (0,05 %)	730	0,48
Вода+феноксол (0,1 %)	615	0,35
Вода+феноксол (0,001 %)	990	0,72

Подставив в (4.17) значение F , получим

$$h = \frac{2P \sin \frac{\alpha}{2}}{d^2} = \frac{1,8544}{d^2}, \quad (4.19)$$

$$2 \sin \frac{136^{\circ}}{2} = 1,8544, \quad (4.20)$$

Таблица 4.5

Влияние среды на микротвердость горных пород

Горная порода	Показатели	Микротвердость в кг/мм ² и эффективность сред в % к сухому		
		всухую	вода дистиллированная	0,15 % сульфанола
Кальцит	Микротвердость, Рм	62	38	59
	Эффективность, %	-	39	59
Известняк	Микротвердость, Рм	169	138	102
	Эффективность, %	-	14	38
Кварц	Микротвердость, Рм	980	1000	860
	Эффективность, %	-	-	12
Кварцит	Микротвердость, Рм	1100	1100	980
	Эффективность, %	-	-	11

Таблица 4.6

Влияние органических соединений на динамическую прочность горных пород

Буровой агент	Масса породы, г	Масса раздробл. породы с динам. частиц до 0,5 мм, г	Высота столбика, мм	Приведенное к одной пробе		Коэффициент динамической прочности
				61,15 г	15 см ³	
				Масса частиц 0,5 мм, г	Высота столбика, мм	
На воздухе	62,5	6	7	5,9	6,9	29
В воде	61	6,2	8	6,2	8	25
№2	55,7	5,7	7	6,2	7,6	26
№3	62,2	6,9	9	6,8	8,9	22
№13	57,5	6,2	8	6,6	8,5	24
№17	68,9	8	10	7,1	8,9	22
№20	66	8,2	10	7,6	9,3	21
№22	69	7,3	9	6,4	7,9	25
№40	81	8,5	11	6,4	8,3	24
№43	67	8	10	7,3	9,0	22
№10	71,2	7,5	10	6,4	8,5	23
№12	57	8	11	8,6	11,8	17
№14	60,5	7,5	10,5	7,6	10,6	19
№15	67	7	9	6,4	8,2	24
№30	76,2	7	9	5,6	7,2	28
№16	67	8	11	7,3	10	20
№30	76,2	7	9	5,6	7,2	28
№39	61,2	8	11,5	8	11,5	17

В табл. 4.5 приведены результаты исследований влияния промывочных жидкостей на микротвердость кальцита, известняка, кварца и кварцита.

Из результатов, приведенных в табл. 4.5 следует, что вода понижает микротвердость горных пород. Влияние водных растворов ПАВ несколько больше, чем при применении воды. Микротвердость кварца и кварцита при смачивании водой не отличалась от микротвердости сухих образцов. Это объясняется отсутствием условий, способствующих проникновению среды внутрь этих тел [101].

Для определения динамической прочности по методу толчения отобранные керны железистых кварцитов разбивали на кусочки размером 1,5-2,0 см в поперечнике. Из них набирали как минимум пять проб объемом 15-20 см³. Приготовленные пробы помещали в воду и исследуемый раствор органических веществ и ПАВ, где их выдерживали в течение четырех часов. После этого каждую пробу помещали в ступку и толкли сбрасыванием на нее гири не менее десяти раз. Измельченную таким образом горную породу просеивали, определяли объем и вычисляли показатель динамической прочности

В табл. 4.6 приведены результаты исследования влияния промывочных жидкостей на динамическую прочность железистых кварцитов.

Установлено, что органические соединения и ПАВ, адсорбирующиеся на железистых кварцитах, способствуют существенному снижению динамической прочности.

4.3 Исследование влияния промывочных жидкостей на процесс разрушения горных пород

Работ по установлению влияния промывочных жидкостей на энергетические характеристики процесса бурения, которые бы оказали существенное влияние на развитие механики разрушения горных пород, пока еще недостаточно. Для более глубокого изучения влияния промывочных жидкостей на процесс разрушения горных пород при бурении были проведены теоретические и экспериментальные исследования. При экспериментальном изучении большое внимание было уделено процессу резания, для чего использовали прибор «определитель буримости горных пород ВИТР – ОТ», оснащенный алмазным кругом.

Исследованию подвергли пластины железистого кварцита с двумя плоскопараллельными гранями, толщиной 30 мм, изготовленными из кернавого материала. Количество рабочей среды, подаваемой в зону резания во всех опытах было постоянным и составляло 4 мл/с. Глубина резов во всех случаях оставалась одинаковой. За базу сравнения была выбрана техническая вода. В качестве поверхностно-активных веществ применяли сульфол, феноксол, а так же их смесь. Количество ПАВ определяли по их способности снижать поверхностное натяжение и изменять дзета-потенциал (при ξ -потенциале равным 0 и максимально отличающемся от 0).

Для изучения влияния ПАВ на процесс резания, определяли среднее значение скорости резания при промывке технической водой и растворами на 3 – 5 резах, которые затем сравнивали между собой. В табл. 4.7 приведены результаты исследований.

Важным показателем процесса бурения скважин, характеризующим затраты работы на единицу разрушенной породы, является удельная энергоёмкость. Она может быть определена следующим образом [102]

$$\dot{Y} = \frac{2 \cdot \pi \cdot I}{h \cdot S}, \quad (4.21)$$

где h – глубина внедрения; M – крутящий момент.

Формула 4.21 позволяет, зная численные значения входящих в нее параметров, определить общую энергоёмкость процесса бурения и собственно разрушения горных пород.

Таблица 4.7

Результаты исследований влияния буровых агентов на процесс резания железистых кварцитов

№	Рабочая среда	ξ - потенциал, мВ	Средняя скорость резания, мм/с	Прирост скорости резания, %
1	Техническая вода	+1,9	0,045	-
2	Водный раствор сульфанола	+0,2	0,064	42
3	Раствор сульфанола	+4,2	0,052	15
4	Водный раствор феноксола	+0,4	0,065	44
5	Водный раствор феноксола	+6,9	0,053	17
6	Водный раствор смеси сульфанола и феноксола	-1,6	0,069	49

На буровом стенде измерение крутящего момента производили тензометрическим способом с применением электронно-лучевого осциллографа. Режимные параметры в процессе исследований поддерживались постоянными: частота вращения 480 об/мин; осевая нагрузка 11000 Н; количество бурового агента 20 л/мин. За базу сравнения были приняты показатели при бурении с технической водой. В качестве бурового агента применяли водный раствор смеси поверхностно-активных добавок сульфанола и феноксола (1:1), количество которой поддерживали в диапазоне снижения ξ -потенциала в пределах 0,25 – 0,5 %. Результаты экспериментальных исследований процесса бурения приведены в табл. 4.8.

Таблица 4.8

Влияние промывочных жидкостей на энергоёмкость разрушения горных пород

Породоразрушающий инструмент	Буровой агент	Дзета потенциал	Крутящий момент M , Нм	Энергоёмкость, Нм/см ²
Алмазная коронка	Техническая вода	+2,1	54,8	0,215
	Водный раствор феноксола и сульфанола ВИС – 15	-1,2	26,4	0,168

Анализ полученных данных дает основание сделать вывод о том, что поверхностно-активные вещества, выбор которых осуществляли по их способности адсорбироваться на железистых кварцитах, позволяют существенно снизить энергетические показатели разрушения:

- при резании на приборе ВИТР – ОТ на 15 – 49 %;
- при бурении алмазными коронками на 50 – 70 %.

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 4

1. Приведены основные обзорные сведения об исследованиях влияния рабочих агентов различного состава на характер распределения напряжений в твердом теле при нагружении сосредоточенной нагрузкой.

2. Дан анализ основных условия проведения и результатов исследований по определению влияния среды на процесс зарождения и развития трещин отрыва, как основных показателей эффективности механизма разрушения.

3. Изучено влияния органических соединений и ПАВ на прочность горных пород.

4. Установлен характер воздействия промывочных жидкостей на энергетические составляющие процесса бурения, которые оказывают существенное влияние на механику разрушения горных пород.

РАЗДЕЛ 5. ИССЛЕДОВАНИЕ АДСОРБЦИОННЫХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ЦИРКУЛЯЦИИ ОЧИСТНОГО АГЕНТА

5.1 Объект и методика исследований

Бурение скважин осуществляется по горным породам, находящимся в напряженном состоянии всестороннего сжатия, причинами которого являются силы, возникающие в связи с тектоническими движениями в земной коре, а также с физико-химическими процессами. Под действием внешних сил горные породы деформируются, проявляя упругие и пластические свойства, и разрушаются [2, 6]. Если кубик горной породы сдавливать равными по величине силами $P_x = P_y = P_z$, линии действия которых совпадают с соответствующими пространственными осями x, y, z то при любых значениях их он не разрушится, потому что будет находиться в состоянии равномерного всестороннего сжатия. Изменение соотношения между силами P_x, P_y и P_z может привести к разрушению, а напряжение, при котором это может произойти, в этом случае будет зависеть от свойств горной породы и величины образца. Если угол упругого равновесия совпадает по физической сущности с углом внутреннего сопротивления, то он представляет собой угол, под которым может сколоться порода под действием собственного веса, если нет ограничений развитию деформаций разрушения. При двухосном сжатии предел прочности большинства горных пород в два раза больше предела прочности при одноосном сжатии.

Главную часть горных пород составляют соединения Al_2O_3, CaO, Fe_nO_m , образующие различные минералы, которые в большинстве своем анизотропны, т.е. механические и тепловые свойства у них в разных направлениях различны. Кроме того, горные породы содержат множество дефектов в структуре кристалла – кристаллической решетке и микротрещины различных размеров, понижающие кристаллические зерна, а также сосредоточенные на границе между ними, и приводящие к значительному снижению реальной прочности по сравнению с теоретической.

На основании изучения геологической характеристики месторождений Украины по ранее пробуренным скважинам был сделан вывод в том, что наиболее трудноразбуриваемыми горными породами являются кварциты и кристаллические сланцы, которые и были выбраны в качестве объекта исследований:

1) кварциты мартит-гематит-силикатные серовато-бурые мелкозернистые, разнослоистые. Полосчатость обусловлена чередованием слоев различной мощности и состава: полурудных гематит-мартитовых и мартит-гематитовых; силикатных, сильно ожелезненных, и кварцевых. Мощность слоев до 2 см;

2) кварциты биотит-гематит-мартит-железослюдковые, переслаивающиеся с гематит-мартитовыми сланцами. Кварциты буровато-серые, мелко-среднеслоистые, мелкозернистые. Состоят из чередующихся мартит-гематит-

железослюдковых, гематит-мартитовых, гематит-мартит-биотитовых кварцевых слоев. Закономерности в чередовании слоев нет, контакты между слоями четкие. Мощность слоев до 4 – 5 см, в основном 2 – 3 см;

3) кварциты мартит-железослюдковые представлены чередующимися кварц-мартитовыми и мартит-кварцевыми слоями. Мощность слоев от 0,5 мм до 3,0 мм. Мартит наблюдается в отдельных зернах кубической формы, образует небольшие скопления (до 0,5 мм). Чаще образует полиэдрические сростки, ветвистые агрегаты, вытянутые по направлению слоистости. Содержание крайне неравномерное по слоям, от 60 – 70 % в кварц-мартитовых до 7 – 15 %, в мартит-кварцевых иногда до 5 – 7 %. В пределах слоев распределяется более равномерно. Гематит образует многоступенчатые агрегаты. По слоям распределяется неравномерно: в кварц-мартитовых содержание составляет до 5 %, чаще 2 – 3 %, в мартит-кварцевых примерно 8 – 10 %. Кварц образует зерна изометрической формы слегка удлиненные по слоистости, размером до 1,0 – 1,5 мм, чаще 0,05 – 0,5 мм. Зерна нередко пропитаны распыленным мартитом и гематитом.

Влияние промывочных жидкостей на физико-механические свойства и разрушение обусловлено в основном адсорбцией – концентрацией одного из компонентов среды на границе раздела фаз. Она обеспечивает снижение поверхностной энергии твердого тела, изменяет силы связи у приповерхностных атомов и увеличивает параметры решетки. Для изучения процессов, протекающих на границе раздела «твердое тело – жидкость», наиболее целесообразно применять ИК-спектроскопию [103]. Этим методом можно исследовать адсорбцию отдельных молекул адсорбата на определенных центрах или конкуренцию между несколькими адсорбатами за отдельные центры адсорбции. Поверхности большинства адсорбентов химически неоднородны, так как на них находятся различные центры с высокой и низкой энергией адсорбции, как полярные, так и неполярные группы, примесные атомы и адсорбированные из окружающей среды вещества.

В процессе исследования методом ИК-спектроскопии твердый адсорбент в виде порошка погружают в раствор, из которого происходит адсорбция. После установления равновесия твердое вещество удаляют из раствора и, если необходимо, осушают, после чего регистрируют спектр адсорбента. Равновесные концентрации адсорбата в растворе можно оценить из спектров растворов отдельно. Если исходная и равновесная концентрация существенно различаются, величину адсорбции можно получить из результатов спектроскопических измерений [104].

Отделить твердое вещество от раствора можно фильтрованием или центрифугированием.

Исследования по моделированию процесса разрушения горных пород различными породоразрушающими инструментами при бурении скважин показали, что наиболее точно его можно воспроизвести путем вдавливания штампа в образцы и регистрации соответствующих показателей [100]. В зависимости от

характера воздействия сил при вдавливания штампа различают статическую и динамическую прочность и микротвердость горных пород.

Статическую прочность горных пород определяли по методу Л.А. Шрейнера на приборе УМГП – 3, динамическую – методом толчения и микротвердость на приборе ПМТ – 3.

5.2 Экспериментальное исследование адсорбционной способности горных пород

Поверхности большинства адсорбентов химически неоднородны, так как на них находятся различные центры с высокой и низкой энергией адсорбции, как полярные, так и неполярные группы, примесные атомы и адсорбированные из окружающей среды вещества. Поверхности минералов часто плохо охарактеризованы, однако химические свойства поверхностных соединений могут определять характер адсорбции, т.е. какого рода взаимодействия будут иметь место. Взаимодействие между поверхностью и адсорбированными веществами может быть либо химическим, либо физическим и охарактеризовано следующим образом [105]: химическая адсорбция (хемосорбция), водородная связь, гидрофильное связывание, вандерваальсовы силы.

В зависимости от химической структуры обоих компонентов между молекулами адсорбата и поверхностью адсорбента могут возникать связи различных типов.

Важными характеристиками адсорбции являются:

- а) скорость адсорбции;
- б) форма изотермы;
- в) наличие плато на многих изотермах;
- г) степень адсорбции растворителя;
- д) тип адсорбции – монослойный или многослойный;
- е) ориентация адсорбированных адсорбентом молекул;
- ж) влияние температуры;
- з) природа взаимодействия между адсорбатом и адсорбентом.

По начальному участку выделяют четыре класса изотерм. Наиболее широким является класс L , или ленгмюровский тип адсорбции. Изотермы адсорбции ионогенных ПАВ часто носят ленгмюровский характер. Они имеют тенденцию достигать плато вблизи ККМ поверхностно-активного вещества. Многие ученые считают, что адсорбция, достигаемая на плато, соответствует плотноупакованому монослою. Однако, детальная количественная интерпретация данных, полученных при достижении плато, очень сложна. Таким образом, можно сделать вывод о том, что хотя и имеется множество работ по изучению механизма адсорбции, к настоящему времени он изучен не полностью. Особенно это относится к адсорбции ПАВ из водных растворов на поверхности горных пород.

Для расчетов адсорбции используют уравнение, которое получают, предполагая адсорбцию одного вещества при низкой концентрации и выражая его химический потенциал в объеме μ_w^o через $\mu_w^o + RT \cdot \ln C$

$$\Gamma = -\frac{1}{RT} \frac{d\sigma}{d \cdot \ln C} = -\frac{C}{RT} \frac{d\sigma}{dC}, \quad (5.1)$$

где μ_w^o – стандартный потенциал.

Уравнение Фрумкина связывает σ и Γ зависимостью [105]

$$\sigma = \sigma_o + RT\Gamma_m \ln[1 - (\Gamma/\Gamma_m)]. \quad (5.2)$$

Эти уравнения охватывают все возможные варианты, и с их помощью можно обрабатывать экспериментальные данные, т.е., имея зависимость σ от C , построить зависимость Γ от C , но нельзя, исходя из строения молекул ПАВ, рассчитать поверхностные свойства последних.

Таким образом, по данным поверхностного натяжения может быть рассчитана адсорбция ПАВ и оценена их поверхностная активность, которая тем выше, чем больше адсорбционный потенциал. Для гомологических рядов ПАВ связь между поверхностной активностью и длиной углеводородной цепи устанавливается правилом Дюкло-Траубе. Согласно этому правилу поверхностная активность возрастет приблизительно в 3,2 раза при удлинении углеводородной цепи на одну метиленовую группу, то есть при переходе от n -го к $n + 1$ члену гомологического ряда.

