

Данный файл представлен исключительно в ознакомительных целях.

Уважаемый читатель!

Если вы скопируете данный файл,
Вы должны незамедлительно удалить его сразу после ознакомления с содержанием.
Копируя и сохраняя его Вы принимаете на себя всю ответственность, согласно действующему международному законодательству .
Все авторские права на данный файл сохраняются за правообладателем.
Любое коммерческое и иное использование кроме предварительного ознакомления запрещено.

Публикация данного документа не преследует никакой коммерческой выгоды. Но такие документы способствуют быстрейшему профессиональному и духовному росту читателей и являются рекламой бумажных изданий таких документов.

УДК 622.244.44(031)

590
А.И.БУЛАТОВ, А.И.ПЕНЬКОВ, Ю.М.ПРОСЕЛКОВ

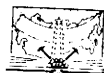
СПРАВОЧНИК

по промывке
скважин

56538

ВНИИГАЗ
Научно-техническая
библиотека

К.



МОСКВА "НЕДРА" 1984

Булатов А. И., Пеньков А. И., Проселков Ю. М. Справочник по промывке скважин.— М.: Недра, 1984. 317 с.

Приведены необходимые сведения по физико-химическим свойствам буровых растворов, материалов и химических реагентов; правила выбора и рекомендации по оптимальным условиям их применения; по методам приготовления, очистки и регулирования показателей качества. Особое внимание уделено эксплуатации циркуляционной системы, оборудования для приготовления и очистки буровых растворов. Изложены методы контроля показателей свойств бурового раствора. Освещены вопросы безопасного ведения работ и защиты окружающей среды от загрязнения буровыми растворами и их компонентами.

Для инженерно-технических работников буровых предприятий нефтяной и газовой промышленности. Может быть использован преподавателями и студентами нефтяных вузов и факультетов соответствующей специальности.

Табл. 47, ил. 84, список лит.— 45 назв.

Рецензент — канд. техн. наук **В. Д. Барановский** (Миннефтепром)

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
Термины и определения	7
ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЦЕССУ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН	14
Функции процесса промывки скважин	14
Требования к буровым растворам	18
Требования к режиму циркуляции бурового раствора	27
БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ	31
Типы буровых растворов и условия их применения	31
Растворы на водной основе	34
Растворы на пресной и морской воде	34
Полимерные недиспергирующие растворы	39
Ингибирующие растворы	42
Соленасыщенные растворы	57
Растворы на нефтяной основе	61
Безводные РНО	61
Инвертные эмульсии	65
Предупреждение загрязнения окружающей среды, техника безопасности и противопожарные мероприятия при применении растворов на нефтяной основе	71
Специальные виды растворов и агентов для промывки скважин	72
Газообразные агенты	72
Пены	76
Выбор бурового раствора	77
МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	84
Глины и глинопорошки	84
Типы глин и глинопорошков	84
Область и технология применения	91
Контроль качества	92
Транспорт и хранение	95
Дисперсионная среда растворов	95
Вода (пресная, морская)	96
Рассолы солей	98
Нефть и нефтепродукты	98
Химические реагенты	99
Классификация химических реагентов	99
Понизители фильтрации	102
Реагенты-разжижители	119
Реагенты для регулирования pH	126
Термостабилизирующие реагенты	127
Реагенты-ингибиторы гидратации и диспергирования глин и сланцев	128
Смазочные добавки	131
Поверхностно-активные вещества (ПАВ). Эмульгаторы	133
Реагенты-пеногасители	135
Реагенты для связывания кальция и магния	142

Реагенты для связывания сероводорода	143
Реагенты для растворов на нефтяной основе	146
Утяжелители	149
Карбонатные утяжелители	151
Баритовые утяжелители	152
Железистые утяжелители	155
Свинцовые утяжелители	155
ПРИГОТОВЛЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	156
Блок приготовления раствора типа БПР	156
Перемешиватели	159
Гидравлические перемешиватели	160
Механические перемешиватели	161
Гидравлический диспергатор	163
Технологический процесс приготовления буровых растворов	166
ОЧИСТКА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ОТ ШЛАМА	172
Вибросита	172
Вибросито ВС-1	173
Вибросито ВС-2	180
Гидроциклонные установки	182
Пескоотделитель ПГ-50	182
Илоотделитель ИГ-45	184
Комбинированные установки	185
Установка для удаления песка из утяжеленного бурового раствора	186
Технология трехступенчатой очистки буровых растворов	187
Дегазация буровых растворов	189
Циркуляционная система буровой установки	194
Система подготовки бурового раствора	197
Устройство и работа отдельных блоков	203
Буровые насосы	209
ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ ПРОГРАММА ПРОМЫВКИ СКВАЖИН	216
Основы проектирования гидравлической системы бурящихся скважин	
Описание алгоритма	221
Определение кризиса квазиламинарного режима течения буровых растворов в циркуляционной системе бурящихся скважин	221
Определение эквивалентного диаметра частиц шлама	221
Определение расхода седиментационных частиц шлама в кольцевом пространстве	222
Определение эквивалентной плотности бурового раствора в зависимости от подачи насосов	223
Техническая характеристика буровых насосов	224
Определение оптимального расхода бурового раствора	225
Выбор режима работы насосов	226
Определение гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе	227
Реализация гидромониторного эффекта	228
Пример проектирования гидравлической программы промывки ствола скважины при роторном бурении	232
Пример проектирования гидравлической программы промывки ствола скважины при турбинном бурении	258
МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БУРОВОГО РАСТВОРА	265
Измерение физико-механических показателей буровых растворов	267
Плотность	267
Условная вязкость	269