Адсорбцию ПАВ из водных растворов на поверхности железистых кварцитов изучали на порошках с размером частиц от 0,2 до 2 мм. В качестве жидких фаз были использованы водные растворы мицеллообразующих ПАВ различной природы. Для изучения адсорбции на твердой поверхности для каждого из них экспериментально определяли оптимальное соотношение между массой твердой фазы и объемом раствора, а так же время установления адсорбционного равновесия. Величину адсорбции определяли по разности концентраций ПАВ в растворе до и после установления адсорбционного равновесия и рассчитывали по формуле

$$\Gamma = \frac{\Delta C \cdot V}{m}, \quad (5.3)$$

где ΔC – разность концентраций ПАВ в растворе до и после адсорбции, V – объем раствора, m – навеска твердого адсорбента.

Площадь, приходящуюся на молекулу в адсорбционном слое, определяли по формуле

$$S_1 = \frac{10^2 \cdot S}{\Gamma_m \cdot N_a}, \quad (5.4)$$

где Γ_m – значение предельной адсорбции, N_a – число Авогадро, S – удельная поверхность адсорбента.

Концентрацию ПАВ в растворе после адсорбции определяли по изотерме поверхностного натяжения отделив дисперсную фазу центрифугированием. Поверхностное натяжение измеряли методом Вильгельми, сущность которого состоит в том, что пластинка из алюминиевой фольги приводится в соприкос-

новение с поверхностью жидкости и измеряется вес пластинки [105]. Поверхностное натяжение рассчитывается по разности весов сухой и смоченной пластинки, отнесенной к периметру пластинки

$$\sigma = \frac{P_2 - P_1}{2 \cdot d}, \quad (5.5)$$

где P_1 – вес пластинки на воздухе, P_2 – вес пластинки на границе раздела жидкость-газ, d – ширина пластинки.

Вес пластинки определяли с помощью торсионных весов с точностью ± 1 мг. Ошибка в определении поверхностного натяжения составляла $\pm 0,5$ Н/м.

Из зависимости $\sigma = f(c)$ были рассчитаны значения поверхностной активности, ККМ, адсорбции и площади, приходящейся на одну молекулу в адсорбционном слое на границе раздела «жидкость – газ». В природных водах, которые используются для приготовления буровых реагентов, часто содержатся ионы поливалентных металлов. Для выяснения их влияния на свойства ПАВ использовали фоновый электролит CaCl_2 .

Рассмотрим адсорбцию ионогенных ПАВ на твердых поверхностях, имеющих полярную природу. При этом на поверхности твердого тела возникает заряд, величина которого зависит от природы твердого тела, химического состава и pH раствора. Он возникает либо вследствие гидролиза и выхода одного из ионов, образующих решетку данного тела, в раствор, либо вследствие адсорбции на твердой поверхности одного из ионов раствора. Измерения электрофоретической подвижности твердых частиц позволяют получить численные значения ζ -потенциала, являющегося характеристикой поверхностного заряда. Поскольку система в целом остается электронейтральной, в растворе находится одинаковое число ионов с равными и противоположными по знаку зарядами. В таком случае адсорбция ионов ПАВ может протекать либо через обмен с катионами в двойном слое, либо как совместная адсорбция противоионов.

Продолжим рассмотрение механизма адсорбции ПАВ и роли электрических взаимодействий при этом процессе. Обычно изменение энергии системы при адсорбции представляют в виде двух составляющих [105]:

$$\Delta G_{ads} = \Delta G_{elec} + \Delta G_{spec}, \quad (5.6)$$

где ΔG_{elec} – учитывает электрические взаимодействия; ΔG_{spec} – учитывает специфическую адсорбцию и включает все другие вклады в свободную энергию, зависящие от специфических (неэлектрических) взаимодействий.

Составляющая ΔG_{elec} практически полностью определяется кулоновскими взаимодействиями, способствующими или препятствующими процессу адсорбции. Если заряд ионов ПАВ противоположен по знаку объемному заряду поверхности, то электрические взаимодействия способствуют процессу адсорбции [105]. Эта ситуация имеет место для комбинации КПАВ – отрицательно заряженная поверхность и АПАВ – положительно заряженная поверхность. В случае если ионы ПАВ и поверхность имеют одинаковый заряд электрические взаимодействия будут препятствовать процессу адсорбции.

В качестве анионоактивного ПАВ применяли сульфонол – смесь натриевых солей алкилбензолсульфокислот с алкильными остатками, содержащими 12 – 18 атомов углерода.

Перейдем теперь к рассмотрению адсорбции неионогенных ПАВ на твердой полярной поверхности. Неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ) обычно состоят из гидрофобной алкильной или алкилфенольной цепи и связанной с ней цепи полиоксиэтилированных звеньев (ПЕО), число которых является важной характеристикой молекул ПАВ. В ряде случаев растворимость и, соответственно, значение ККМ НПАВ значительно меньше, чем ионогенных ПАВ. Это обусловлено тем, что взаимодействие между полиоксиэтиленовыми цепями и молекулами воды меньше, чем между полярной группой ионогенного ПАВ и водой, а также более слабым отталкиванием между цепями по сравнению с ионами на внешней поверхности мицеллы. На гидрофильной поверхности, помещенной в раствор ПАВ, адсорбция может происходить вследствие образования водородной связи между гидроксильной группой и полярной твердой поверхностью. Такая адсорбция носит скорее физический, чем химический характер, но в ряде случаев взаимодействие между оксиэтилированными группами и полярной поверхностью может быть настолько сильным, что адсорбция является необратимой [106].

В качестве неионогенного поверхностно-активного вещества использовали вспомогательное вещество ОП – 10, представляющее собой смесь полиэтиленгликолевых моно- и диалкилфенолов. Исследования показали, что вспомогательное неионогенное поверхностно-активное вещество ОП – 10 обладает большой адсорбционной активностью на границе раздела поверхность железистых кварцитов-водный раствор. Характерной особенностью изотерм адсорбции ОП – 10 на поверхности железистых кварцитов является резкое ее увеличение при концентрации, близкой к критической концентрации мицеллообразования (ККМ), что свидетельствует о ее мицелярном характере.

Адсорбция вспомогательного вещества ОП – 10 из водного раствора на поверхности железистого кварцита также зависит от природы фонового электролита. Это связано с влиянием ионов, присутствующих в растворе, на заряд поверхности железистого кварцита. На слабо заряженной поверхности, в присутствии индифферентного электролита, изотерма адсорбции носит ступенчатый характер. В области концентраций, соответствующих плато, образуется достаточно плотный адсорбционный слой. Неионогенное поверхностно-активное вещество ОП – 10 адсорбируется в этом случае до значений концентрации, соответствующей ККМ.

ПАВ, используемые в различных процессах, практически всегда представляют собой смеси двух или более веществ, в основном, вследствие двух причин: прежде всего потому, что изотермически чистые ПАВ являются достаточно дорогими и, во вторых, потому, что во многих случаях смеси ПАВ обладают более эффективным действием, чем индивидуальные. Именно эти синергические свойства стимулировали в последние годы изучение свойств смесей

ПАВ. Водные растворы двух поверхностно-активных веществ могут обнаруживать резкое изменение таких физических свойств как поверхностное натяжение, электропроводность, интенсивность светорассеяния и другие по сравнению с растворами индивидуальных ПАВ, зависящие от соотношения ПАВ в растворе.

Адсорбция из растворов смесей ПАВ на поверхности полярных адсорбентов, в том числе и на горных породах, изучена довольно слабо. Величина адсорбции зависит от соотношения ПАВ в растворе и не может быть точно предсказана заранее. Это связано с тем, что возможна предпочтительная адсорбция одного из ПАВ, что, естественно, изменяет соотношение их в растворе.

В данной работе изучены закономерности адсорбции ПАВ на поверхности железистого кварцита, в основном из бинарных систем, в которых содержание одного из компонентов оставалось постоянным. В качестве фонового электролита во всех случаях был использован раствор CaCl_2 ($C = 10^{-3}$ М/л). В качестве анионного ПАВ был использован сульфонол, а неионного – вспомогательное вещество ОП – 10. Сульфонол все шире находит применение в качестве добавки, улучшающей свойства буровых агентов. Однако его использование затрудняется в случае присутствия в растворе поливалентных катионов, в частности, катионов кальция и магния, которые образуют нерастворимые соединения с сульфонолом. Обычно этот недостаток устраняется высаливанием раствора сульфонола хлористым кальцием. Кроме того этот негативный эффект может быть уменьшен добавлением неионогенных ПАВ.

Рассмотрим свойства системы, содержащей сульфонол и ОП – 10. Нами были проведены эксперименты, в которых содержание ОП – 10 было постоянным и составляло $2,6 \cdot 10^{-6}$ М/л. Введение ОП – 10 резко увеличивает поверхностную активность, по сравнению с индивидуальным ПАВ, но практически не меняет значения ККМ и минимального натяжения. Как видно из данных все параметры, характеризующие поведение ПАВ на границе раздела раствор-воздух, закономерно изменяются.

Таким образом, добавление небольших количеств ОП – 10 к растворам сульфонола повышает устойчивость сульфонола к осаждению ионами кальция и увеличивает адсорбцию сульфонола из водных растворов на поверхности железистых кварцитов.

При современных режимах бурения, особенно при больших частотах вращения, породоразрушающий инструмент интенсивно нагревается, вследствие чего значительная часть энергии разрушения горной породы переходит в тепловую.

Поток промывочной жидкости, соприкасаясь с вращающимися рабочими поверхностями породоразрушающего инструмента, охлаждая его, способствует созданию нормальных условий работы и повышает его стойкость. При этом происходит повышение температуры промывочной жидкости, что оказывает влияние на процессы происходящие на границе раздела фаз «жидкость – твердое тело». Известно, что физическая адсорбция, снижающая поверхностную

энергию горных пород, носит обратимый характер, т.е. ее можно ликвидировать сравнительно небольшим нагреванием.

Были проведены лабораторные исследования влияния температуры на поверхностную активность и адсорбционную способность ПАВ, применяемых при бурении скважин.

Чтобы получить зависимости поверхностного натяжения от температуры, нужно продифференцировать уравнение Фрумкина (5.3)

$$\frac{d\sigma}{dT} = \frac{d\sigma_o}{dT} + R\ddot{a} \ln\left(1 - \frac{\ddot{a}}{\ddot{a}_m}\right) - RT \frac{\ddot{a}_m}{\ddot{a}_m - \ddot{a}} \cdot \frac{d\ddot{a}}{dT}, \quad (5.7)$$

Из данного уравнения видно, что температурный коэффициент поверхностного натяжения таких систем включает зависимость от температуры. Поскольку первые два члена правой части уравнения можно рассчитать, особый интерес представляет изменение адсорбции с температурой ($d\Gamma/dT$), которое можно определить, продифференцировав уравнение Лэнгмюра с учетом отношения

$$\Delta H = \Delta\sigma + T\Delta S, \quad (5.8)$$

$$\frac{d\Gamma}{dT} = \frac{\Delta H / RT^2}{\left(\frac{C_\delta}{\Gamma_m^2}\right) \exp\left(\frac{W}{RT}\right) + \frac{2}{\Gamma_m} + \exp\left(\frac{-W}{RT}\right) C_\delta}, \quad (5.9)$$

Подставив уравнение (5.9) в уравнение (5.7), получаем

$$\frac{d\sigma}{dT} = \frac{d\sigma_o}{dT} + R\ddot{a}_m \ln\left(1 - \frac{\ddot{a}}{\ddot{a}_m}\right) - RT \frac{\ddot{a}_m}{\ddot{a}_m - \ddot{a}} \cdot \left[\frac{\Delta H / RT^2}{\left(\frac{C_\delta}{\Gamma_m^2}\right) \exp\left(\frac{W}{RT}\right) + \frac{2}{\Gamma_m} + \exp\left(\frac{-W}{RT}\right) C_\delta} \right]. \quad (5.10)$$

Были проведены исследования по определению влияния температуры на поверхностное натяжение водных растворов различных ПАВ. Результаты измерений приведены в табл. 5.1 и 5.2. Установлено, что повышение температуры приводит к увеличению поверхностной активности водных растворов ПАВ, достаточно хорошо согласуясь с теоретическими выводами, к снижению физической адсорбции и повышению химической адсорбции.

Анализируя полученные данные, можно сделать вывод о том, что адсорбционная активность, свойства адсорбционных слоев и влияние их на условия взаимодействия с горными породами зависят от природы и строения поверхностно-активных веществ, от минерализации вод и температуры.

Для успешного решения задачи подбора новых эффективных добавок органических веществ к промывочным жидкостям, улучшающих характеристики

процессов при бурении скважин, рассмотрим основные закономерности адсорбции их на гидрофильных адсорбентах.

Таблица 5.1

Влияние температуры на хемосорбцию органических веществ на железистом кварците

Органическое вещество		Температура, °С	Хемосорбция, М/г
Наименование	Содержание, М/л		
Дибензофуран	10^{-3}	20	2,2
		40	2,8
		80	3,9
Дифениленоксид	10^{-3}	20	2,9
		40	3,9
		80	4,8
Хинолин	10^{-3}	20	1,8
		40	2,6
		80	3,5

Таблица 5.2

Влияние температуры на поверхностную активность и адсорбцию ПАВ

Поверхностно-активные вещества		Температура, °С	Поверхностное натяжение, Н/м	Адсорбция, $\Gamma \cdot 10^{11}$, М/см ²
Наименование	Содержание, М/л			
Сульфонол	28	20	32,2	10,5
		40	30,5	9,4
		60	28,9	8,1
		80	26,9	6,0
Катапин	40	20	41,4	5
		40	40,2	4,5
		60	38,5	3,6
		80	37,4	2,9
ОП-10	30	20	33,4	9,0
		40	32,8	8,2
		60	30,9	6,4
		80	30,1	5,1
Смесь сульфонола и ОП-10 (1:1)	30	20	30,2	10,8
		40	28,9	9,5
		60	27,5	8,3
		80	26,6	6,1

Одним из свойств поверхности твердых тел, от которого зависит величина адсорбции, является ее заряд. Действие этого заряда проявляется двояко. С одной стороны, возникновение зарядов вызывает электростатическое притяже-

ние к поверхности ионогенных (ПАВ), заряженных противоположно. С другой стороны, в присутствии в растворе фона из неактивного электролита появление зарядов на поверхности приводит к деформированию двойного электрического слоя неорганических ионов и вытеснению в объем раствора больших органических молекул и ионов [107].

Для успешного решения задачи подбора новых эффективных добавок органических веществ к промывочным жидкостям, улучшающих характеристики процессов при бурении скважин, рассмотрим основные закономерности адсорбции их на гидрофильных адсорбентах.

Одним из свойств поверхности твердых тел, от которого зависит величина адсорбции, является ее заряд. Действие этого заряда проявляется двояко. С одной стороны, возникновение зарядов вызывает электростатическое притяжение к поверхности ионогенных (ПАВ), заряженных противоположно. С другой стороны, в присутствии в растворе фона из неактивного электролита появление зарядов на поверхности приводит к деформированию двойного электрического слоя неорганических ионов и вытеснению в объем раствора больших органических молекул и ионов.

Существенную роль в адсорбционных процессах на оксидах играют поверхностные гидроксильные группы. Изучение ИК-спектров адсорбционных молекул позволило сделать вывод об образовании между гидроксильными группами поверхности и гидроксильными группами спиртов, кислот, фенола, водородной связи. Сильное взаимодействие с группами ОН проявляется также при адсорбции аминов. Однако в этом случае происходят и другие, более глубокие взаимодействия с оксидами, в результате которых образуются поверхностные химические соединения.

Следует отметить, что возможность образования химических соединений между адсорбатом и адсорбентом также зависит от природы адсорбента. Так, стеариновая кислота адсорбируется обратимо на SiO_2 , в то время как на оксидах алюминия, магния и цинка происходит хемосорбция с образованием на поверхности слоя стеарата.

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 5

1. Проанализировано влияние промывочных жидкостей на физико-механические свойства и разрушение горных пород в результате адсорбции активных веществ.

2. Приведены результаты экспериментальных исследований адсорбционной способности горных пород.

3. Даны некоторые рекомендации подбора эффективных добавок органических веществ к промывочным жидкостям, улучшающих характеристики процессов бурения скважин.

РАЗДЕЛ 6. ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СИСТЕМ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН С ОБРАТНОЙ ЦИРКУЛЯЦИЕЙ ОЧИСТНОГО АГЕНТА

6.1 Общие сведения о газожидкостных системах

Газожидкостные системы, используемые в качестве очистных агентов при бурении скважин, делятся на аэрированные жидкости и пены. Аэрированные жидкости отличаются от пен тем, что в них концентрация газа значительно ниже, пузырьки газа не связаны между собой и имеют шарообразную форму. 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.

Соотношение фаз в дисперсных системах жидкость-воздух определяют степень аэрации жидкости a , представляющей собой отношение расходов газа Q_g и жидкости Q_j при атмосферном давлении, т.е. $a = Q_g/Q_j$. При $a < 50$ дисперсная система представляет собой аэрированную жидкость, а при $a = 50 \div 300$ – пену.

Ряд существенных технологических преимуществ газожидкостных систем обуславливается известными преимуществами входящих в них компонентов – жидкости и газа. Так, успех, достигаемый от применения газожидкостных систем, объясняется присутствием в ней газовой фазы, позволяющей в широком диапазоне снижать, например, гидростатическое давление столба очистного агента, обеспечивать лучшие условия удаления из скважины бурового шлама и т. д. Однако жидкая фаза, содержащая различные поверхностно-активные вещества (ПАВ), химические реагенты (КМЦ, гипан и др.), а также глино порошок, смазывающие, ингибирующие, противоморозные и другие добавки, позволяющие повысить показатели бурения, создает лучшие условия для нормального охлаждения и работы алмазного породоразрушающего инструмента по сравнению с продувкой скважины сжатым воздухом.

Аэрация – это процесс насыщения жидкости воздухом, реже другими газами. При этом газообразная фаза рассматривается как дисперсная, а жидкая – как непрерывная дисперсионная среда.

Способы приготовления аэрированных промывочных жидкостей и пен:

1. Механический способ обеспечивает аэрацию жидкости с помощью компрессорных установок и специальных устройств – аэраторов (пеногенераторов).

2. Эжекционный способ. При этом способе жидкость аэрируется путем засасывания воздуха из атмосферы с помощью специальных эжекторных смесителей.

3. Химический способ обеспечивает вспенивание (аэрацию) жидкости при обработке ее ПАВ – пенообразователями и перемешивании.

4. Комбинированный способ сочетает механический (эжекторный) и химический способы аэрации.

Комбинированный способ аэрации является самым распространенным и эффективным, так как в присутствии ПАВ-пенообразователей существенно улучшаются условия диспергирования газа и повышается стабильность (устойчивость) всей дисперсной системы.

Наиболее высокую пенообразующую способность имеют анионоактивные ПАВ, в частности, сульфонол, прогресс.

Оптимальные добавки ПАВ-пенообразователей составляют 0,1-0,4 % к объему жидкой фазы.

С экологических позиций необходимо использовать биологически нестойкие ПАВ, быстро разлагающиеся под воздействием солнца и бактерий (сульфонол НП-3, хлористый сульфонол и др).

Основным отличительным свойством АПЖ и пен является их низкая плотность. При атмосферном давлении плотность АПЖ может составлять 100-1000 кг/м³, пен 50-100 кг/м³.

Низкая плотность АПЖ и пен обуславливает целый ряд преимуществ их перед буровыми растворами:

- вследствие снижения давления на забой скважины увеличиваются механическая скорость бурения и проходка на долото;
- появляется возможность бурения в зонах АНПД ($K_a = 0,3-0,8$ для АПЖ; $K_a < 0,3$ для пен), поглощающих буровой раствор;
- уменьшается вредное воздействие на продуктивные горизонты с низким пластовым давлением.

Другими отличительными особенностями, присущими, главным образом, пенам, являются:

- Улучшение условий очистки забоя скважины от шлама в результате флотационного эффекта, заключающегося в способности частиц выбуренной породы прилипать к воздушным пузырькам и выноситься ими в затрубное пространство.

- Высокая несущая способность потока, которая у пен в 7-8 раз выше, чем у воды.

- Низкая теплопроводность, что весьма важно при бурении скважин в ММП (слой пены, контактирующий с ММП, быстро замерзает и препятствует обрушению стенок скважин).

- Возможность регулирования функциональных свойств в широком диапазоне путем изменения степени аэрации и состава пен.

Недостатками АПЖ и пен являются:

- Сложность приготовления (требуется дополнительное оборудование: компрессор, аэратор – пеногенератор, дозатор ПАВ, обратный клапан в ведущей трубе, специальная обвязка и др.).

- Сложность закачивания в скважину, так как ГЖС плотностью менее 500 кг/м³ могут подаваться в скважину только при одновременной работе насоса и

компрессора с установкой на нагнетательных клапанах бурового насоса дожимного устройства (бустера).

- Сложность очистки от шлама на поверхности, так как для этого пену необходимо разрушить.

- Повышенный коррозионный износ бурильных труб и другого оборудования вследствие окислительного действия газообразной среды.

В настоящее время газожидкостные системы применяются при бурении скважин на твердые, жидкие (нефть, воду) и газообразные полезные ископаемые (газ, геотермы). Пену широко применяют для проходки зон поглощений промывочной жидкости.

6.2 Опыт применения газожидкостных систем при бурении скважин

Аэрированные растворы впервые были применены в 1932 г. в СССР при бурении роторным способом, а турбинным способом в 1953 г. (СССР, США), с целью предупреждения и ликвидации катастрофических поглощений, вскрытия низкопроницаемых продуктивных пластов при низких градиентах давления в условиях устойчивого ствола скважины и отсутствия водопроявлений. Аэрированные растворы представляют собой низкоконцентрированные дисперсные системы, дисперсионная среда которых представлена жидкостью (основной несущий агент), а дисперсная фаза – сжатым воздухом (вспомогательная роль). Эти растворы занимают промежуточное положение между жидкими и газообразными очистными агентами. В качестве жидкости может использоваться любой буровой раствор, в т.ч. на углеводородной основе, а при вскрытии продуктивных пластов – дополнительно ПАВ. Аэрация раствора производится механическим или химическим путем при температурах до 100°C и 50°C соответственно. При механической аэрации дополнительно устанавливаются компрессора с аэрирующим устройством, обвязкой насосов, герметизацией устья с установкой обратного клапана. При химической аэрации не требуется установка дополнительного оборудования, растворы более устойчивы, вязкость и СНС хорошо регулируются. Они обладают коркообразующими свойствами, по сравнению с растворами, аэрированными механическим путем. Рецептurally химически аэрированных растворов состоит из жидкости, пенообразующего ПАВ (сульфонат или сульфонат 2.5-10%-ной концентрации до 0.1-0.2% в пресных растворах), или другие ПАВ, в зависимости от типа аэрируемой жидкости, а также структурообразователи (каустическая сода 0.1-0.2% или кальцинированная сода 0.5-2.5%). Правильность выбора ПАВ проявляется в непрерывной скорости истечения раствора из выкидной линии при стабильном давлении на стояке, что свидетельствует о равновесии столбов жидкости в трубном и затрубном пространстве. Если давление пульсирует, то неудачно выбрано ПАВ или недостаточное его количество в растворе. Применение химически аэрированных растворов осложняет снижение подачи насосов, вынужденных работать на сжимаемой жидкости. Любая аэрация позволяет регулировать плотность жидкостей от 0.1 до 1.0 г/см³ и тем самым снижать или увеличивать гид-

ростатическое давление на забой. В сочетании с лучшей очисткой забоя и охлаждением долота это обеспечивает при турбинном способе бурения увеличение механической скорости бурения и проходки на долото. Важно, чтобы процесс аэрации протекал бесперебойно, так как от этого зависит эффективная очистка забоя. Все эти факторы зависят от степени аэрации a , т.е. от соотношения газовой и жидкой фаз при нормальных температуре и давлении.

Следует учесть, что 3.5-5.0 объемов газовой фазы при повышенном давлении (200-300 кгс/см²) может раствориться, а при минерализации и повышенной температуре растворение значительно уменьшается. Степень аэрации находится в пределах 10-40, но наиболее оптимальная 25-30, т.е. смешиваются 25-30 объемов жидкости и 1 объем воздуха. Если основной целью является увеличение механической скорости бурения, то степень аэрации должна быть максимальной, обеспечивающей наибольшее снижение гидростатического давления на забой. При бурении водоносных пластов степень аэрации необходимо снижать для увеличения противодействия, а для предупреждения и ликвидации поглощений степень аэрации зависит от величины расчетной плотности. Технология получения аэрированных растворов механическим путем заключается в спуске бурильных труб, где под верхней трубой устанавливается обратный клапан для предупреждения разбрызгивания раствора при наращивании. Затем герметизируется устье съемным уплотнением, создается циркуляция жидкости, открывается задвижка, и компрессорами подается воздух. Кроме того, перед началом работ по аэрации раствора необходимо, чтобы выкидная линия имела небольшой уклон и была большого диаметра для улучшения стока и снижения скорости выходящего из скважины потока аэрированного глинистого раствора. При этом обязательна установка у устья деаэратора под углом 45°, с целью разделения воздуха и жидкости и снижения степени сжатия раствора при работе насосов. При использовании аэрированной воды деаэратор не нужен, так как деаэрация происходит при выходе жидкости из скважины. В ряде случаев перед подъемом бурильных труб воздух вытесняется из раствора для предупреждения различных осложнений. Следует учесть, что при одинаковой подаче стандартного глинистого раствора и аэрированной жидкости, турбобур воспринимает нагрузку на 3-6 тонн больше во втором случае, вследствие работы при расширении воздуха, но КПД турбобура при увеличении степени аэрации и глубине скважины более 2500 м снижается на 30-40%. При исходной плотности раствора 1.18 г/см³ и содержании в нем 10% воздуха (газа) плотность вспененного раствора составит:

$$1.18 - 10/100 = 0.118,$$

$$\text{тогда } 1.18 - 0.118 = 1.06 \text{ г/см}^3.$$

Преимуществами аэрированных растворов являются:

- повышенная скорость бурения ввиду низкого гидростатического давления;
- лучшее сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта по сравнению с глинистыми растворами;

- повышенная гидравлическая энерговооруженность турбобура даже при уменьшенной подаче насосов;

- снижение затрат на ликвидацию поглощений.

Недостатками азрированных растворов являются:

- усложнение технологической схемы буровой и увеличение энергозатрат в связи с установкой компрессоров;

- необходимость обвязки и герметизации устья скважины;

- трудность регулирования свойств очистного агента;

- повышение коррозионного износа вследствие окислительного действия кислорода воздуха, особенно в минерализованных растворах, которое устраняется добавкой извести;

- низкое качество образцов керна;

- снижение гидромониторного эффекта в долотах со стандартными насадками, диаметр которых необходимо уменьшать.

Пены впервые при сооружении скважин были применены в начале 1960-х годов в США с целью удаления пластовых вод, поступающих в ствол скважины в процессе бурения с продувкой забоя воздухом, при бурении многолетнемерзлых пород, катастрофическом поглощении и скважин большого диаметра, при освоении нефтяных и ремонте эксплуатационных скважин с истощенными пластами, где пластовое давление составляет 0.3-0.8 гидростатического. Пена представляет собой высококонцентрированную низкодисперсную систему, состоящую из ячеек-пузырьков воздуха с расходом от 2.8 до 8.5 м³/мин. (дисперсная фаза), разделенных пленками жидкости (непрерывная дисперсионная среда). Кроме этого в состав рецептуры входит пенообразующее ПАВ (натриевые и калиевые соли насыщенных и ненасыщенных высших жирных кислот, алкилсульфаты, алкиларилсульфонаты) и оксиэтилированные высшие жирные спирты. Наиболее высокой пенообразующей способностью обладают растворы анионоактивных ПАВ (сульфонол до 0.5% и др.), которые эффективно понижают величину поверхностного натяжения и являются гидрофобизаторами твердой фазы. Соотношение воздуха и раствора ПАВ составляет от 100:1 до 300:1. Из неорганических соединений наибольшее пенообразование дают фосфаты (тринатрийфосфат до 0.3% и др.) Пенообразующую способность ПАВ значительно улучшают стабилизирующие добавки (КМЦ, ПАА, биополимеры до 0.2-1.0%) за счет повышения дисперсности и устойчивости пены, при этом повышается вязкость растворителя (воды) и замедляется процесс ее истечения из пленок. Механизм получения пены заключается в следующем. Ориентированные в сторону жидкой фазы (воды) полярные группы (ПАВ) гидратируются и образуют вокруг пузырька воздуха прочное кольцо гидратной оболочки, которая, обладая упругими свойствами, препятствует коалесценции пузырьков газа при их столкновении. При этом молекулы ПАВ, адсорбировавшись на поверхности раздела фаз «жидкость-газ», понижают межфазное поверхностное натяжение. Устойчивая пена в отличие от суспензий и эмульсий обладает механическими свойствами, приближающими ее к твердым телам, поэтому ее прочность можно измерять по законам упругой деформации. При об-

разовании трехфазных пен (азрированный глинистый раствор + ПАВ) КМЦ иногда не применяется, так как глинистые частицы являются хорошими стабилизаторами. Пенообразующую способность анионоактивных и катионоактивных ПАВ и вязкость значительно снижают повышенная температура и давление, присутствие поливалентных солей и нефти. Неионогенные ПАВ (ОП-10 и др.) меньше подвержены влиянию солей и нефти, но зато их пенообразующую способность снижают добавки глины. Пенообразующая способность неионогенных ПАВ при 40°C увеличивается, а при 100°C равна нулю, а анионоактивных ПАВ возрастает при температурах до 90°C (в США создан ПАВ для бурения скважины глубиной 6000м при температуре более 200°C с промывкой пеной). Несущая способность пены в 7-10 раз больше чем воды и возрастает с уменьшением объемной доли жидкости. При этом очистка забоя скважины от шлама происходит в результате гидродинамической силы потока в сочетании с эффектом флотации шлама. На пути от устья до забоя пена является пластической сжимающейся жидкостью при содержании воздуха 60-96%, а от забоя до устья – расширяющейся, вследствие увеличения размеров пузырьков при снижении давления и последующего увеличения своего объема. Одновременно выделяется часть растворенного воздуха, изменяется густота пены, скорость струи и структурная вязкость, а концентрация пенообразователя за 1 цикл циркуляции составляет 40-60% от первоначальной. Плотность пен достигает от 0.03 до 0.3 г/см³. Поскольку пены обладают низкой теплопроводностью, то их используют при разбурировании многолетнемерзлых пород с добавкой не более 10% NaCl, если больше, то происходит размораживание породы. Следует учесть, что в зависимости от условий применения, состав пены будет различным, но во всех случаях ее консистенция должна быть такой, как крем для бритья. Технология промывки при заканчивавши скважин с использованием пен, предусматривает обязательное пеногашение на поверхности перед очередной закачкой в скважину для повышения КПД работы буровых насосов. Существует физико-механический, химический, акустический и термический способы пеногашения, из которых наиболее эффективны два последних.

Устойчивость пены проверяется несколькими способами:

- временем существования ее единичного объема или столба;
- временем истечения из пены 50% жидкости;
- временем начала истечения жидкости из пены.

Во всех трех случаях, чем больше время, тем выше устойчивость пены. Преимущества и недостатки пен в основном те же, что и для азрированных растворов. В настоящее время разработаны и эксплуатируются генераторы пены (США), с помощью которых на поверхности в соответствии с рецептурой готовится пена и закачивается в скважину. В России разработаны самогенерирующийся пенные системы, использующиеся при освоении скважин, где при химической реакции образуется большое количество тепла и газообразного азота, который равномерно и самопроизвольно вспенивает жидкость в скважине, а также не имеющие аналогов газобустерные насосы, позволяющие многократное использование пены.

6.3 Особенности применения газожидкостных систем при бурении скважин по валунно-галечным отложениям

Ряд специфических достоинств газожидкостных систем (десолобилизация, флотация и др.) обуславливают их применение в качестве основного очистного агента для бурения скважин с транспортировкой разрушенной породы по центральному каналу двойных бурильных труб в условиях россыпных месторождений.

Решающими факторами в выборе данного очистного агента являются:

- наличие в составе пены или тумана поверхностно-активных веществ, препятствующих агрегатированию твердых частиц и налипанию их на шламоотводные каналы бурового инструмента, а также позволяющих снизить твердость пород (эффект Ребиндера);
- высокая выносная способность газожидкостных систем, возможность придания свойств ньютоновской и пластической жидкости (при КП = 0-0,54 – свойства ньютоновской жидкости, а при КП = 0,54-0,96 – свойства пластической жидкости Бингама) [113];
- резкое сокращение потребления воды, ликвидация осложнений в слабообводненных и мерзлых породах.

Нами замечено, что по способу получения и условиям применения, газожидкостные смеси можно разделять на два типа: сбалансированные с постоянным соотношением воздуха и раствора поверхностно-активных веществ и пластовые, с изменяющимся количеством жидкой фазы в зависимости от водообильности разреза и характеристики скважинного насоса (динамоэрлифта).

Сбалансированные газожидкостные смеси предназначены для бурения скважин по малообводненным породам и многолетнемерзлым. Состав же постоянный и задается количеством сжатого воздуха и раствора поверхностно-активных веществ, подаваемых в скважину.

Пластовые газожидкостные смеси образуются при бурении обводненных пород. Состав их формируется путем подачи в скважину сжатого воздуха, концентрированного раствора поверхностно-активных веществ и поступающего в скважину пластового флюида. При бурении скважин с большими водопритоками количество флюида ограничивается производительностью скважинного насоса (динамоэрлифта).

Использование бинарных смесей, тройных композиций и сложных многокомпонентных поверхностно-активных материалов, обладающих свойствами, отличными от свойств индивидуальных поверхностно-активных веществ, входящих в их состав, дает возможность работать с газожидкостными смесями различной степени аэрации – туманы, пены, аэрированные жидкости [117-126].