Статическое напряжение сдвига	269
Эффективная и пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига	273
Измерение показателей фильтрации и стабильности бурового раствора	275
Показатель фильтрации	275
Стабильность и суточный отстой	279
Электростабильность гидрофобно-эмульсионных буровых растворов	280
Измерение показателей фрикционных свойств бурового раствора	281
Смазочная способность раствора	281
Напряжение сдвига в фильтрационной корке	282
Определение загрязняющих буровой раствор примесей	284
Содержание песка	284
Содержание газа	285
Определение компонентного и химического состава бурового раствора	286
Содержание твердой фазы и нефти в буровом растворе	286
Содержание коллоидных глинистых частиц	291
Анализ фильтрата бурового раствора	292
Измерение концентрации водородных ионов	297
Подготовка проб бурового раствора	297
Приложения	300
Список литературы	316

ВВЕДЕНИЕ

Технология промывки скважин — это комплекс технологических процессов и операций по приготовлению, очистке, обработке и циркуляции бурового раствора. Рабочим агентом в технологическом процессе промывки скважин является буровой раствор, основными характеристиками процесса считаются режимные параметры циркуляции и показатели свойств раствора. Состояние технологии промывки — определяющий фактор в улучшении технико-экономических показателей бурения скважин.

В результате проведенной в последние годы работы по совершенствованию технологии промывки скважин заметно улучшились технико-экономические показатели буровых процессов. Опубликован ряд работ в этом направлении, создана документация для проектирования комплекса операций по приготовлению, очистке и обработке буровых растворов, разработаны и серийно выпускаются оборудование и приборы для реализации технологических операций, контроля за их параметрами и управления ими.

Однако многие сведения о новых химических реагентах, материалах, типах буровых растворов, современной циркуляционной системе, оборудовании для приготовления и очистки буровых растворов не обобщены, что затрудняет практическое использование имеющихся данных. Справочная литература по технологии промывки скважин либо устарела, либо содержит неполные данные. Поэтому возникла необходимость в создании справочного руководства, в котором был бы сконцентрирован максимальный объем информации в области промывки скважин, необходимой для широкого круга специалистов нефтегазовой промышленности, а также для преподавателей, аспирантов и студентов высших учебных заведений.

В справочнике систематизирован большой фактический материал по технологии промывки скважин, накопленный за последнее десятилетие, приведены наиболее полные сведения по назначению и физико-химическим свойствам буровых растворов, материалов и химических реагентов, правила выбора и рекомендации по оптимальным условиям их применения, методам приготовления, очистки и регулирования показателей качества, по реогидравлическим программам циркуляции. Особое внимание уделено назначению, устройству и правилам эксплуатации современной циркуляционной системы, оборудования для приготовления и очистки буровых растворов, многие сведения о которых отсутствуют в технической литературе. Рассмотрены методы контроля свойств рабочего агента — бурового раствора — и даны рекомендации по их измерению в процессе циркуляции. Затронуты вопросы о токсичности используемых материалов, правилах безопасного ведения работ и защите окружающей среды от загрязнения буровыми растворами и его компонентами.

Помимо этого приведены справочные данные, необходимые техноло-

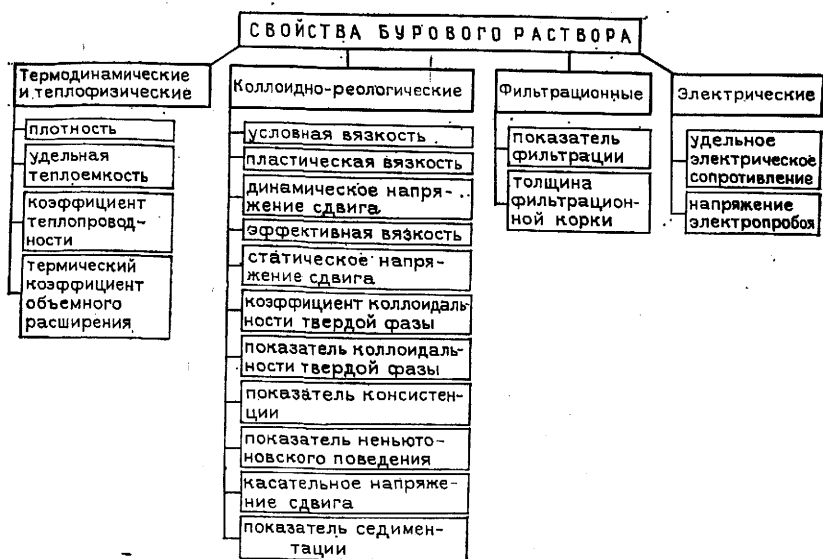


Рис. 1. Классификация основных свойств бурового раствора

гическим службам буровых предприятий, специалистам научно-исследовательских и проектных институтов, студентам высших учебных заведений для решения практических задач по технологии промывки скважин.

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Различают физические и химические свойства бурового раствора. В свою очередь, физические свойства делятся на термодинамические, коллоидно-реологические, фильтрационные, теплофизические и электрические (рис. 1). Термины, характеризующие эти свойства, и их определения приведены в табл. 1.

Термины и определения, отражающие основные операции технологического процесса промывки скважин, приведены на рис. 2 и в табл. 2.

Основная технологическая операция промывки скважины — прокачивание бурового раствора по ее стволу. Однако для выполнения этой операции необходимо реализовать ряд вспомогательных операций: приготовление бурового раствора, его утяжеление, обработку химическими реагентами, очистку от шлама и газа и др.