Любая добавка (десолобилизаторов) органического и неорганического вещества изменяет условия молекулярного взаимодействия ПАВ и свойства мицеллярных структур в растворе [127]. Это позволяет в процессе бурения полезно влиять на качество очистного агента.

Использование газожидкостных систем в качестве очистного агента позволяет получать обратную циркуляцию без применения устьевых герметизаторов, достаточно использовать специальные эжекторные снаряды.

Наличие раствора поверхностно-активных веществ в сжатом воздухе позволяет обеспечить разжижение разрушенной горной породы в корпусе породоразрушающего инструмента и на входе в диафрагму эжектора, что предупреждает ее уплотнение и закупорку каналов.

Проверка работоспособности существующих схем обвязки инструмента и оборудования для обратной продувки (промывки) показала, что при столь сложных горно-геологических условиях такой подход к обеспечению обратной циркуляции не надежен.

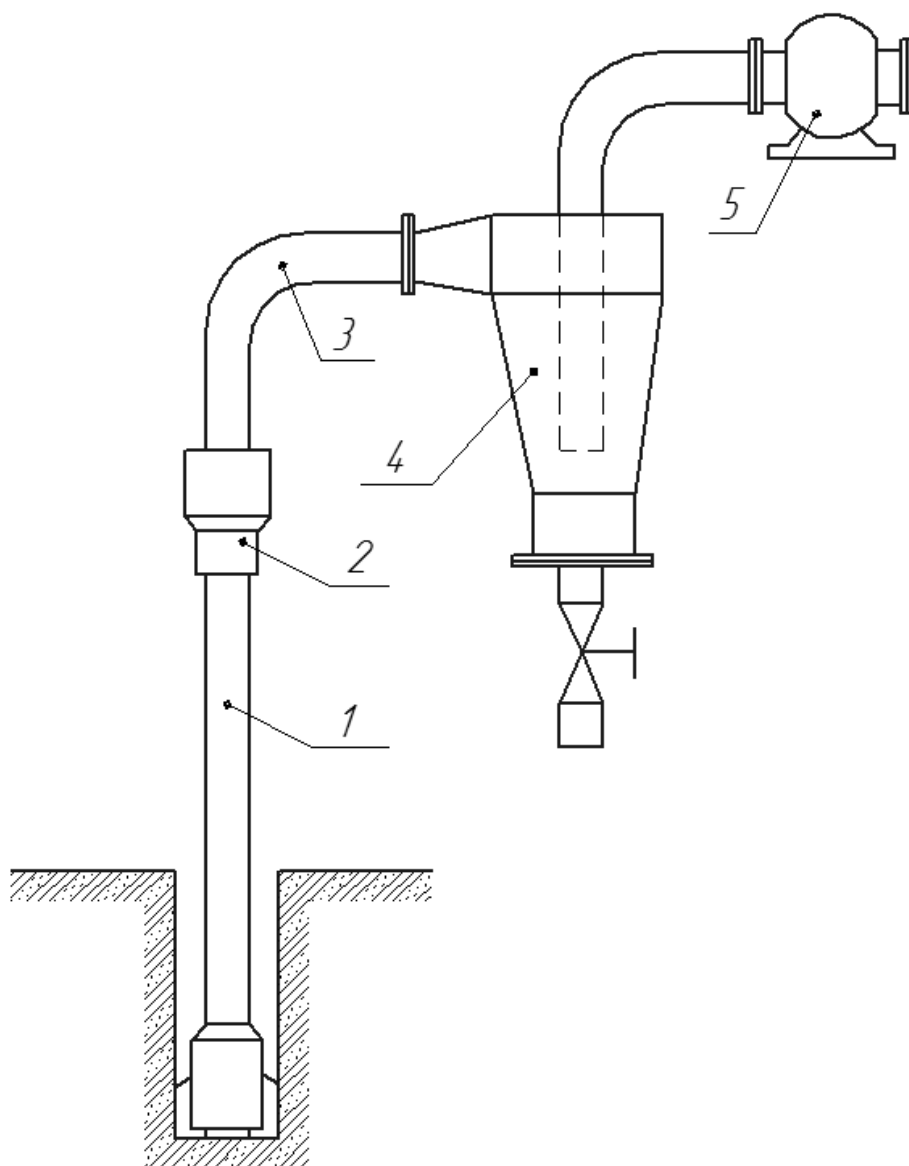


Рис. 6.1 Схема очистки забоя с использованием вакуумных насосов
1 – буровые штанги; 2 – сальник; 3 – вакуумные штанги; 4 – циклон;
5 – вакуумный насос.

С целью получения устойчивой обратной продувки (промывки) и качественного опробования, необходимо применять несколько способов получения обратной циркуляции очистного агента в зависимости от физико-механических свойств горных пород. Как показали экспериментальные исследования, горные породы, по условиям пневмотранспорта можно разделить на три группы:

- сухие, рыхлые;
- влажные, пластичные;
- водообильные.

Для первой группы целесообразно применять переточную вакуумную продувку с использованием забойных эжекторных устройств или воздуходувок, для второй группы закрытую продувку в сочетании с перекрывающимся по наружному кольцу породоразрушающим инструментом и эжектором, для третьей группы эрлифтную промывку.

Переточная вакуумная продувка заключается в создании зоны пониженного давления внутри центрального канала бурильных труб на всей протяженности при использовании поверхностных вакуумных насосов или в создании зоны пониженного давления на породоразрушающем инструменте с помощью эжекторного устройства (рис. 6.1).

Однако экспериментальными работами доказано, что при использовании только вакуума, происходит частая закупорка разрушенной горной породы в породоразрушающем инструменте вследствие ее налипания или уплотнения, что значительно усложняет выполнение буровых работ на россыпных месторождениях.

Применение сочетания компрессора и вакуумных воздуходувок большей производительности дают хороший результат по очистке скважины от разрушенной горной породы, а использование сжатого воздуха позволяет удалять пробки путем реверсирования потока и применять забойные пневмоударники. Однако применение вакуумных воздуходувок требует тщательной очистки потока воздуха от шлама и затрудняет применение газожидкостных систем.

Для дальнейшей разработки нами выбран способ получения обратной продувки путем создания зоны пониженного давления над породоразрушающим инструментом с помощью эжекторных снарядов, что позволяет уменьшить энергоемкость на создание обратной продувки (исключаются вакуумные воздухопродувки), упрощает отбор проб и хорошо сочетается с применением газожидкостных систем в качестве очистного агента.

Закрытая напорная продувка отличается от переточной, отсутствием продувочных (промывочных) каналов по наружной поверхности породоразрушающего инструмента выше подводящих каналов (рис. 6.2). При этом обязательным условием является наличие в компоновке скважинного снаряда пневмоударника и эжектора, расположенного в корпусе породоразрушающего инструмента, в непосредственной близости от рабочих поверхностей, сконструированного так, что обеспечивается циркуляция небольшой части очистного агента под торцом породоразрушающего инструмента и поступление основного объема в центральный канал на вихревой эжектор с созданием разрежения над ре-

жущими элементами. Применение ударно-вращательного бурения позволяет эффективно производить углубку скважины при малых оборотах бурильного вала.

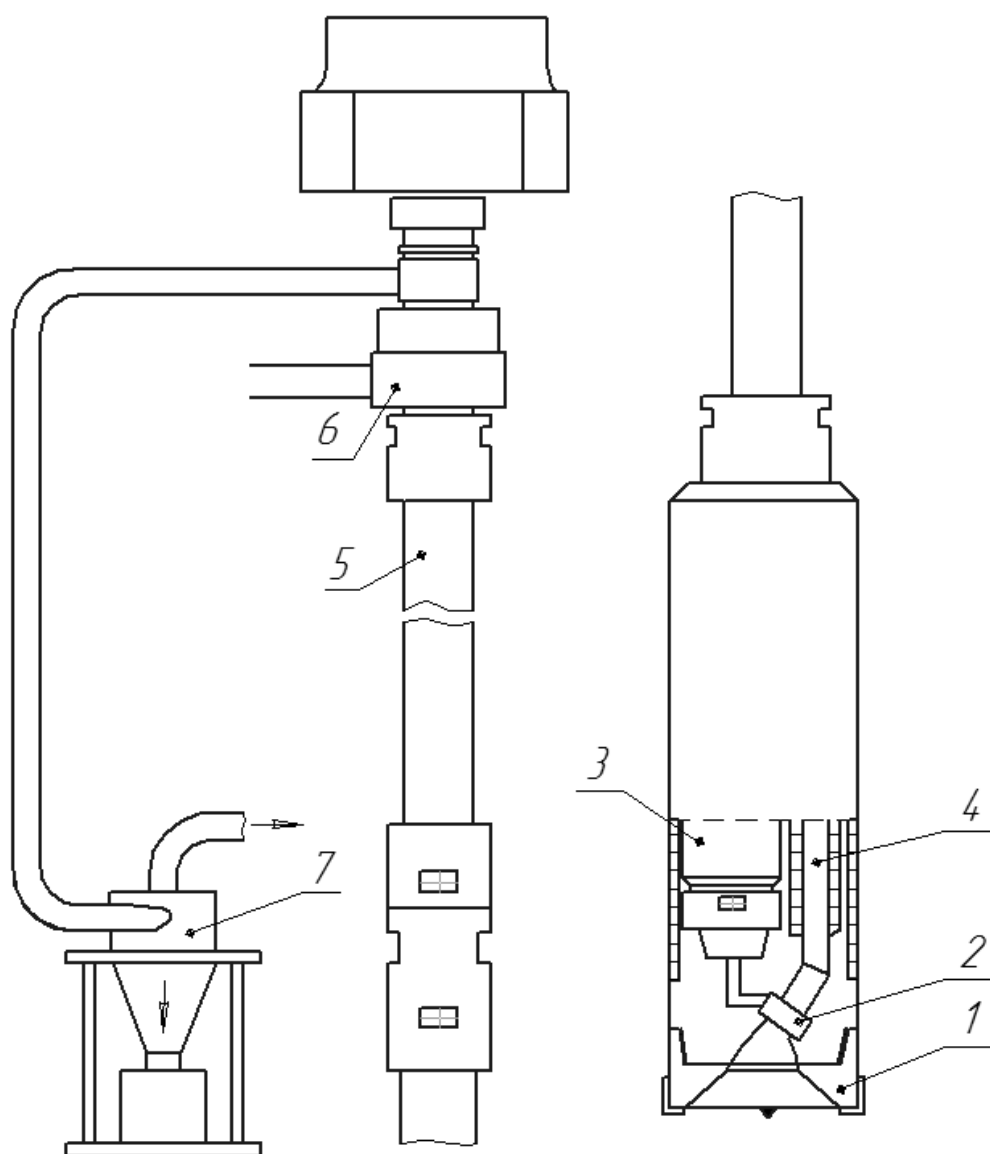


Рис. 6.2 Схема бурения с напорновакуумной продувкой

- 1 – специальный породоразрушающий инструмент; 2 – эжекторное устройство; 3 – пневмоударник; 4 – шламочиститель; 5 – двойные буровые трубы; 6 – двойной продувочный сальник; 7 – циклон.

Эрлифтная промывка отвечает требованиям эффективной очистки скважины, качественному отбору проб, применению забойных пневмоударных машин при высоте уровня воды над пневмоударником до 20 м. Но возможность ее применения ограничивается гидрогеологическими физико-механическими свойствами горных пород и минимальной глубиной скважины 10 м.

Важную роль в обеспечении обратной циркуляции выполняют эжекторные устройства. Рассматривая три типа эжекторов – струйные, кольцевые и вихре-

вые (рис. 6.3), получаем наиболее высокий коэффициент полезного действия у вихревых эжекторов, обусловленный увеличением скорости рабочего потока, за счет тангенциальной составляющей потока и конфигурацией расширяющегося канала (эффект Коонда).

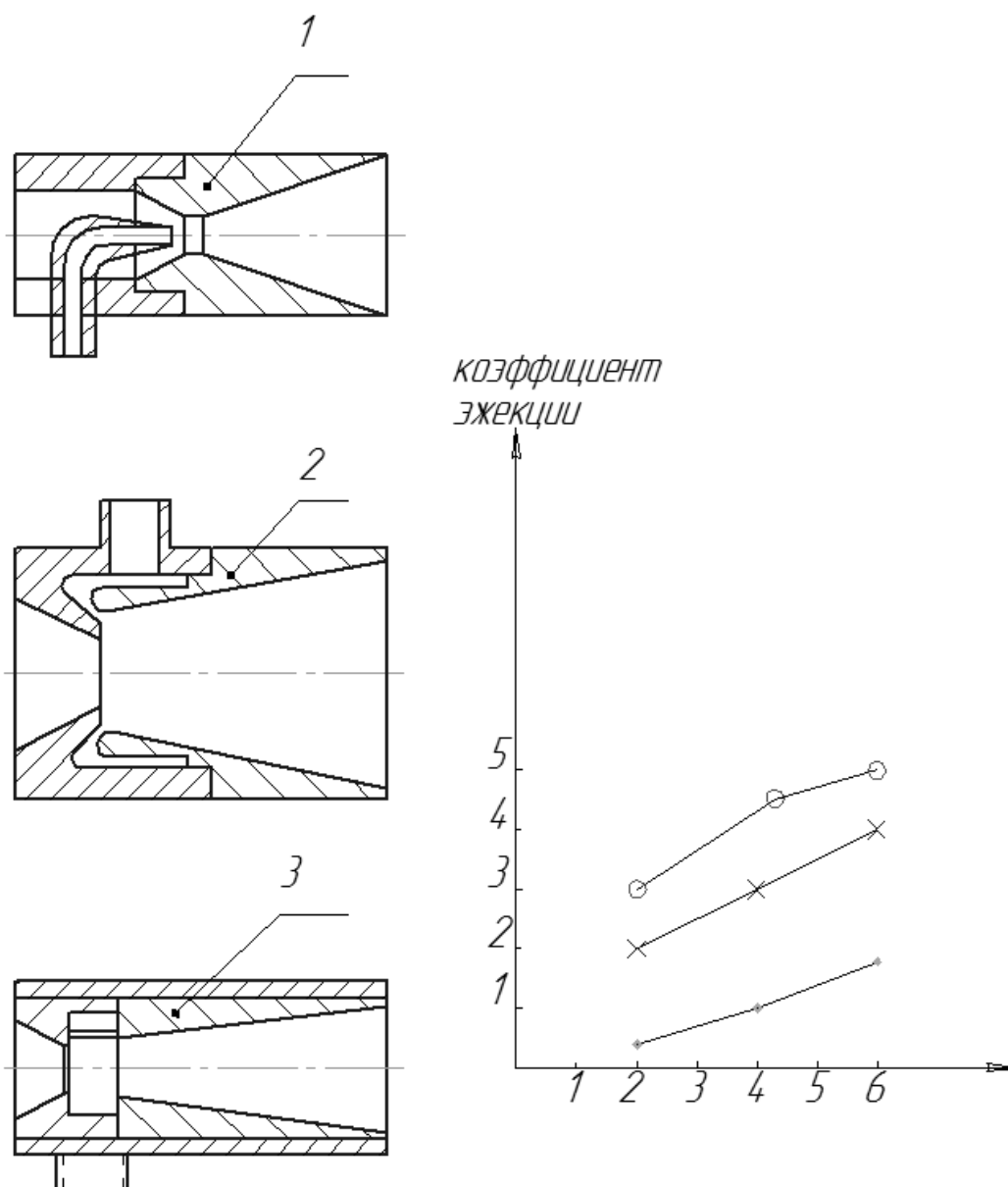


Рис 6.3 Типы эжекторов

1 – струйный эжектор; 2 – щелевой эжектор; 3 – вихревой эжектор.

Сочетание пневмударника и вихревого эжектора позволяет использовать эффект забивания породоразрушающего инструмента в породу и "продавливание" разрушенной горной породы во внутрь корпуса породоразрушающего инструмента в вихревое сопло эжектора. При этом породоразрушающий инструмент выполняется в форме кольцевой коронки с внутренним конусом, в котором установлены армированные ребра, выполненные в виде многофазных винтовых поверхностей с правым направлением спирали, винта, предназначенные

для разрушения горной породы и для транспортировки породы с периферии к центру, из забоя вверх к диафрагме эжекторного устройства.

Хорошие результаты получены при бурении по валунно-галечным отложениям с различным размером валунов и гальки породоразрушающим инструментом, выполненным в форме кольцевой коронки с вставленными в нее шарошками.

Технология ударно-вращательного бурения пневмоударниками с обратной циркуляцией очистного агента определяется энергией и частотой ударов, числом оборотов инструмента, осевой нагрузкой и интенсивностью удаления разрушенной горной породы.

Энергия и частота ударов в имеющихся пневмоударных машинах параметры взаимосвязанные и увеличиваются или уменьшаются одновременно, но несколько в различной степени. Поскольку уровень ударных нагрузок у погружных пневмоударников рассчитан на меньшие диаметры бурения, для породоразрушающего инструмента диаметром 300 мм он заведомо будет ниже критических величин. Если за основную цель брать скорости бурения, то энергию удара и частоту ударов необходимо поддерживать на максимально возможном уровне. Скорость бурения находится в прямой зависимости от давления воздуха, т.е. от энергии единичного удара и частоты ударов, что подтверждает необходимость эксплуатации пневмоударных машин на максимальных параметрах сжатого воздуха.

Наличие забойной машины-пневмоударника и эжектора предъявляет ряд требований, характерных для этого вида бурения, которые необходимы в дальнейшем при разработке методики для построения расчетных схем эжекторного снаряда и процесса описывающего динамику пневмоударно-эжекторного бурения.

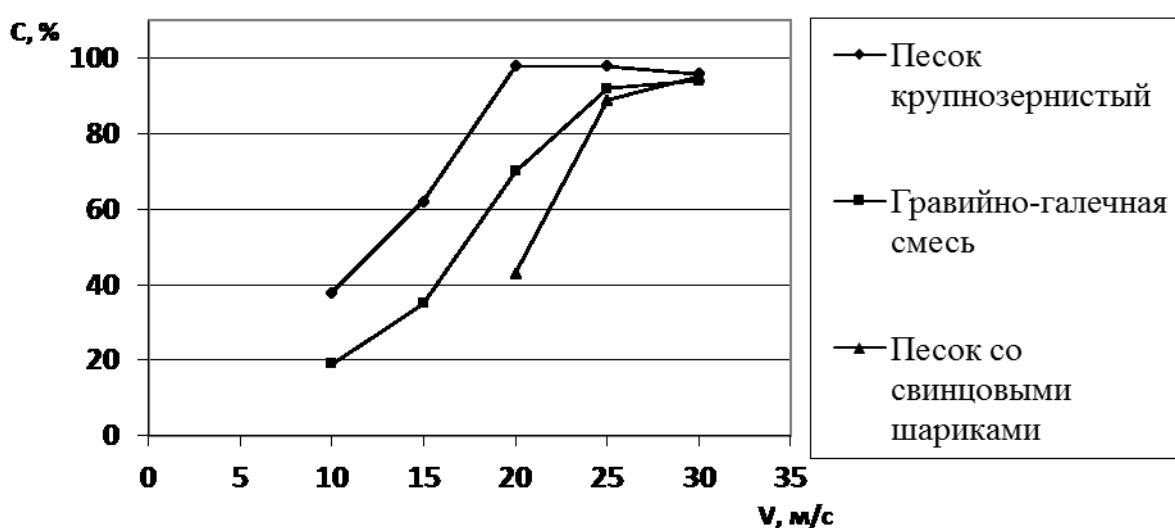


Рис. 6.4 Зависимость объемного выхода материала (С) от скорости восходящего потока (V)

Особенностью эжектора, работающего в комплексе с пневмоударником, является наличие двух отличающихся между собой режимов – рабочий режим и блокировочный режим. В первом случае при выхлопе пневмоударника создается давление воздуха до 0,25 МПа (при 0,3 МПа пневмоударник не заводится). Во втором случае при очистке скважины от шлама и воды на выхлопе устанавливается давление воздуха до 0,4 МПа. Второй отличительной чертой эжекторного снаряда при ударно-вращательном бурении с обратной циркуляцией очистного агента является необходимость подвода очистного агента к режущим элементам породоразрушающего инструмента и поступления основного объема в кольцевой канал вихревого эжектора.

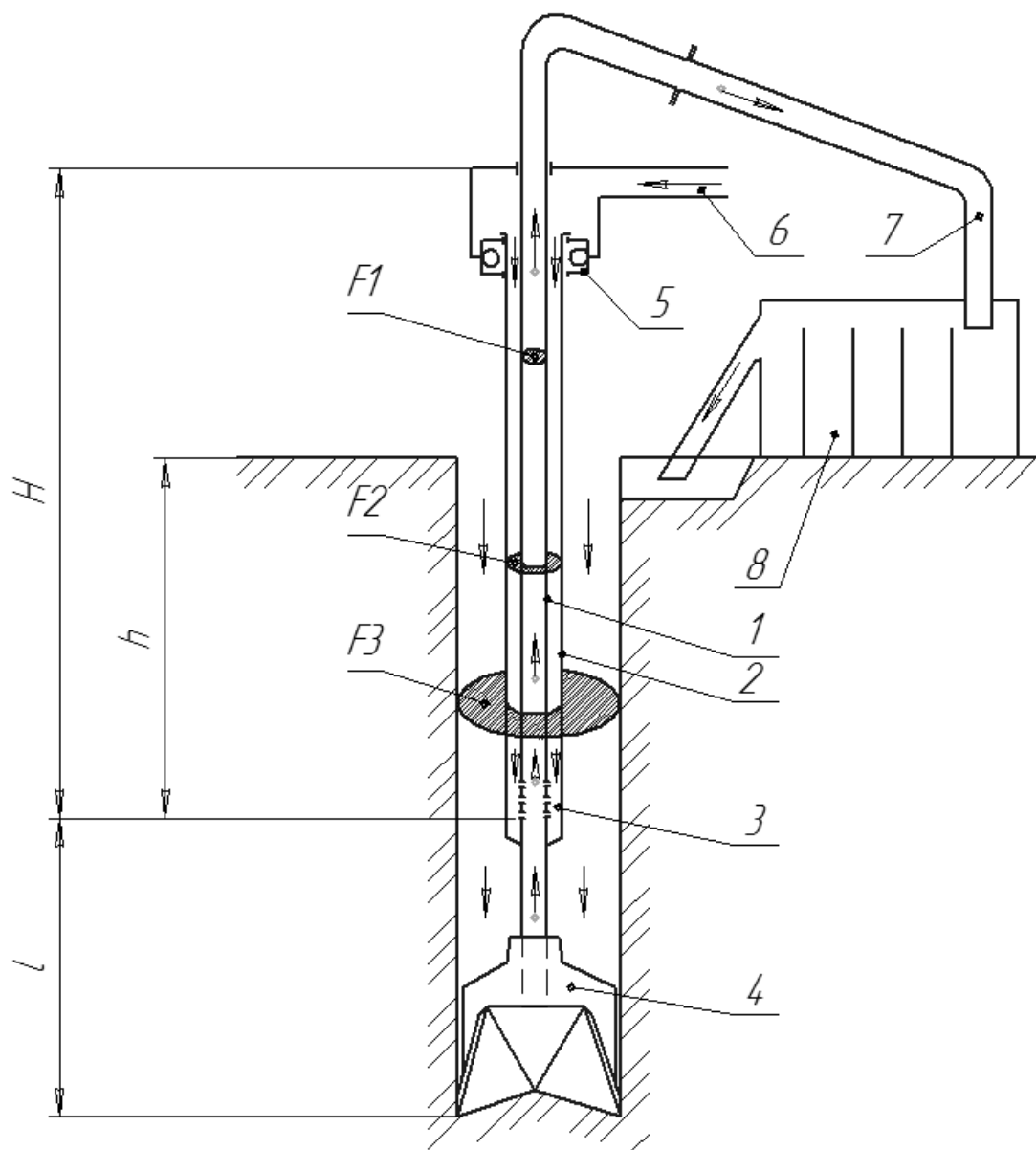


Рис. 6.5 Расчетная схема эрлифта

- 1 – внутренние трубы; 2 – наружные трубы; 3 – смеситель;
 4 – породоразрушающий инструмент; 5 – сальник-вертлюг;
 6 – воздушный рукав; 7 – отводящий рукав; 8 – шламоборник.

Скорость восходящего потока сжатого воздуха в транспортном канале бурового снаряда по условиям качественного отбора проб, должна быть не менее 30 м/с [128].

Экспериментальными исследованиями (рис. 6.4) подтверждена минимальная скорость восходящего потока воздуха в транспортном канале бурового инструмента.

Параметры работы эрлифта рассчитываются для условий максимальной подачи. При работе в режиме с максимальной подачей, эрлифт обеспечивает наиболее устойчивую обратную промывку с наименьшим удельным расходом воздуха.

Расчет проводится на основе баланса напора в эрлифте при создании обратной промывки [129-131]. Расчетная схема эрлифтного насоса приведена на рис. 6.5.

При работе с пневмоударником происходит увеличение расхода воздуха до 7-10 м³/мин и более. Для определения производительности эрлифта для этих расходов можно воспользоваться графиком зависимости производительности от расхода воздуха (рис. 6.6) по которому, зная расход воздуха, можно определить производительность эрлифта [132].

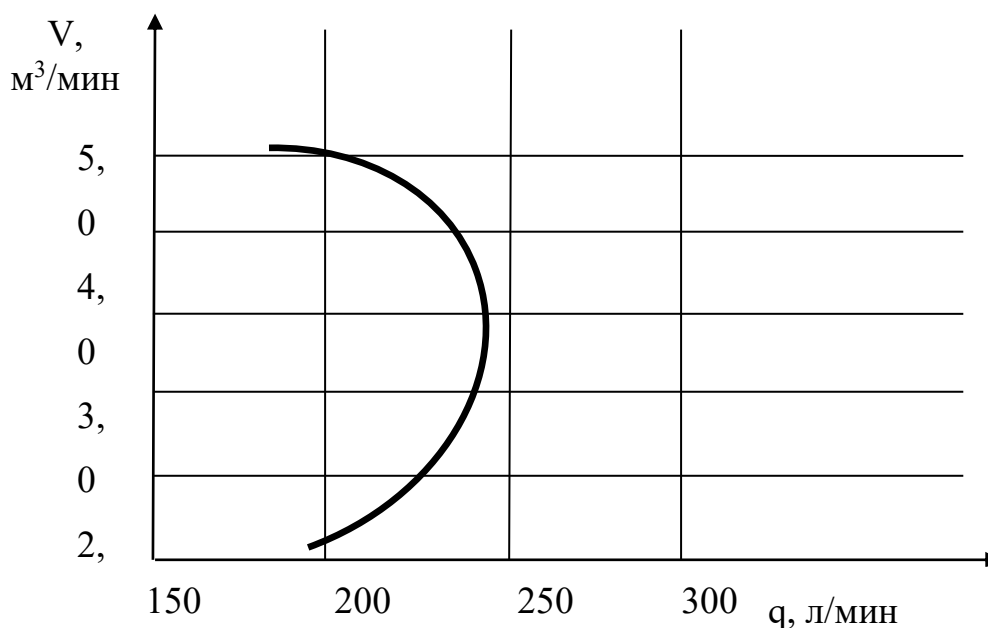


Рис. 6.6 Зависимость расхода воздуха (V) от производительности эрлифта (q)

Диапазон регулирования производительности эрлифта определяется исходя из следующих условий:

- минимальная производительность q определяется исходя из минимальной скорости восходящего потока жидкости ниже смесителя, необходимой для подъема частиц породы и площади сечения труб F по формуле: $q = V \cdot F$ где $V = 2,2$ м/с для транспортировки частиц диаметром 10-20 мм в воде.

➤ номинальная производительность q определяется исходя из скорости восходящего потока жидкости 2-4 м/с, с достаточной для выноса гальки и гравия [35].

Наряду с конструктивными элементами породоразрушающего инструмента, число оборотов снаряда влияет на реализацию подводимой ударной мощности за счет осуществления той или иной схемы поражения забоя.

Зона максимумов скорости соответствует оптимальному соотношению параметров машины и инструмента, при котором основные удары наносятся по трапециевидным выступам, образованным подготовительными ударами с отставанием от их средней линии на величину 0,1-0,2 м. Коронки, имеющие поперечные периферийные лезвия длиной 11-15 мм изменяют характер зависимости скорости бурения от числа оборотов, при этом исчезает их периодичность.

Частота вращения инструмента применяется на основании существующих методик расчета и с учетом технических возможностей буровых агрегатов. В связи с техническими сложностями поддержания оптимального расстояния между ударами в породах, включающих валуны и галечник частота вращения снаряда может быть выбрана исходя из максимального количества полных ударов за один поворот породоразрушающего инструмента. Для разработанной нами технологии оптимальное число оборотов снаряда составляет 12-25 об/мин.

В последние годы работами отечественных и зарубежных исследователей доказано, что статические нагрузки играют весьма важную роль в процессе разрушения горных пород ударными нагрузками, объясняется это формированием упругих деформаций на поверхности породы вследствие большой осевой нагрузки на долото и крутящего момента. Однако некоторые авторы считают целесообразным снизить осевую нагрузку, чтобы избежать чрезмерного износа инструмента.

Таблица 6.1

Результаты отработки породоразрушающего инструмента

Осевая нагрузка, Н	1000	3000	5000	10000	12000	15000	20000
Механическая скорость, м/ч	4,2	5,6	5,1	5,5	5,8	6,1	6,0
Проходка на долото, м	17	20	18	21	8	6	6

Исследования, проведенные нами, свидетельствуют о необходимости решения вопроса исходя из параметров породоразрушающего инструмента и конкретных горно-геологических условий.

В таблице 6.1 приведены результаты отработки породоразрушающего инструмента диаметром 225 мм по валунно-галечным отложениям при изменении осевой нагрузки.

Бурение по валунно-галечным отложениям отличается от общепринятых схем разрушения горных пород при ударно-вращательном бурении. Основной составляющей дробления валунно-галечного и гравийно-галечного материала

является удар. Осевая нагрузка при этом колеблется от 3000 до 10000 Н. Дальнейшее увеличение нагрузки приводит к жесткой угловой вибрации и разрушению твердого сплава.

6.4 Теоретические основы работы устройств газожидкостной очистки забоя скважины

В общем виде эжектор представляет собой устройство, в котором происходит смешение равнофазных потоков газа, жидкости, твердых частиц с различными параметрами и образование смешанного потока со своей аэро- (или гидро-) динамической характеристикой (см. схему рис. 6.7).

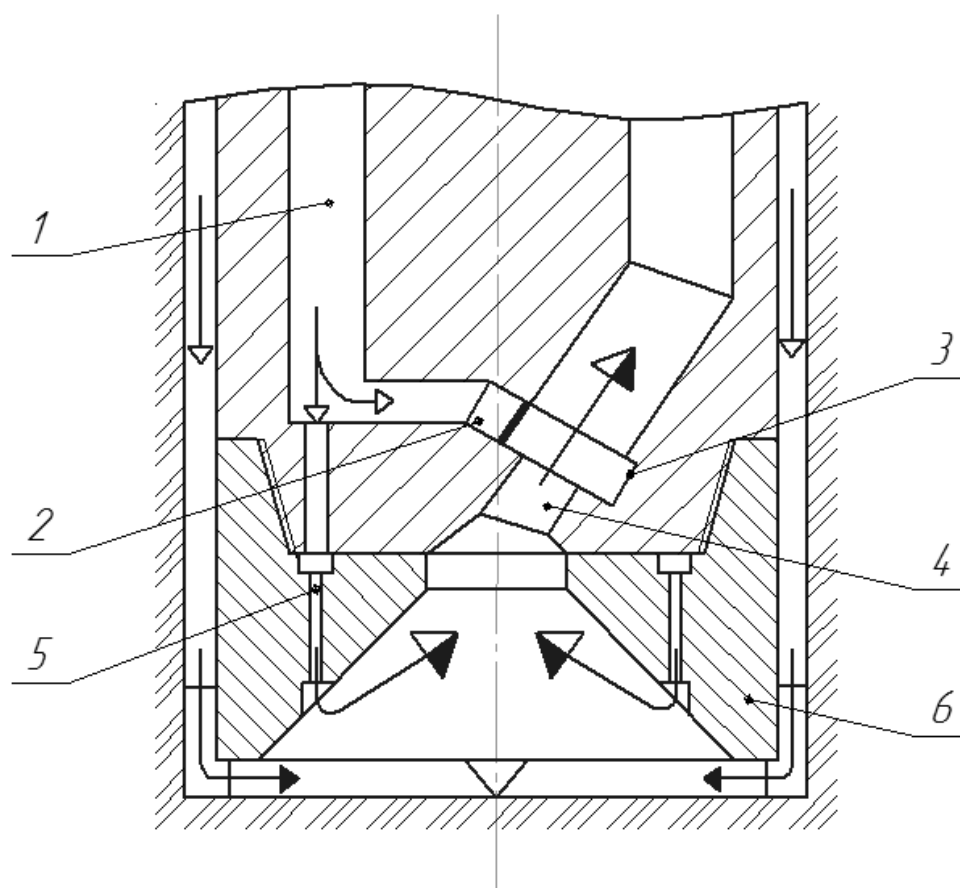


Рис. 6.7 Расчетная схема очистки забоя скважины

1 – питающий канал; 2 – сопло вихревого эжектора; 3 – трансцидентный канал; 4 – диафрагма вихревого устройства; 5 – обводной канал; 6 – корпус породоразрушающего инструмента.

Расчеты основаны на определении оптимальных геометрических параметров вихревого эжекторного устройства и обводного канала, с изменяющимся гидравлическим подпором последнего, в зависимости от пластичности и влажности горных пород.