Технологическое оборудование для промывки скважин (рис. 3) представляет собой ряд взаимосвязанных систем: приготовления и обработки бурового раствора, очистки его от шлама и газа, циркуляции. Каждая система включает ряд блоков и (или) несколько единиц оборудования. Эффективность работы каждого блока зависит от качества работы всех систем. Например, некачественная очистка бурового раствора от шлама приводит к более напряженной работе блока обработки; недостаточная дегазация бурового раствора не позволяет буровым насосам обеспечить необходимую подачу и т. д.

Таблица 1

Термины и определения основных показателей бурового раствора

Термин	Размерность	Определение
Плотность	кг/м ³ (г/см ³)	Масса единицы объема бурового раствора
Условная вязкость	с	Величина, косвенно характеризующая гидравлическое сопротивление течению, определяемая временем истечения заданного объема бурового раствора через вертикальную трубку
Касательное напряжение сдвига	Па	Величина, характеризующая сопротивление бурового раствора сдвигу, определяемая силой, вызывающей этот сдвиг и приложенной к единице поверхности сдвига
Пластическая вязкость	Па·с	Величина, характеризующая темп роста касательных напряжений сдвига при увеличении скорости сдвига в случае, когда зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига представлена в виде прямой (не проходящей через начало координат), определяемая углом наклона этой прямой
Динамическое напряжение сдвига	Па	Величина, косвенно характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора течению, определяемая отрезком на оси касательного напряжения сдвига, отсекаемым прямой, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига при течении бурового раствора
Эффективная вязкость	Па·с	Величина, косвенно характеризующая вязкость бурового раствора, определяемая отношением касательного напряжения сдвига к соответствующему градиенту скорости сдвига
Статическое напряжение сдвига	Па	Величина, характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора, находящегося в покое заданное время, определяемая касательным напряжением сдвига, соответствующим началу разрушения его структуры

Термин	Размерность	Определение
Показатель фильтрации	см ³	Величина, косвенно характеризующая способность бурового раствора отфильтровываться через стенки ствола скважины, определяемая количеством дисперсионной среды, отфильтрованной через проницаемую перегородку ограниченной площади под действием определенного перепада давления за определенное время
Толщина фильтрационной корки	мм	Величина, косвенно характеризующая способность бурового раствора к образованию временной крепи на стенках скважины, определяемая толщиной слоя дисперсной фазы, отложившейся на ограниченной поверхности проницаемой перегородки под действием определенного перепада давления за определенное время
Показатель коллоидальности	—	Величина, косвенно характеризующая физико-химическую активность дисперсной фазы бурового раствора, определяемая количеством вещества, адсорбированного единицей массы дисперсной фазы
Коэффициент коллоидальности	—	Величина, равная отношению показателя коллоидальности дисперсной фазы бурового раствора к показателю коллоидальности эталонной дисперсной фазы бурового раствора
Показатель минерализации	—	Величина, косвенно характеризующая содержание водорастворимых солей в буровом растворе, условно определяемая эквивалентным содержанием солей хлористого натрия
Водородный показатель	—	Величина, характеризующая активность или концентрацию ионов водорода в буровом растворе, равная отрицательному десятичному логарифму активности или концентрации ионов водорода
Напряжение электропробоя	В	Величина, косвенно характеризующая стабильность буровых растворов на углеводородной основе, определяемая разностью потенциалов в момент разряда тока между расположенными на определенном расстоянии электродами, погруженными в буровой раствор

Термин	Размерность	Определение
Электрическое сопротивление	Ом	Сопротивление бурового раствора проходящему через него электрическому току
Показатель консистенции бурового раствора	Па	Коэффициент степенной функции, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига в выбранном интервале скоростей при течении бурового раствора
Показатель неньютоновского поведения бурового раствора	—	Показатель степени функции, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига при течении бурового раствора
Показатель седиментации бурового раствора	—	Величина, косвенно характеризующая стабильность бурового раствора и определяемая количеством дисперсной фазы, отделившейся от определенного объема бурового раствора в результате гравитационного разделения компонентов за определенное время
Удельная теплоемкость бурового раствора	Дж/(кг·°С)	Количество теплоты, необходимой для нагревания единицы массы бурового раствора на один градус
Коэффициент теплопроводности бурового раствора	Вт/(м·°С)	Величина, характеризующая способность бурового раствора проводить тепло, определяемая количеством теплоты, проходящей в единицу времени через единицу изотермической поверхности при температурном градиенте, равном единице
Термический коэффициент объемного расширения бурового раствора	—	Величина, характеризующая изменение объема бурового раствора с изменением температуры при постоянном внешнем давлении и определяемая относительным изменением объема при нагревании на один градус, отнесенным к объему бурового раствора при данной температуре

Таблица 2

Основные термины и определения для технологического процесса промывки скважины

Термин	Определение
Промывка ствола скважины	Технологический процесс при строительстве скважины с использованием бурового раствора
Приготовление бурового раствора	Комплекс технологических операций по созданию бурового раствора определенного типа из исходных компонентов
Смешивание компонентов бурового раствора	Технологическая операция приготовления бурового раствора, заключающаяся в соединении его исходных компонентов
Диспергирование компонентов бурового раствора	Технологическая операция приготовления бурового раствора, заключающаяся в измельчении его компонентов
Перемешивание бурового раствора	Технологическая операция приготовления и обработки, заключающаяся в равномерном распределении компонентов в данном объеме бурового раствора и вовлечении объема бурового раствора в движение
Дозированная подача компонентов бурового раствора	Технологическая операция приготовления, обработки, утяжеления бурового раствора, заключающаяся в подаче компонентов в зону смешивания в определенном количестве во времени
Обработка бурового раствора	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в регулировании свойств бурового раствора химическими или физико-механическими методами
Аэрация бурового раствора	Технологическая операция обработки бурового раствора, заключающаяся во введении в него газообразных агентов для понижения плотности
Химическая обработка бурового раствора	Комплекс технологических операций обработки бурового раствора химическими реагентами
Утяжеление бурового раствора	Технологическая операция обработки бурового раствора, заключающаяся во введении в него утяжелителя для повышения плотности
Прокачивание бурового раствора по стволу скважины	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в прокачивании бурового раствора по схеме буровой насос — ствол скважины — буровой насос
Подпор бурового раствора	Технологическая операция прокачивания бурового раствора по стволу скважины, заключающаяся в принудительной подаче бурового раствора в приемную линию бурового насоса
Закачивание бурового раствора	Технологическая операция прокачивания бурового раствора по стволу скважины, заключающаяся в приемке и нагнетании бурового раствора в скважину

Термин	Определение
Очистка бурового раствора	Комплекс технологических операций, заключающийся в удалении примесей из бурового раствора
Очистка бурового раствора от шлама	Комплекс технологических операций, заключающийся в удалении шлама из бурового раствора
Очистка бурового раствора от шлама сетками	Технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем пропускания его через вибрирующую сетку
Очистка бурового раствора от шлама в отстойниках	Технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем осаждения его в отстойниках
Очистка бурового раствора от шлама в гидроциклонах	Технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем отделения его под действием инерционных сил в гидроциклонах
Дегазация бурового раствора	Технологическая операция очистки бурового раствора по удалению из него газообразного агента
Регенерация компонентов бурового раствора	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в извлечении исходных компонентов из бурового раствора для последующего их использования
Замена бурового раствора	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в замещении всего рабочего объема или его части другим буровым раствором



Рис. 2. Классификационная схема промывки скважины

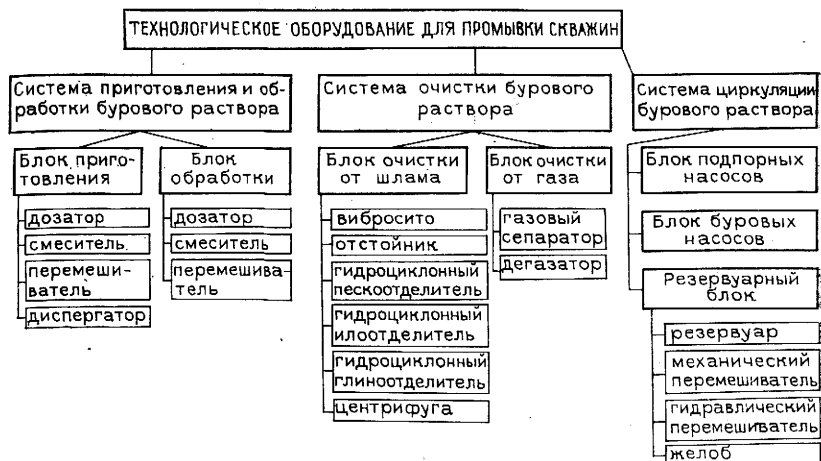


Рис. 3. Классификационная схема технологического оборудования для промывки скважины

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЦЕССУ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

ФУНКЦИИ ПРОЦЕССА ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

Технологический процесс промывки скважин должен быть спроектирован и реализован так, чтобы достичь наилучших технико-экономических показателей бурения. При этом главное внимание необходимо уделять выполнению основных технологических функций и ограничений, приведенных в табл. 3.

Часто стремление к качественному выполнению процесса промывки приводит к невыполнению ограничений. В этих случаях прежде всего решаются оптимизационные задачи, цель которых — выбрать в каждом конкретном случае экономически наиболее выгодное сочетание технологических показателей процесса промывки, обеспечивающих минимальную стоимость скважины и достижение поставленной цели при сохранении высокого качества объекта.

Рассмотрим более детально значимость функций и ограничений процесса промывки скважин. Одной из важнейших функций промывки считают разрушение забоя скважины. Конечно, это требование не является обязательным, так как основную роль в разрушении забоя играет долото. Однако и промывку нельзя считать второстепенной в разрушении забоя, особенно при бурении рыхлых пород, когда их размыв на забое за счет гидромониторного эффекта высокоскоростной струей бурового раствора, вытекающего из насадок долота, вносит не меньший вклад в скорость проходки скважины, чем механическое разрушение забоя вращающимися режущими элементами долота.

С целью интенсификации размыва забоя циркулирующим буровым раствором в некоторых зарубежных странах ведутся работы по применению высокоабразивных растворов (абразивно-струйное бурение).

Стремясь максимально использовать кинетическую энергию вытекающей из насадок долота струи бурового раствора для разрушения забоя, часто увеличивают до предела либо гидравлическую мощность, срабатываемую на долоте, либо силу гидравлического удара струи о забой. И в том, и в другом случае пытаются реализовать необходимую подачу буровых насосов с одновременным доведением до верхнего предела давления нагнетания бурового раствора. В результате этого одновременно с интенсификацией размыва забоя часто отмечаются отрицательные явления: резкое увеличение энергетических затрат на циркуляцию, размыв ствола в неустойчивом разрезе потоком в кольцевом пространстве, ухудшение условий механического разрушения забоя долотом в результате повышения дифференциального давления, поглощение бурового раствора в связи с возрастанием гидродинамического давления на пласты и др.