В работах [133, 134] дан анализ и проведен расчет различных вихревых устройств. Для расчета вихревых трубок с трансцендентной боковой поверхностью канала справедливо выражение:

$$F_c = \frac{G\sqrt{T} \cdot 100}{0.4 \cdot P_c \cdot A_c} \quad (6.1)$$

где F_c – площадь сечения сопла на входе;

G – полный весовой расход воздуха;

T – температура сжатого воздуха;

P_c – абсолютное давление перед входом в сопло;

A_c – коэффициент расхода сопла, = 0,94...0,97.

Из выражения (4.1) определяем P_c :

$$P_c = \frac{G\sqrt{T} \cdot 100}{0.4 \cdot F_c \cdot A_c} \quad (6.2)$$

Давление перед входом в сопло и давление перед входом в обводной канал равны между собой, т.к. объединены одним питающим каналом. Однако состав очистного агента, поступающего в вихревое сопло, отличается от состава очистного агента, поступающего в обводной канал. Это обусловлено тем, что очистной агент состоит из сжатого воздуха 75-60 весовых процентов и раствора поверхностно-активного вещества 20-25 весовых процентов. В питающем канале вследствие воздействия центробежных сил на жидкую фазу, последняя отбрасывается к периферии, откуда поступает на сопло обводного канала, тогда как на сопло вихревой трубки поступает, в основном, сжатый воздух.

Как видим, состав очистного агента, подающийся на обводной канал может меняться в зависимости от гидравлических сопротивлений на участке: обводной канал, рабочие элементы породоразрушающего инструмента, диафрагма вихревого эжектора и состоять из газожидкостной смеси с различным водо-воздушным отношением.

Давление на входе в обводной канал складывается:

$$P_k = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 \quad (6.3)$$

где ΔP_1 – потери давления в обводном канале проходящем в корпусе породоразрушающего инструмента;

ΔP_2 – потери давления на гидропневмотранспорт разрушенной горной породы от рабочих элементов породоразрушающего инструмента при выходе из сопла;

ΔP_3 – потери давления на гидропневмотранспорт разрушенной породы от рабочих элементов породоразрушающего инструмента до входа в диафрагму вихревого эжектора.

Потери давления в обводном канале, проходящем в корпусе породоразрушающего инструмента определяется путем решения уравнения Бернулли и не представляют сложного как в вычислениях так и в определении коэффициентов.

$$\Delta P_1 = \Delta P_1' + \Delta P_1'' \quad (6.4)$$

где $\Delta P_1'$ – сумма потерь энергии на местных сопротивлениях;

$\Delta P_1''$ – сумма потерь энергии на линейных участках.

Так как длина линейных участков незначительна, поэтому величиной $\Delta P_1''$ можно пренебречь, тогда

$$\Delta P_1 = \sum f \frac{V_{ГЖС}^2}{20} \rho_{ГЖС} \quad (6.5)$$

где $\sum f$ – суммарный коэффициент местных потерь;

$V_{ГЖС}$ – скорость газожидкостной смеси в обводном канале.

Большие сложности представляет определение потерь давления потока при омывании рабочих элементов породоразрушающего инструмента, т.к. на этом участке гидравлические потери в значительной степени зависят от физико-механических свойств горных пород, в первую очередь от пластичности и влажности.

Методика расчета параметров очистного агента с частицами выбуренной породы под торцом и в корпусе породоразрушающего инструмента базируется на работах А.М. Михитарена, В.П.Бермана, В.М. Лихтера и др. [134-141] с учетом изменяющихся условий течения очистного агента в процессе бурения.

Опытами установлено, что падение давления в горизонтальных трубопроводах, по которым движется аэрозоль, при прочих равных условиях, находится в линейной зависимости от падения давления при движении чистого воздуха и весовой концентрации частиц породы [141]. При этом статические потери составляют:

$$\Delta P_{\mu} = \frac{V_6^2 \cdot R \cdot T \cdot \lambda \cdot L_{np}}{F^2 \cdot g \cdot d \cdot 10^{10}} + P_{вх} - P_{вых} \quad (6.6)$$

где V_6 – объем перемещаемого воздуха, м³;

R – газовая постоянная, $R = 2,92$;

T – абсолютная температура окружающей среды;

$\lambda = \lambda_0 \cdot (1 + fM)$ – коэффициент сопротивления движению аэрозоли;

$L_{np} = L + L_{эке}$ – приведенная длина трубопровода, м;

F – поперечное сечение трубопровода, м²;

d – диаметр трубопровода, м;

$P_{вх}$ – давление в начале рабочего трубопровода, МПа;

$P_{вых}$ – давление на конце рабочего трубопровода, МПа.

Динамическое падение давления составит:

$$\Delta P_{дин} = \frac{V_6^2}{20} \cdot \rho_6 \cdot (1 + \beta_0 \mu) \cdot 10^{-5} \quad (6.7)$$

β_0 – коэффициент, учитывающий скорость материала, которая меньше скорости воздуха, $\beta_0 = 0,25-0,7$;

V_6 – скорость воздуха;

ρ_6 – плотность воздуха;

μ – коэффициент, показывающий соотношение количества материала и воздуха, проходящего через данное сечение в единицу времени,

$$\mu = \frac{Q_m}{Q_6}, \frac{\text{кг материала}}{\text{кг воздуха}};$$

$$\mu = 5-20.$$

Если рассматривать движение смеси от внешнего диаметра коронки к диафрагме, как движение по очень малому (элементарному участку) трубопровода, то преобразуя уравнение (4.6), получим $L_{np} \rightarrow 0$

$$\text{тогда } \frac{V_6^2 \cdot R \cdot T \cdot \lambda \cdot L_{np}}{F^2 \cdot g \cdot d \cdot 10^{10}} \rightarrow 0;$$

$$\Delta P = P_{вх} - P_{вых},$$

$$P_{вых} = P_{всас}$$

$P_{всас}$ – давление на входе в диафрагму эжектора.

$$\Delta P_3 = \Delta P_{дин} + P_{вх} - P_{всас} \quad (6.8)$$

$$\Delta P_{вх} = P_k - \Delta P_1 - \Delta P_2 \quad (6.9)$$

Для глинистых пород с включением валунов и гальки, имеющих число пластичности ϕ от 10 до 70, справедливо следующее выражение:

$$\Delta P_2 = f \left(\frac{Q_k}{h_n \cdot l_n \cdot n} \right)^2 \cdot \frac{\rho_{ГЖС}}{20} \cdot 0.1 \cdot \phi \cdot 10^{-5} \quad (6.10)$$

где f – коэффициент местного сопротивления (табличный);

Q_k – объем смеси выходящей с обводного канала в единицу времени;

h_n – расстояние от выхода обводного канала до забоя;

l_n – ширина канала (расстояние между пластинами с твердым сплавом);

$\rho_{ГЖС}$ – плотность газожидкостной смеси на выходе с обводного канала;

n – количество обводных каналов;

0.1ϕ – коэффициент местного сопротивления для породоразрушающего инструмента с цилиндрическим корпусом и керноломными пластинами, расположенными по хордам;

$$V_{ГЖС} = \frac{Q_k}{h_n \cdot l_n \cdot n} \geq 50 \text{ м/с}$$

При $V_{ГЖС} < 50$ м/с происходит закупорка обводного канала.

Для согласования работы вихревого эжектора и потока очистного агента по обводному каналу до диафрагмы эжекторного устройства необходимо выполнение условия $P_c = P_k$.

Подставив значения в уравнения (6.2), (6.3), получим

$$P_c = \frac{G \cdot \sqrt{T} \cdot 100}{0.4 \cdot A_c \cdot F_c}$$

$$P_k = \sum f \left(\frac{4 \cdot Q_k}{\pi \cdot D^2} \right)^2 \cdot \frac{\rho_{ГЖС}}{20} + f \left(\frac{Q_k}{h_n \cdot l_n \cdot n} \right)^2 \cdot \frac{\rho_{ГЖС}}{20} \cdot 0.1\phi + \frac{V_6^2 \cdot \rho_6}{20} \cdot (1 + \beta_0 \cdot \mu) + P_{всас} \quad (6.11)$$

Выражение (6.11) определяет потери давления при закрытой обратной циркуляции.

Для открытой обратной циркуляции без обводного канала в корпусе породоразрушающего инструмента $P_k = P$ транспорта, первый и второй член правой части уравнения (6.3) равны нулю. Выражение, описывающие потери давления при открытой обратной циркуляции примет вид:

$$\Delta P_{TP} = \frac{V_g^2 \cdot \rho_g}{20} \cdot (1 + \beta \cdot \mu) + P_{всас}$$

где ΔP_{TP} – потери давления на транспортировку разрушенного материала от рабочих элементов породоразрушающего инструмента к диафрагме эжектора.

Очевидно, что транспортировка породы будет осуществляться при $P_{всас} \geq \frac{V_g^2 \cdot \rho_g}{20} \cdot (1 + \beta_0 \cdot \mu)$, что и наблюдается при транспортировке сыпучего материала.

С целью определения достоверности выражения (6.11) и подтверждения коэффициента $\theta, I\phi$ проведены опытно-экспериментальные работы (табл. 6.2), которые подтверждают правильность расчетной формулы.

Таблица 6.2

Результаты исследований влияния физических свойств горных пород (пластичность, влажность) на потери давления при очистке породоразрушающего инструмента

Горная порода	Число пластичности	Давление на входе в обводной канал, кг/м ²		Примечание
		расчетное	фактическое	
Глина	50	3,0	2,8	Закупорка диафрагмы эжектора
		3,0	3,1	
		3,0	3,2	
		3,0	3,0	
		3,0	2,7	
		2,0	2,0	
		2,0	2,2	
		2,0	2,1	
		2,0	1,9	
		2,0	2,0	
Глина известковая с включением гальки	30	2,5	2,5	-
		2,5	2,4	
		2,5	2,4	
		2,5	2,5	
		2,5	2,3	
		1,5	1,5	
		1,5	1,6	
		1,5	1,6	

		1,5	1,5	
		1,5	1,3	
		1,5	1,6	
Смесь глины песка, гальки	20	2	1,8	Закупорка об- водного канала
		2	1,9	
		2	2,0	
		2	1,9	
		2	1,9	
		1,5	1,4	
		1,5	1,3	
		1,5	1,5	
		1,5	1,5	
		1,5	1,9	

6.5 Технологические параметры эжекторных устройств в компоновке с породоразрушающим инструментом

Бурение с обратной продувкой по валунно-галечниковым отложениям требует применения новой технологии бурения и специальных технических средств: породоразрушающего инструмента, обеспечивающего эффективное разрушение и отбор горной породы в процессе бурения; компоновок забойных ударных машин и двойных бурильных труб, обеспечивающих непрерывную транспортировку на поверхность образцов разрушенной породы; продувочного сальника, для разделения напорной линии и пневмотранспортной магистрали на поверхности.

Создание устойчивой циркуляции очистного агента вокруг рабочих элементов породоразрушающего инструмента на контакте с горной породой представляет большие трудности, поэтому были проведены совместные исследования показателей работы породоразрушающего инструмента и эффективности очистки забоя с помощью эжекторных устройств.

Экспериментальные и теоретические исследования воздействия цилиндрических, шаровых, прямоугольных и клиновых инденторов на горную породу при статическом и динамическом характере нагружения [143-152] свидетельствуют о схожести характера распределения напряжений под инденторами. Однако механизм разрушения пород, сложенных валунно-галечниковыми отложениями, отличается и не вписывается в известные закономерности.

Работа эжекторного аппарата в компоновке с породоразрушающим инструментом в значительной мере зависит как от его конструкции, газодинамических характеристик потока очистного агента, состояния пневмотранспортной линии бурового снаряжения и оборудования так и от состояния продувочной (промывочной) системы самого породоразрушающего инструмента и физико-механических характеристик разрушенной горной породы.

Исследования эжекторных устройств проводились на макете пневмоударного эжекторного снаряда (рис. 6.8).

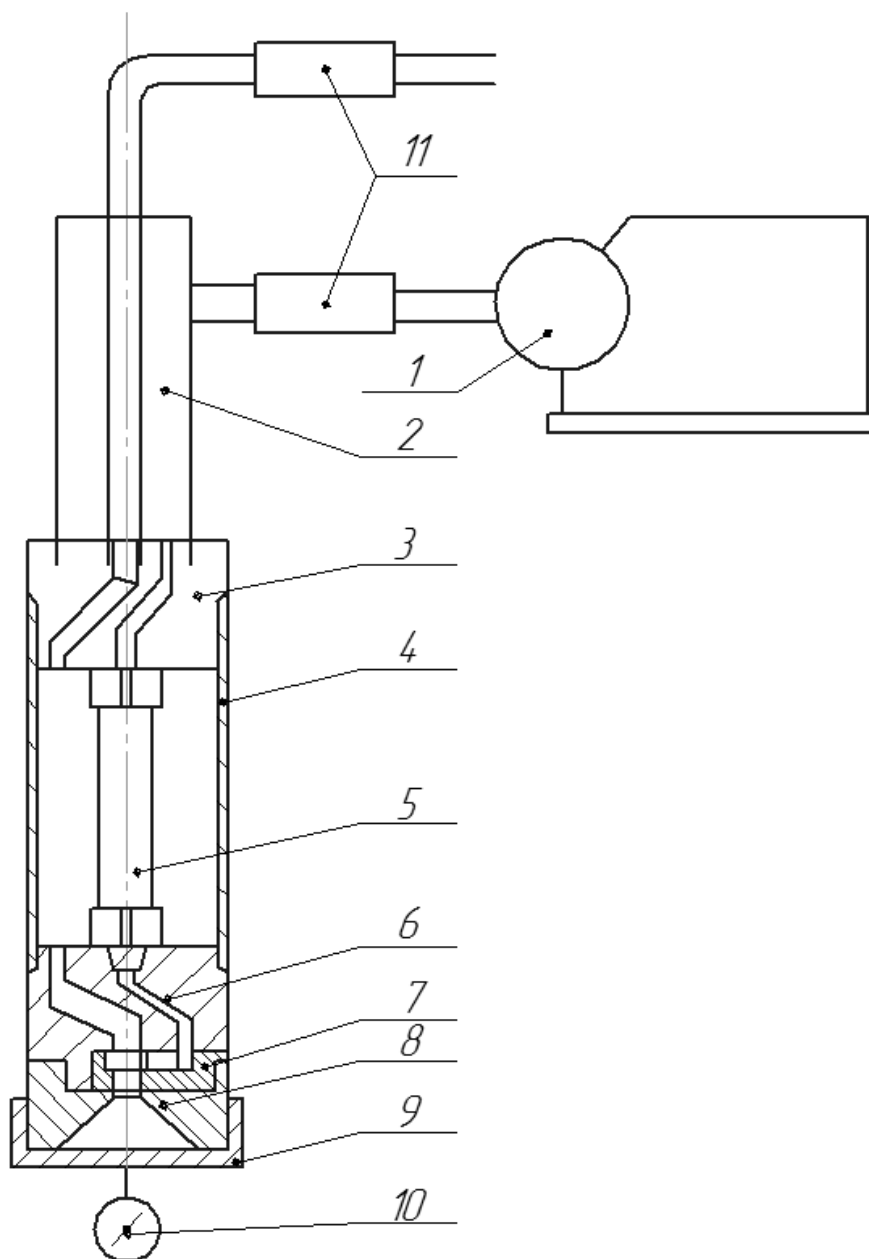


Рис. 6.8 Макет пневмоударного эжекторного снаряда

- 1 – компрессор; 2 – двойная труба; 3 – верхний переходник; 4 – корпус;
 5 – пневмоударник; 6 – нижний переходник; 7 – эжекторное устройство;
 8 – породоразрушающий инструмент; 9 – заглушка; 10 – моновакуумметр;
 11 – расходомер.

Наличие пневмоударника позволяет проводить исследования как при непрерывном потоке воздуха (продувочный режим работы пневмоударника) так и при импульсном потоке воздуха (рабочий режим).

Первая серия опытов проводилась с целью определения наиболее эффективной конструкции эжекторов среди струйных, кольцевых и вихревых устройств. Сравнение велось путем измерения вакуумметром величины создаваемого вакуума в приемной камере эжекторов, а также сопоставления засасываемого воздуха эжектором через породоразрушающий инструмент при снятой заглушке, определяющегося путем вычитание объема воздуха, измеряемого расходомером 11, от количества воздуха, замеренного расходомером 12 при постоянном перепаде 0,2 МПа. Результаты исследований приведены в табл. 6.3.