Очевидно, очень важно в каждом конкретном случае установить оп-

Таблица 3

Функции и ограничения процесса промывки скважин

Функции	Ограничения
Разрушать забой	Не разрушать долото, бурильный инструмент и оборудование
Очищать забой от шлама и транспортировать шлам на дневную поверхность	Не размывать ствол скважины
Компенсировать избыточное пластовое давление флюидов	Не приводить к поглощениям раствора и не подвергать гидроразрыву пласты
Предупреждать обвалы стенок скважины	Не ухудшать проницаемость продуктивных горизонтов
Взвешивать компоненты раствора и шлам	Не приводить к высоким потерям гидравлической энергии
Сбрасывать шлам в отвал	Не сбрасывать в отвал компоненты бурового раствора
Смазывать и охлаждать долото, бурильный инструмент и оборудование	Не вызывать осыпей и обвалов стенок скважины

тимальное соотношение показателей процесса промывки, определяющих способность бурового раствора разрушать забой скважины.

Основной функцией промывки скважин является также очистка забоя от разрушенной долотом породы. Чем быстрее удаляются потоком бурового раствора осколки породы с забоя, тем эффективнее работает долото. Требование удалять шлам с забоя — обязательное, так как в противном случае невозможно обеспечить углубление ствола скважины.

Для улучшения очистки забоя на практике увеличивают либо вязкость бурового раствора, либо его подачу к забою через насадки долота. Наиболее предпочтительным является второй метод, так как увеличение вязкости раствора сопровождается снижением скорости бурения и ростом энергетических затрат. Однако и второй метод в каждом конкретном случае требует технико-экономического обоснования, так как при повышении скорости циркуляции интенсифицируется размыв стенок ствола, в результате чего увеличивается количество шлама в буровом растворе, растет кавернозность ствола. Эти отрицательные явления приводят к снижению эффективности работы оборудования для очистки буровых растворов, увеличению затрат на ремонт насосов и вертлюгов, перерасходу материалов на приготовление и обработку буровых растворов, излишним энергетическим затратам, ухудшению качества крепления скважин.

Таким образом, величина подачи бурового раствора к забою скважины должна иметь технико-экономическое обоснование в соответствии с конкретными геолого-техническими условиями бурения и выбираться в оптимальных пределах.

Обязательным требованием к процессу промывки скважин является выполнение функции транспортирования шлама на дневную поверхность.

Очевидно, чем выше скорость циркуляции, плотность и вязкость бурового раствора, тем более интенсивно осуществляется гидротранспорт шлама от забоя на дневную поверхность. Поэтому регулировать скорость выноса шлама из скважины можно подачей насосов, плотностью и вязкостью бурового раствора. Но с увеличением вязкости и плотности раствора ухудшаются условия работы долота, возрастает гидростатическое и гидродинамическое давление на пласты, что может привести к поглощениям бурового раствора, другим осложнениям и даже авариям.

Несколько безопасней интенсифицировать гидротранспорт шлама на дневную поверхность путем повышения скорости циркуляции в кольцевом пространстве. Однако и скорость циркуляции должна быть ограничена сверху, чтобы избежать размыва ствола, больших потерь напора, значительного превышения гидродинамического давления в скважине над гидростатическим.

Практические данные о скоростях и стоимости бурения скважин показывают, что существует некоторая оптимальная величина скорости циркуляции, при которой данный раствор в конкретных условиях удовлетворительно выносит шлам на дневную поверхность и не наблюдается его накопления в скважине до концентраций, затрудняющих процесс бурения. Таким образом, для удовлетворительной очистки ствола скважины от шлама должно быть выбрано оптимальное соотношение между подачей буровых насосов, плотностью и показателями реологических свойств раствора.

Основной параметр, обеспечивающий компенсацию пластового давления на границе со скважиной,—плотность бурового раствора, по мере увеличения которой безопасность проходки, как правило, повышается. В то же время с ростом плотности увеличивается дифференциальное давление на забое, повышается концентрация твердой фазы в буровом растворе, что может привести к заметному падению скорости проходки скважины и загрязнению продуктивных горизонтов.

Следовательно, плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы совместно с другими технологическими факторами и приемами можно было обеспечивать достаточное противодавление на проходимые пласты, но в то же время она не должна заметно ухудшать условия работы долота и эксплуатационные характеристики продуктивных горизонтов. Иными словами, в каждом конкретном случае должна выбираться оптимальная величина плотности бурового раствора.

Плотность также является одним из основных факторов, обеспечивающих устойчивость стенок скважины. С ее увеличением интенсивность осыпей и обвалов ствола, как правило, уменьшается, однако при этом становится все более опасным другой вид осложнений — поглощения бурового раствора. Поэтому на практике для повышения устойчивости стенок скважины регулируют одновременно плотность, показатель фильтрации, соленость бурового раствора с целью уменьшения степени проникновения фильтрата бурового раствора в поры породы за счет фильтрации, осмоса и др.

Однако осыпи — такой вид осложнений, которые обычно развиваются медленно и не всегда заметно препятствуют процессу бурения. В связи с этим в ряде случаев экономически целесообразно отказаться

от сложных химических обработок и утяжеления бурового раствора в ущерб устойчивости ствола. При этом сохраняются высокие скорости проходки и не тратится много времени на вспомогательные работы.