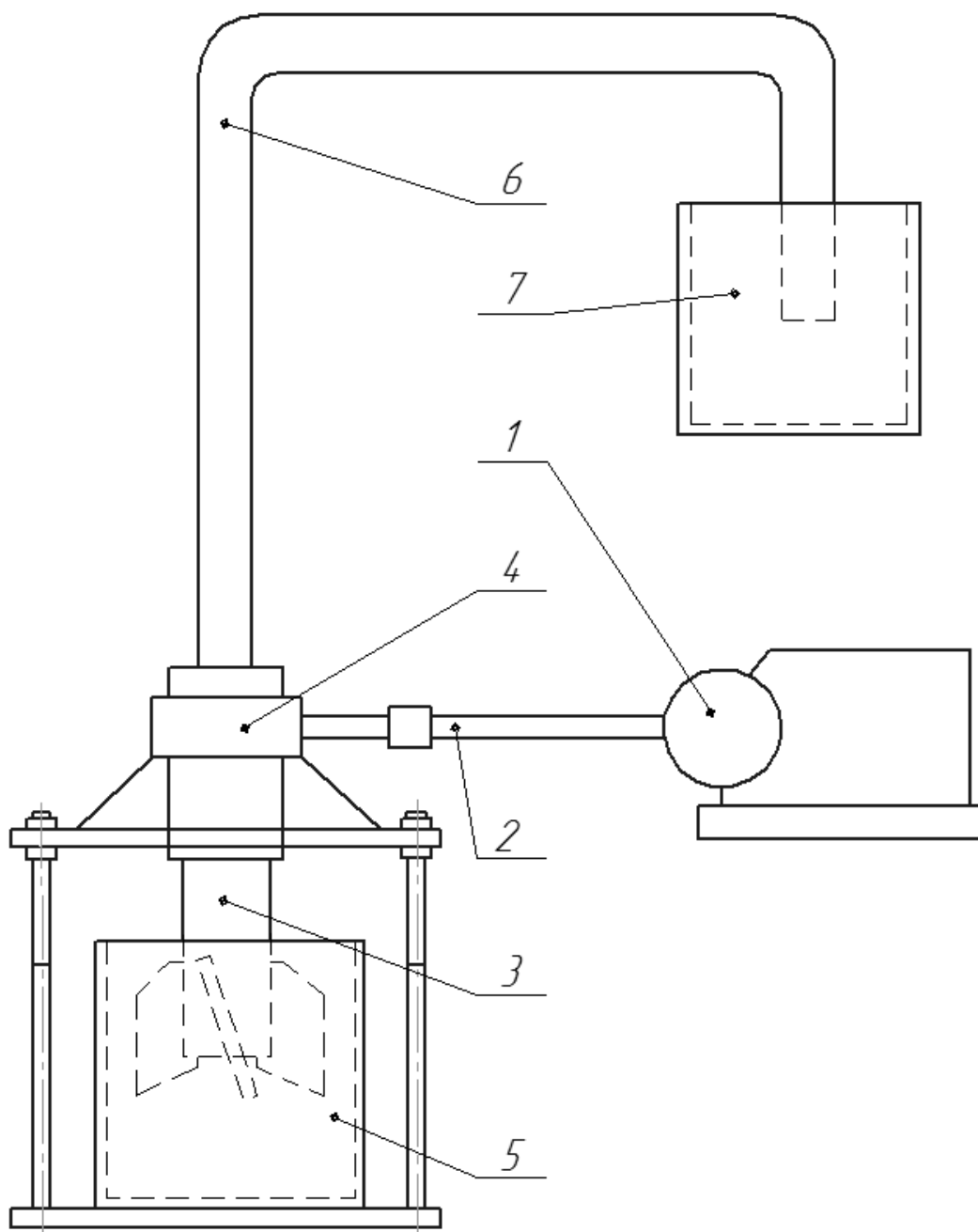


Рис. 6.9 Стенд для испытаний вихревого эжектора
1 – компрессор; 2 – подводящий рукав; 3 – долото; 4 – вихревой эжектор;
5 – мерный сосуд; 6 – отводящий рукав; 7 – емкость.

Следующий этап экспериментальных исследований заключался в определении условий транспортирования горной породы с различными физико-механическими свойствами на стенде (рис. 6.9) и в скважных условиях с использованием рабочих макетов скважных.

Таблица 6.3

Усредненные показатели работы эжекторных устройств

Тип эжектора	Давление в приемной камере, МПа	Коэффициент эжекции	Перепад давления, МПа
Струйный	0,05 – 0,06	2,5	0,22
Кольцевой	0,04 – 0,05	4	0,2
Вихревой	0,04 – 0,05	5	0,21

На стенде определялись:

- разрешающая способность транспортировки разрушенной горной породы при максимальных скоростях бурения скважин большого диаметра;
- скорость потока воздуха, необходимая для минимального перемешивания частиц горной породы в процессе транспортировки от забоя к пробоотборнику.

Исследования доказали, что использование компрессорной установки производительностью 10 м³/мин в комплекте с двойными бурильными трубами, внутренний диаметр которых 80-100 мм по условиям пневмотранспорта обеспечивают скорость бурения скважин диаметром 280 мм – 120 м/час. Результаты представлены в табл. 6.4.

Таблица 6.4

Объемная скорость транспортировки горной породы через двойные бурильные трубы с внутренним диаметром 80 мм

Порода	Объем теоретический, м ³	Объем фактический, м ³	Время транспорт. сек	Минимально возможная скорость бурения диаметром 250 мм, м/ч
Песок	0,1	0,098	32	230
Гравийно-галечные отложения	0,1	0,1	56	120
Песок со свинцовыми шариками	0,1	0,099	33	225

При бурении по россыпным месторождениям, представленным валунно-галечными отложениями, реальные скорости бурения в десять, двадцать раз ниже.

Экспериментальными данными подтвердились необходимые минимальные скорости движения потока сжатого воздуха (25-30 м/с) при транспортировании частиц горной породы. В качестве транспортируемой породы использовались песок, гравийно-галечные смеси с размерами частиц до 30 мм, песок с добавлением свинцовой дроби диаметром 2-3 мм.

Результаты исследований позволяют утверждать, что скорость выходящего потока воздуха со шламом 20 м/с и ниже недостаточна для достоверного опробования россыпных месторождений, так как 50 % свинцовых шариков осталось в емкости с исходными материалами, тогда как песок практически весь был перекачен в приемную емкость (табл. 6.5), т.е. происходит избирательный вынос шлама.

В процессе экспериментальных работ с макетом пневмоударного эжекторного снаряда установлено, что при разрушении и пневмотранспорте валунно-галечниковых отложений размеры всасывающих окон на породоразрушающем инструменте должны быть не больше внутренних размеров шламоотводящих каналов, т.к. в противном случае наблюдается закупорка галькой пневмотранспортной магистрали.

Таблица 6.5

Зависимость выноса породы от скорости восходящего потока

Скорость потока, м/с	Порода		
	Песок, %	Гравийно-галечная смесь, %	Песок со свинцовыми шариками диаметром 2-3 мм
10	40	20	–
15	60	40	–
20	100	70	50 % свинцовые шарики
25	100	96	96 % свинцовые шарики
30	100	100	100 %
35	100	100	100 %

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 6

1. Даны общие сведения по применению газожидкостных систем при бурении скважин с обратной циркуляцией очистного агента.
2. Проанализированы особенности применения газожидкостных систем при бурении скважин по валунно-галечным отложениям.
3. Рассмотрены теоретические основы работы устройств газожидкостной очистки забоя скважины
4. Приведены исследования технологических параметров эжекторных устройств в компоновке с породоразрушающим инструментом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Ятров С.Н. Промывочные жидкости в бурении скважин. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 312 с.
2. Черепанов Г.П. Механика хрупкого разрушения. – М.: Наука, 1974. – 640 с.
3. Мациевский В.П. О комплексном воздействии некоторых свойств промывочных жидкостей на механическую скорость проходки // Труды ВНИИБТ. Вып. 28, 1971. – С. 188 – 198.
4. Таванец А.И.. Исследование влияния концентрации твердой фазы в глинистом растворе на показатели работы долот // Известия ВУЗов Нефть и газ. – 1971. – № 12. С. 25 – 28.
5. Сенцова Е.П. О влиянии ПАВ на скорость бурения при вскрытии продуктивных горизонтов на Арланском месторождении. // Сб. научн. трудов. «Соверш. вскрытия, испытания и освоения продукт. пластов в экспл. и разв. скв». – М.: Недра, 1968. – С. 57 – 60.
6. Работнов Ю.Н. Введение в механику разрушения. – М.: Наука, 1987. – 80 с.
7. Крагельский Н.В. Трение и износ. – М.: Машгиз, 1962. – 480 с.
8. Абрамзон А.А. Поверхностно-активные вещества: Свойства и применение. – Л.: Химия, 1981. – 246 с.
9. Лернер Р.С.. Кистер Э.Г. Противоизносные свойства буровых растворов и их улучшение. // Сб. «Химическая обработка буровых и цементных растворов». – М.: Недра, 1971. – С. 14 – 16.
10. Трофименко Ю.П. Применение окисленного петролатума в качестве смазочной добавки для уменьшения износа долот // Бурение. – 1968. – № 6. С. 9 – 12.
11. Мавлютов М.Р. и др. Перспективы применения добавок противоизносных ПАВ в буровой раствор // Нефтяное хозяйство. – 1976. – № 7. С. 19 – 21.
12. Мухин А.В. Промывочные жидкости при бурении скважин в осложненных условиях на территории северо-западной части ДДВ. // Сб. «Научные основы получения и применения промывочных жидкостей и тампонажных растворов». – К.: Наукова думка, 1974. – С. 17 – 21.
13. Прокофьев В.А., Курочкин П.Н. Применение эмульсионных промывочных жидкостей при алмазном бурении // Разведка и охрана недр. – 1969. – № 7 – С. 14 – 17.
14. Черепанов Г.П. Механика разрушения горных пород в процессе бурения. – М.: Недра, 1987. – 308 с.
15. Сеид-Рза М.К., Исмайылов Ш.И., Орман Л.М. Устойчивость стенок скважины. – М.: Недра, 1981. – 175 с.
16. Griffit A.A. The phenomena of frupture and flow in solids / Phil. Trans. Roy. Soc. – 1920. – Ser. A.V. 221 p. 163 – 198.
17. Журков С.Н. Кинетическая концепция прочности твердого тела // Вестник АН СССР, № 3, 1968. – С. 46 – 52.
18. Журков С.Н. Проблемы прочности твердого тела // Вестник АН СССР, № 11, 1957. – С. 32 – 35.
19. Акопов Э.А. Очистка забоев глубоких скважин. – М.: Недра, 1970. – 120 с.
20. Козодой А.К., Зубарев А.В., Федоров В.С. Промывка скважин при бурении. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 172 с.
21. Маковой Н. Гидравлика бурения. Пер. с рум. – М.: Недра, 1986. – 536 с.
22. Промывка при бурении, креплении и цементировании скважин / В.Г. Беликов, А.И. Булатов, Р.Ф. Уханов и др. – М.: Недра, 1974. – 240 с.
23. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин: В 2 т. Т. 2 / Под ред. Е.А. Козловского. – М.: Недра, 1984. – 437 с.

24. Технология и техника разведочного бурения / Ф.А. Шамшев, С.Н. Тараканов, Б.Б. Кудряшов и др. – М.: Недра, 1983. – 565 с.
25. Габуния Г.В., Карасик Г.Е. Графическое определение скорости погружения и подъема выбуренных частиц породы в зависимости от качества и количества промывочного раствора // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1963. – № 6. С. 18 – 20.
26. Федоров В.С. Проектирование режимов бурения М.: Гостоптехиздат, 1958. – 172 с.
27. Булатов А.И. Технология промывки скважин. – М.: Недра, 1981. – 240 с.
28. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. – М.: Недра, 1984. – 317 с.
29. Мовсумов А.А., Джалил-заде Г.Н. Технология бурения глубоких скважин. – М.: Недра, 1966. – 188 с.
30. Горшков Л.К. Удельная забойная мощность как теплоэнергетическая характеристика алмазного породоразрушающего инструмента // Известия ВУЗов Геология и разведка. – 1984. – № 5. С. 152 – 159.
31. Единые технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях. – М.: ВНИИБТ, 1983. – 66 с.
32. Шихалиев Ф.А., Акилов Ж., Зельманович Г.М. К промывке наклонных скважин // Известия ВУЗов Нефть и газ. – 1964. – № 5. С. 27 – 30.
33. Мирзаджанзаде А.Х., Сидоров Н.А., Ширинзаде С.А. Анализ и проектирование параметров бурения. – М.: Недра, 1976. – 235 с.
34. Мирзаджанзаде А.Х., Ентов В.М. Гидродинамика в бурении. – М.: Недра, 1985. – 268 с.
35. Шищенко Р.И., Есьман Б.И. Практическая гидравлика в бурении. – М.: Недра, 1966. – 320 с.
36. Пестров А.П., Гусман А.М. Исследование процесса очистки призабойной зоны при различных режимах и схемах промывки скважин // Сб. научн. тр. Сибирского ин-та нефтяной промышленности. – Новосибирск: 1984. С. 18 – 21.
37. Справочное руководство мастера геологоразведочного бурения / Г.А. Блинов, В.И. Васильев, Ю.В. Бакланов и др. – Л.: Недра, 1983. – 400 с.
38. Сулакшин С.С. Практическое руководство по геологоразведочному бурению. – М.: Недра, 1978. – 333 с.
39. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. – М.: Недра, 1987. – 304 с.
40. Грей Дж. Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов. Пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
41. Шумилов Л.П. Некоторые результаты экспериментального исследования транспорта шлама по стволу скважины // Гидравлика в бурении. – М.: ВНИИБТ, 1965. – С. 82 – 105.
42. Гарунов Г.А., Мустафаев Н.Б., Матаев Г.А., Семенякин В.С. Об эффективности очистки скважины при бурении // Известия ВУЗов Нефть и газ. – 1988. – № 9. С. 17 – 21.
43. Технология отбора шлама при бурении скважин / А.А. Волокитенков, А.С. Волков, И.И. Толокнов и др. – М.: Недра, 1973. – 200 с.
44. Шищенко Р.И. Гидравлика глинистых растворов. – Баку: Азнефтеиздат, 1951. – 134 с.
45. Михайлова Н.Д. Влияние свойств промывочных агентов на процесс очистки забоя скважин // Записки ЛПИ. – 1985. – Т. 105. С. 38 – 42.
46. Кудряшов Б.Б., Климов В.Я. Анализ и основы расчета движения пены в скважине // Методика и техника разведки. – 1980. Вып. 133. С. 56 – 61.
47. Евецкий В.А., Костышев А.Н. Структурно-реологические свойства полимерной промывочной жидкости, обработанной окислительно-восстановительными реагентами // Известия ВУЗов Геология и разведка. – 1989. – № 6. С. 124 – 128.

48. Завьялов С.Ф. Определение количества промывочной жидкости в зависимости от числа оборотов шарошечного долота и его конструктивных особенностей // Нефтяное хозяйство. – 1965. – № 3. С. 15 – 17.
49. Кокарев В.Д. Исследование режимов бурения при проводке опорно-технологических скважин в Ставропольском Крае // ВНИИОЭНГ. – 1972. – 51 с.
50. Ребиндер П. А., Шрейнер Л. А., Жигач К. Ф. Понизители твердости в бурении. – М.: Изд-во АН СССР, 1944. – 200 с.
51. Рожков В.П., Сулакшин С.С., Храпников Р.Г., Марьин М.Д. Исследование гранулометрического состава продуктов разрушения при бурении геологоразведочных скважин // Известия ВУЗов Геология и разведка. – 1972. – № 4. С. 135 – 142.
52. Рожков В.П., Куприенко В.И. Влияние технических и технологических факторов на величину шламовых частиц и их распределение по размерам при алмазном бурении геологоразведочных скважин // Межвузовский тематический сборник «Совершенствование техники и технологии бурения скважин на твердые полезные ископаемые». Вып. 12. – Свердловск, 1989. – С. 29 – 38.
53. Синтетические алмазы в геологоразведочном бурении / Под ред. В.Н. Бакуля. – К.: Наукова думка, 1978. – 232 с.
54. Шашилов В.П., Кузнецов В.Н. Оценка гранулометрического состава бурового шлама // Методика и техника разведки. – 1980. Вып. 134. С. 72 – 73
55. Лопатин Ю.С., Филатов Б.С. Некоторые основные характеристики бурового шлама // Нефтяное хозяйство. – 1970. – № 10. С. 14 – 18.
56. Шиманский А.А., Рязанов А.А. Гранулометрия буровых шламов // Труды Иркутского политехнического института. Вып. 42. –Иркутск, 1968. – С. 297 – 301.
57. Кучерявый Ф.И. О механизме разрушения горных пород резцом по данным скоростной киносъемки // Известия ДГИ, т. XXX, кн. 2. – Днепропетровск. – 1957. С 31 – 37.
58. Сологуб С.Я. Исследования вращательного бурения крепких горных пород породоразрушающим инструментом новой формы: Автореф. дис... к-та техн. наук: 05.05.06 / Днепроп. горн. ин-т. – Днепропетровск, 1966. – 18 с.
59. Кожевников А.А. Исследования процессов разрушения горных пород при колонковом бурении твердосплавными коронками: Автореф. дис... к-та техн. наук: 04.00.19 / Днепроп. горн. ин-т. – Днепропетровск, 1975. – 32 с.
60. Ивачев Л.М. Промывка и тампонирувание геологоразведочных скважин. – М.: Недра, 1989. – 247 с.
61. Булина И.Г., Савин В.Г. Образование передней застойной зоны при обтекании затопленных тел вязко-пластичной жидкостью // Доклады АН СССР. – 1962. – Т. 145, № 1. – С.
62. Воздвиженский Б.И., Васильев М.Г. Буровая механика. – М.: Госгеолтехиздат, 1954. – 492 с.
63. Денисов А.С. Некоторые новые экспериментальные данные по вопросу промывки буровых скважин // Разведка недр. – 1938. – № 6. С. 38 – 45.
64. Осипов Ю.П. Бурение геологоразведочных скважин с обратной промывкой // Разведка и охрана недр. – 1975. – № 5 – С. 8 – 9.
65. Волков А.С., Волокитенков А.А. Бурение скважин с обратной циркуляцией промывочной жидкости. – М.: Недра, 1970. – 184 с.
66. Дерусов В.П. Обратная промывка при бурении геологоразведочных скважин. – М.: Недра, 1984. – 184 с.
67. Буровой инструмент для геологоразведочных скважин. Справочник / Под ред. Н.И. Корнилова. – М.:Недра, 1990. – 395 с.
68. Кардыш В.Г., Мурзаков Б.В. Технология бурения с гидротранспортом керна // Разведка и охрана недр. – 1982. – № 11 – С. 26 – 29.