Таким образом, для предупреждения осыпей и обвалов стенок скважины с учетом возможности возникновения других видов осложнений и обеспечения высоких скоростей проходки ствола необходимо комплексно подходить к выбору оптимальной величины плотности.

Важным технологическим качеством бурового раствора является удержание находящихся в нем частиц во взвешенном состоянии, особенно в перерывах циркуляции. При улучшении реологических характеристик бурового раствора его удерживающая способность повышается. Однако при этом возрастают энергетические затраты и затраты времени на циркуляцию, возникают значительные колебания давления в скважине при спуско-подъемных операциях, что может стать причиной возникновения различных осложнений.

При промывке должны быть обеспечены отделение и сброс шлама на вибрационных ситах, в гидроциклонах, отстойниках и т. д. В противном случае шлам будет вновь поступать в скважину, засорять ее, ухудшать условия работы долота. Для удовлетворительного отделения шлама от бурового раствора следует стремиться к минимизации показателей реологических свойств бурового раствора, однако при этом не должна ухудшаться его удерживающая способность. В противном случае возникает ряд проблем, связанных с выпадением барита в циркуляционной системе и, следовательно, снижением плотности бурового раствора.

Таким образом, успешность процесса промывки скважин зависит от оптимальных показателей реологических свойств бурового раствора, в первую очередь напряжения сдвига и вязкости.

Буровой раствор должен обладать смазывающей способностью. Смазывая поверхность труб, опоры долота, гидравлическое оборудование, раствор способствовал бы уменьшению энергетических затрат на бурение, сокращению аварий с бурильными колоннами, что особенно важно при роторном бурении. Поэтому желательно увеличивать содержание смазочных добавок в буровом растворе. Однако при большом содержании смазочных добавок заметно снижается механическая скорость проходки, особенно при бурении долотами истирающего типа. Возможно, это связано с отрицательным влиянием смазки на внедрение режущих кромок резцов долота в забой. Таким образом, содержание смазочных добавок в буровом растворе должно быть также оптимальным.

Охлаждение долота, бурильных труб, гидравлического оборудования способствует увеличению их долговечности и поэтому является также важной функцией промывки. Известно, что охлаждение омываемых деталей тем лучше, чем выше скорости циркуляции, ниже вязкость бурового раствора и выше его теплоемкость и теплопроводность. Однако регулирование этих показателей с целью улучшения условий охлаждения бурового инструмента и оборудования ограничено необходимостью выполнения предыдущих, порой более важных функций промывки скважины.

Итак, комплексный подход к выбору свойств бурового раствора и режимных параметров циркуляции позволит обеспечить выполнение основных функций технологического процесса промывки скважин.

НИИ ГАЗ
Научно-технологическая

ТРЕБОВАНИЯ К БУРОВЫМ РАСТВОРАМ

Буровые растворы по целесообразности применения можно расположить в следующий ряд: аэрированная вода, буровой раствор на водной основе, буровой раствор на углеводородной основе. Однако тип бурового раствора выбирают, как правило, не для обеспечения наилучших условий работы породоразрушающего инструмента, а с учетом предупреждения осложнений и аварий в процессе бурения. Рассмотрим наиболее общие требования, которые необходимо предъявлять к буровым растворам всех типов и, прежде всего, к растворам на водной основе, с помощью которых бурится основной объем глубоких нефтегазовых скважин.

Для обеспечения высоких скоростей бурения скважин к буровым растворам можно предъявить следующие основные требования:

жидкая основа растворов должна быть маловязкой и иметь небольшое поверхностное натяжение на границе с горными породами;

концентрация глинистых частиц в твердой фазе раствора должна быть минимальной, а средневзвешенная по объему величина плотности твердой фазы — максимальной;

буровые растворы должны быть недиспергирующимися под влиянием изменяющихся термодинамических условий в скважинах и иметь стабильные показатели;

буровые растворы должны быть химически нейтральными по отношению к разбуриваемым породам, не вызывать их диспергирование и набухание;

буровые растворы не должны быть многокомпонентными системами, а используемые для регулирования их свойств химические реагенты, наполнители и добавки должны обеспечивать направленное изменение каждого технологического показателя при неизменных других показателях; смазочные добавки должны составлять не менее 10 %.

Выполнение этих требований во многом зависит от геолого-технических условий бурения. Однако они позволяют выбрать из гаммы растворов именно тот, который не только исключит осложнения и аварии в скважине, но и обеспечит высокие скорости ее бурения. В каждом конкретном случае необходимо решать комплексную задачу о целесообразности применения того или иного раствора с учетом технической оснащенности буровой установки, оперативности снабжения ее материалами, квалификации работников, географического положения скважины и т. д.

Выполнение на практике сформулированных общих требований к буровому раствору является необходимым, но не достаточным условием для достижения высоких показателей работы породоразрушающего инструмента и наилучших показателей бурения. Надо выполнять также общие требования к основным показателям бурового раствора.

Плотность. В зависимости от характера проводимых при бурении операций требования к плотности бурового раствора могут быть разными. Для обеспечения оптимальной работы долота плотность бурового раствора должна быть минимальной. Однако современная технология проходки скважин такова, что плотность бурового раствора выбирают из условия недопущения нефтегазопровывлений, осыпей и обвалов проходимых горных пород. Для выбора величины плотности определяющим является пласто-

вое (внутрипоровое) давление флюида: давление со стороны скважины должно быть достаточным, чтобы не допустить неуправляемого притока в нее пластового флюида.

Гидростатическое давление столба бурового раствора в скважине — единственный фактор, благодаря которому пластовый флюид не прорывается на поверхность во время наращивания буровой колонны, спуско-подъемных операций, в период отсутствия циркуляции при открытом превенторе и т. д. Соотношение между гидростатическим давлением бурового раствора и пластовым давлением называют показателем безопасности: чем выше этот показатель, тем больше гарантия предотвращения выброса. С увеличением плотности бурового раствора, как правило, повышается также устойчивость ствола.

Когда технологические операции не связаны с циркуляцией бурового раствора, величина плотности ограничивается, давление гидравлического разрыва пласта должно всегда оставаться выше гидростатического давления столба бурового раствора в скважине. Таким образом, для технологических операций, не связанных с циркуляцией, плотность бурового раствора должна удовлетворять следующему соотношению:

$$p_{пл} \leq \rho_0 g h \leq p_{гр.п.}$$

где $p_{пл}$ — пластовое давление; ρ_0 — плотность бурового раствора; h — рассматриваемая глубина; $p_{гр.п.}$ — давление гидроразрыва породы.

В период работы долота на забое плотность бурового раствора можно понизить, так как в процессе его циркуляции давление на пласты увеличивается в результате возникновения сопротивлений в кольцевом пространстве скважины и на устье. В случае обычной схемы циркуляции без противодействия на устье так называемая эквивалентная плотность бурового раствора (отношение гидродинамического давления в скважине к давлению на рассматриваемой глубине) определяется истинной плотностью раствора и потерями давления в кольцевом пространстве скважины

$$\rho_э = \rho_0 + p_k / gh$$

(p_k — потери давления в кольцевом пространстве скважины).

Условие безопасности при этом можно выразить формулой

$$p_{пл} \leq \rho'_0 g h + p_k \leq p_{гр.п.}$$

(ρ'_0 — требуемая плотность бурового раствора при циркуляции).

Очевидно, величина p_k / gh является безопасным резервом снижения плотности бурового раствора в процессе работы долота на забое при традиционной схеме циркуляции

$$\rho'_0 = \rho_0 - p_k / gh.$$

Еще больший резерв снижения плотности бурового раствора можно реализовать в процессе бурения при равновесном и несбалансированном давлении на забое, когда выполняется условие

$$\rho_0 g h + p_k + p_0 \leq p_{пл}$$

(p_0 — противодействие на устье скважины при циркуляции бурового раствора).

В этом случае плотность бурового раствора при циркуляции может быть определена из соотношения

$$\rho_0'' = \rho_0 - (\rho_k + \rho_0)/g h.$$

При несбалансированном давлении на забое теоретически можно достичь бесконечно низкой плотности бурового раствора и бурить при управляемом выбросе пластового флюида на максимальных скоростях. Поэтому, несмотря на необходимость существенного усложнения устьевого оборудования, на взрывоопасность такого технологического процесса, на трудность разделения газожидкостного потока в поверхностной циркуляционной системе, в Канаде и США большой объем бурения осуществляется при несбалансированном давлении.

Статическое напряжение сдвига. Для работы долота вода — лучшая жидкость, но отсутствие тиксотропных свойств резко ограничивает ее применение. Воду невозможно утяжелить грубодисперсными тяжелыми порошками, а при больших глубинах бурения, когда цикл циркуляции через скважину соизмерим с длительностью работы долота на забое, она не способна выполнить главную функцию — удерживать оставшийся в скважине шлам во взвешенном состоянии в перерывах циркуляции. В результате этого в стволе возникают прихваты буровой колонны так называемыми сальниками — пробками, образующимися из шлама.

Использование буровых растворов при бурении скважин, а также утяжеление их грубодисперсным материалом высокой плотности (гематитом, магнетитом, баритом, галенитом и т. д.) обусловлены главным образом необходимостью удержания во взвешенном состоянии выбуренной породы в период прерванной циркуляции. Поэтому одно из основных требований, предъявляемых к буровым растворам, — способность к тиксотропному упрочнению их в покое.

Показателем тиксотропных свойств бурового раствора является статическое напряжение сдвига, измеряемое через 1 и 10 мин покоя (τ_1 , τ_{10}). Именно этим показателем характеризуется седиментационная устойчивость бурового раствора и его способность удерживать шлам во взвешенном состоянии. Однако величину статического напряжения сдвига выбирают из сугубо практических соображений без учета конкретных геолого-технических условий. В результате этого в ряде случаев она оказывается ниже требуемой, что приводит к различным осложнениям при бурении (затяжкам, посадкам, прихватам буровой колонны образующимися в скважине сальниками и пробками из утяжелителя), или выше требуемой, что вызывает необходимость восстановления промежуточных циркуляций бурового раствора и может быть причиной возникновения его поглощения.

Необходимость применения научно обоснованного метода выбора показателей тиксотропных свойств бурового раствора очевидна, так как при этом можно не только избежать осложнений при бурении, но и повысить степень очистки раствора выброситами и гидроциклонами, исключить засорение резервуаров грубодисперсным осадком и др.

Предлагаемый метод¹ основан на математическом описании процесса

¹ Метод разработан И. Н. Гудниным и Ю. М. Проселковым.

оседания обломков выбуренной породы в неподвижном тиксотропно упрочняющемся буровом растворе. В этом случае задача сводится к определению параметров θ' и K уравнения Гаррисона, так как с ними однозначно связаны показатели и v_1 и v_{10}

$$v = (\theta' K t) / (1 + K t), \quad (1)$$

где t — время пребывания бурового раствора в покое: при $t = 60$ с $v = v_1$, при $t = 600$ с $v = v_{10}$.