69. Игнатов А. А. О движении керна в потоке жидкости при его гидротранспорте // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент-техника и технология его изготовления и применения: Сб. науч. тр. – К.: Изд-во ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины – Вып. 15. 2012. – С. 159 – 163.
70. Кузнецов А.В., Смирнов Ю.Т. Очистка забоя при бурении скважин с гидротранспортом керна // Технические средства для прогрессивных способов бурения. – Л.: ВИТР, 1987. – С. 53 – 56.
71. Кузнецов А.В. Обеспечение внутренней циркуляции при бурении с транспортированием породы по двойной колонне // Совершенствование и разработка бурового инструмента для прогрессивных способов бурения: Сб. научных трудов СКБ ВПО «Союзгетехника». – Л.: ВИТР, 1986. – С. 105 – 111.
72. Бердяев Д.Н. Перспективы бурения скважин комплексами КГК в объединении «Полярноуралгеология» // Техника и технология бурения с гидротранспортом керна и шлама: Сб. научных трудов СКБ ВПО «Союзгетехника». – Л.: ВИТР, 1985. – С. 48 – 53.
73. Лобанов Ю.П., Новожилов В.К., Иванов С.А. Модификация комплекса КГК для работы в труднодоступных районах с суровыми климатическими условиями // Разведка и охрана недр. – 1988. – № 8 – С. 28 – 31.
74. Кардыш В.Г., Мурзаков Б.В., Усков Ю.Б. Оценка потенциальных возможностей прогрессивных методов бурения // Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства. – М.: ВИЭМС, 1985. – 28 с.
75. Кардыш В.Г., Кузьмин И.В., Смирнов О.В. Основные направления со-вершенствования технических средств для бурения с гидротранспортом керна и шлама // Техника и технология бурения с гидротранспортом керна и шлама. – Л.: ВИТР, 1985. – С. 63 – 64.
76. Дроздовский А.Б., Райкин В.Л., Мурзаков Б.В. Исследование процесса бурения скважин с гидротранспортом керна // Технология бурения геологоразведочных скважин с использованием прогрессивных методов: Сб. научных трудов СКБ ВПО «Союзгетехника». – Л.: ВИТР, 1983. – С. 36 – 50.
77. Хворостовский С.С., Хворостовский И.С., Ключников А.Ю., Малинин Е.В. Методика выбора производительности насоса при бурении с гидротранс-портом керна // Известия ВУЗов. Геология и разведка. – 2001. – № 6 – С. 130 – 136.
78. Смолдырев А.Е. Гидро – и пневмотранспорт керна по буровым трубам // Известия ВУЗов. Геология и разведка. – 2002. – № 4. – С. 97 – 103.
79. Глухов В.И., Кукес А.И., Петров А.А. Движение керна в восходящем потоке промывочной жидкости // Совершенствование и внедрение технологии промывки и тампонирования скважин в условиях Восточной Сибири и Крайнего Севера: Сб. научных трудов СКБ ВПО «Союзгетехника». – Л.: ВИТР, 1987. – С. 57 – 65.
80. Кардыш В.Г., Мельник Э.Д., Пешков А.Н. Двойные бурильные трубы для бурения с транспортированием керна и шлама очистным агентом // Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства. – М.: ВИЭМС, 1982. – 36 с.
81. Кукес А.И., Петров А.А. Исследования по определению основных параметров двойной бурильной колонны // Высокопрочные бурильные трубы для прогрессивных способов бурения: Сб. научных трудов СКБ ВПО «Союзгетехника». – Л.: ВИТР, 1988, – С. 45 – 47.
82. Пешков А.Н., Моргалин А.С. Отбор проб фундамента при бурении комплексами КГК // Технические средства для реализации базовых технологий геологоразведочного бурения: Сб. научных трудов СКБ ВПО «Союзгетехника». – Л.: ВИТР, 1988. – С. 9 – 20.
83. Ягудин Р.У., Бронштейн М.Е., Ярославцев В.А. Опыт и перспективы использования комплекса КГК – 100 при гидрогеологических работах в объединении

- Казгидрогеология // Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства. – М.: ВИЭМС, 1987. – С. 10 – 15.
84. Зайонц О.Л., Абрамчук А.Б., Мартыненко И.И., Лепесин В.И. Бурение скважин с помощью КГК – 100 // Разведка и охрана недр. – 1983. – № 12 – С. 25 – 29.
 85. Андреев С.Е., Зверев В.В., Петров В.А. Дробление, измельчение и грохочение полезных ископаемых. – М.: Недра, 1966. – 395 с.
 86. Липатов В.И., Шумилов Л.П. О движении твердых частиц в восходящем потоке раствора // Труды ВНИИБТ, т. XXIV. – М. Недра. – 1970. С 74 – 79.
 87. Кулиев А.Э., Ахундов У.Х. К вопросу дробления пород на забое при бурении скважин малого диаметра // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1964. – № 10. –С. 19 – 20.
 88. Проселков Ю.М., Кушнаренко Н.А., Габузов Г.Г. Зависимость фракционного состава бурового шлама от параметров режима бурения // Промывка скважин – Сб. научн. тр. ВНИИКРнефть. – Краснодар: 1980. – № 18. С. 12 – 17.
 89. Гусейнов Ф.М. Влияние размера долота и параметров режима бурения на фракционный состав разбуриваемых пород // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1966. – № 7. – С. 21 – 23.
 90. Гейер В.Г., Дулин В.С., Заря А.Н. Гидравлика и гидропривод. – М.: Недра, 1991. – 331 с.
 91. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в осложненных условиях. – М.: Недра, 1987. – 269 с.
 92. Кожевников А. О., Игнатов А. О. Аналітичні дослідження швидкості осідання частинок шламу при бурінні свердловин // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент-техника и технология его изготовления и применения: Сб. науч. тр. – К.: Изд-во ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины – Вып. 8. 2005. – С. 52 – 57.
 93. Бородацкий И.Г. О транспортировании восходящим вертикальным потоком жидкости дробленого керна трещиноватых и слоистых пород // Труды Сев. Кавказского гос. НИИ нефтяной промышленности. Вып. 31. – Грозный, 1974. – С.18 – 24.
 94. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. – М.: Машиностроение, 1992. – 672 с.
 95. Воронов А.И., Есентаев У.Е., Новоженев А.И. Освоение комплекса КГК – 100 в Центральном Казахстане // Разведка и охрана недр. – 1981. – № 1 – С. 52 – 54.
 96. Воронов А.И. Применение комплексов КГК – 100 в Центральном Казахстане // Техника и технология бурения с гидротранспортом керна и шлама. – Л.: ВИТР, 1985. – С. 37 – 42.
 97. Зайонц О.Л., Лепесин В.И. Опыт бурения комплексом КГК – 100 в сложных геологических условиях // Передовой научно-производственный опыт геологоразведочных организаций. – М.: ВИЭМС, 1984. – С. 18 – 26.
 98. Лещиков В.И., Лефтон О.Л., Ионов А.Е. Геолого-экономическая результативность внедрения бурения с гидротранспортом керна // Разведка и охрана недр. – 1989. – № 4 – С. 37 – 40.
 99. Мартыненко И.И., Музыка В.Н. Технология бурения КГК – 100 буроугольных месторождений // Разведка и охрана недр. – 1985. – № 7 – С. 55 – 56.
 100. Шрейнер Л.А. Физические основы механики горных пород. – М. – Л. Гостоптехиздат, 1950. – 212 с.
 101. Давиденко А.Н., Дудля Н.А., Холодкова О.В. О роли эффекта Ребиндера при разрушении горных пород. // Сб. докладов X Всесоюзной научной конференции ВУЗов СССР. М., 1991. – С. 14 – 19.
 102. Давиденко А.Н. Исследование влияния среды на характер поведения твердых тел при нагружении. // Сб. научн. трудов НГА Украины. – 2000. – № 10. – С. 97 – 101.

103. Грег С. Синг К. Адсорбция, удельная поверхность, пористость. – М.: Мир, 1984. – 310 с.
104. Лопаткин А.А. Теоретические основы физической адсорбции. – М.: Изд. МГУ, 1983. – 74 с.
105. Физическая адсорбция из многокомпонентных фаз / Под ред. М.М. Дубинина, В.В. Серпинского. – М.: Наука, 1985. – 207 с.
106. Киселев А.В., Дыгин В.Ф. Инфракрасные спектры поверхностных соединений и адсорбированных веществ. – М.: Наука, 1972. – 459 с.
107. Куприн В.П., Нечаев Е.А., Кудинова В.К. Оценка адсорбционной способности ПАВ на металлах и оксидах // Вопросы химии и хим. технологии, 1985. – С. 114 – 116.
108. Коваленко В.И. Яковлев А.А. Бурение скважин с промывкой пеной. – М.: МГРИ. 1986.
109. Перетьяка П.В. Семенюта В.П. Анализ применения газожидкостных систем при бурении в обводненных условиях. Прогрессивные способы сооружения гидрогеологических скважин и пути улучшения качества промывочных жидкостей. Сборник научных трудов. – М. 1984. – С. 101-104.
110. Слюсарев Н.И. Исследование процесса и разработка технических средств бурения скважин с промывкой пеной. ЛГИ. – 1987.
111. Яковлев А.М. Технология промывки и тампонирования скважин при разведочном бурении в осложненных геологических условиях. МГРИ. – 1988.
112. Яковлев А.А. Исследование и разработка технологии алмазного бурения с применением пены. ЛГИ. – 1987.
113. Тихомиров В.К. Пены. Теория и практика их получения и разрушения. – М.: Химия. 1975.
114. Техника и технология бурения с гидротранспортом керна и шлама. Сборник научных трудов. Л.: – ВИТР. 1985.
115. Перетьяка П.В., Сологуб С.Я., Годяев С.Г., Силатов А.А. Методика определения схемы очистки породоразрушающего инструмента для пневмоударного бурения с обратной продувкой/ Деп. ВИЭМС №845-МГ-90, 1990.
116. Перетьяка П.В., Сологуб С.Я., Годяев С.Г., Будаев А.В. Экспериментальные исследования породоразрушающих инструментов и эжекторных устройств с обратной продувкой (промывкой). Деп. ВИЭМС №876-МГ-90, 1990.
117. Яковлев А.А., Климов В.Я. Исследование закономерностей процесса алмазного бурения скважин с очисткой забоя пеной. / Техника и технология геологоразведочных работ. Экспресс-информация (ВИЭМС). – 1988. – Вып. 7. – с. 1-8.
118. Яковлев А.М., Коваленко В.И. Бурение скважин с пеной на твердые полезные ископаемые. – Л.: Недра, 1987.
119. Мерадян И.М., Левкин В.Т., Козлова А.А. Совершенствование технологии бурения скважин с очисткой забоя пеной // Бурение. 1975. - №12.
120. Ивачев Л.М. Борьба с поглощениями промывочной жидкости. – М.: Недра, 1982.
121. Агабальянц Э.Г. Промывочные жидкости для осложненных условий бурения. – М.: Недра, 1982.
122. Токупов В.И., Хейфец И.Б. Гидрофобно-эмульсионные буровые растворы. М.: Недра, 1983.
123. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в осложненных условиях. // Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 1987.
124. Перетьяка П.В., Сологуб С.Я., Годяев С.Г., Будаев А.В. Экспериментальные исследования породоразрушающих инструментов и эжекторных устройств с обратной продувкой (промывкой). Деп. ВИЭМС №876-МГ-90, 1990.
125. Башт Т.М. Машиностроительная гидравлика. Справочное пособие. – М.: Машиностроение, 1971.

126. Гусанов Н.А. Справочное пособие по гидравлике и гидродинамике в бурении. – М.: Недра, 1982.
127. Шерстнев Н.М. и др. Применение композиций ПАВ при эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1988.
128. Новиков Г.П., Пешков А.Н., Шведко В.П. Новые технические средства, применяемые в Канаде. – М., 1987. Техника и технология геологоразведочных работ. Обзор ВИЭМС.
129. Дубровский В.В. Справочник по бурению и оборудованию скважин на воду. – М.: Недра, 1972.
130. Гусанов Н.А. Справочное пособие по гидравлике и гидродинамике в бурении. – М.: Недра, 1982.
131. Шерстнев Н.М. и др. Применение композиций ПАВ при эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1988.
132. Белицкий А.С., Дубровский В.В. Проектирование разведочно-эксплуатационных скважин для водоснабжения. – М.: Недра, 1974.
133. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в мерзлых породах. – М.: Недра, 1983.
134. Шаньгин Л.П. Исследование работоспособности аэродинамических устройств для разрушения пенных систем при бурении геологоразведочных скважин.// ВПО Союзгеотехника. – Л., 1985.
135. Криль С.И., Берман В.Л. Распределение концентрации твердых частиц по глубине высококонцентрированного всенесущего потока. Гидротехника: 1976. Вып. 34. – с. 66-71.
136. Криль С.И. Энергобаланс всенесущего потока и его следствие. Гидротехника: 1976. Вып. 34. – с. 71-78.
137. Лойценский Л.Г. Механика жидкости и газа. – М.: Наука, 1978.
138. Ляхтер В.М., Трудовский А.М. Гидравлическое моделирование. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
139. Евневич А.В. Горные транспортные машины. – М.: Госгортехиздат, 1963.
140. Каминер А.А., Яхно О.М. Гидромеханика в инженерной практике. – К.: Техника, 1987.
141. Евневич А.В. Транспортные машины и комплексы. – М.: Недра, 1975.
142. Повышение эффективности термического и механического бурения. / Москалев А.Н., Танцура В.А., Сологуб С.Я. и др. – М.: Недра, 1973.
143. Алимов О.Д., Дворников Л.Г. Механизм разрушения горных пород при вращательном бурении твердосплавным инструментом. Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – Новосибирск: Наука №6, 1972.
144. Бабанков И.С., Иванов К.И., Хелен Г.Л. Исследования взаимодействия бурового инструмента и породы методом фотоупругости. – М.: Недра, 1970.
145. Гришин А.С., Эдельштейн Е.И., Эйгелес А.М. Исследование напряжений методом фотоупругости при моделировании отдельных фаз разрушения хрупких пород под воздействием штампа. – Таллинн: 1971.
146. Жлобинский В.А. Динамическое разрушение горных пород при вдавливании. – М.: Недра, 1970.
147. Любимов Н.И. Принципы классификации и эффективного разрушения горных пород. – М.: Недра, 1967.
148. Остроуменко И.А. Разрушение горных пород при бурении. – М.: Госгеолиздат, 1952.
149. Сологуб С.Я. Исследование процессов и разработка новых технических средств разрушения горных пород средней крепости и крепких при вращательно-силовом бурении. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. – Днепропетровск, 1978.
150. Спивак А.И., Попов А.И. Разрушение горных пород при бурении скважин. – М.: Недра, 1979.

151. А. Н. Давиденко, А. А. Игнатов, П. П. Полищук Материалы к проектированию технологии бурения с использованием газожидкостных смесей / «Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технологии его изготовления и применения» Сб.н.тр. – Вип. 16 – К. ИСМ НАН Украины, 2013. – С. 212-216.
152. Сологуб С.Я., Годяев С.Г. Характер Напряженного состояния анизотропных горных пород при бурении. В сб. Совершенствование техники и технологии бурения скважин на твердые полезные ископаемые. Свердловск. 1986. – с. 43-47.

Наукове видання

Давиденко Олександр Миколайович
Ігнатов Андрій Олександрович
Поліщук Павло Петрович

**ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРОДУКТІВ РУЙНУВАННЯ
ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН**

Монографія

(Російською мовою)

Видано в авторській редакції.

Підп. до друку 14.03.2016. Формат 30x42/4.
Папір офсетний. Ризографія. Ум. друк. арк. 6,7.
Обл.-вид. арк. 8,5. Тираж 300 пр. Зам. №

Підготовлено до друку та видруковано
в Державному вищому навчальному закладі
«Національний гірничий університет»
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842 від 11.06.2004.
45005, м. Дніпропетровськ, просп. К. Маркса, 19.