θ' и K определяются из условия минимизации θ' , осуществляемой с целью снижения продажного давления, при ограничениях, налагаемых на θ' , K и толщину осадка h , образуемого выбуренной породой в призабойной зоне за время отсутствия циркуляции. В зависимости от геологических условий бурения цель ограничения $h \leq h_n$ может быть различной: предупреждение прихватов инструмента осадком выбуренной породы, сокращение затрат времени и энергии на разбуривание осадка, уменьшение происходящего при этом вторичного диспергирования выбуренной породы, ведущего к усложнению очистки и загрязнению раствора и т. д. В связи с этим предельно допустимая толщина осадка h_n будет иметь разные значения, также зависящие от условий бурения.

Запишем ряд простых соотношений

$$h = (C/C_0) S, \quad (2)$$

где C и C_0 — объемная концентрация породы соответственно в растворе в момент прекращения циркуляции и в осадке; S — путь, проходимый частицей породы средней крупности за время t ,

$$S = \int_0^t v dt; \quad (3)$$

v — скорость частицы среднего эффективного диаметра $\bar{D}$, определяемая по формуле

$$v = \frac{B m \bar{D}}{3 \eta} \left[\frac{\bar{D} (\rho_n - \rho) g}{6 m} - \frac{\theta' K t}{1 + K t} \right], \quad (4)$$

$$B = 1 / \left[1 + 0,034 \frac{\bar{D}^{1,5}}{\eta} \sqrt{\rho (\rho_n - \rho) g} \right].$$

Здесь $m = 1,6 \div 2,5$ — коэффициент, зависящий от формы и размеров оседающих частиц; ρ_n , ρ — плотность выбуренной породы и раствора; η — пластическая вязкость раствора.

Формула (4) применима ($v \geq 0$) лишь при условии $t \leq t_k$, где t_k — время, по истечении которого частица диаметром $\bar{D}$ останавливается вследствие роста v во времени:

$$t_k = 1 / [K (\theta' / \theta_D - 1)]. \quad (5)$$

$$\theta_D = \bar{D} (\rho_n - \rho) g / 6 m. \quad (6)$$

Уравнение (5) применимо ($t_k > 0$) лишь при условии $\theta' > \theta_D$.

Раскрыв интеграл (3) с использованием формулы (4) и подставив полученное после интегрирования выражение S в уравнение (2), приве-

дем последнее к виду, удобному для определения K графическим способом:

$$\frac{1}{K} \ln(1 + Kt) = \frac{3\eta h C_0}{mB\bar{D}\theta'C} + t \left(1 - \frac{\theta_D}{\theta'}\right). \quad (7)$$

Необходимость применения графического способа вызвана тем, что искомая величина K входит в это уравнение под знаком логарифма.

Уравнение (7) применимо при ограничениях $t \leq t_k$ и $\theta' > \theta_D$. При $t > t_k$ толщина осадка h уже не растет во времени, оставаясь равной максимальному значению, достигнутому при $t = t_k$. Подставив в уравнение (7) вместо t выражение t_k из (5), получим формулу для определения K в случае $t \geq t_k$:

$$K = - \frac{mB\bar{D}\theta'C}{3\eta h C_0} \left[\ln \left(1 - \frac{\theta_D}{\theta'}\right) + \frac{\theta_D}{\theta'} \right]. \quad (8)$$

Минимизация θ' требует, согласно уравнениям (7) и (8), соответствующего увеличения K либо h или того и другого вместе. Однако возможность увеличения K ограничена природой тиксотропии раствора, а увеличения h — условием $h \leq h_n$, что, естественно, лимитирует уменьшение θ' .

Для упрощения метода расчета необходимо на величину θ' наложить еще одно ограничение: $\theta' \geq \theta_m$

$$\theta_m = D_m (\rho_n - \rho) g / 6m \quad (9)$$

(D_m — эффективный диаметр наиболее крупных частиц выбуренной породы, находящихся в затрубном пространстве скважины).

Неравенство $\theta' \geq \theta_m$ без нарушения ограничения θ' техническими факторами позволяет реализовать метод при наличии традиционной информации.

При выборе показателей тиксотропных свойств утяжеленного бурового раствора надо учитывать ограничение, накладываемое на условный показатель седиментационной стабильности раствора:

$$S_y = \Delta\rho/\rho \leq 0,06, \quad (10)$$

так как этот показатель непосредственно связан с кинетикой тиксотропного упрочнения.

Здесь S_y — показатель стабильности бурового раствора; $\Delta\rho$ — разность плотностей раствора в верхней и нижней секциях стандартного цилиндра ЦС-2 через 24 ч покоя; ρ — плотность бурового раствора в момент заливки его в цилиндр ЦС-2.

Из уравнения материального баланса процесса седиментации, протекающего в цилиндре ЦС-2, получим соотношение

$$\Delta\rho = 2 (\Delta W_y / W_y) (\rho_y - \rho), \quad (11)$$

где $\Delta W_y = h_y F$ — объем утяжелителя, перешедшего в процессе седиментации из верхней секции цилиндра в нижнюю; $W_y = H F$ — объем секции, равный половине объема цилиндра; ρ_y — плотность частицы утяжелителя; F — площадь сечения цилиндра; H — высота секции цилиндра ($H = 10$ см для ЦС-2); h_y — толщина сплошного (не содержащего пор) слоя утяжелителя.

Величину h_y можно определить как функцию дисперсного состава утяжелителя и показателей физических свойств бурового раствора:

$$h_y = \frac{B_y C_y \bar{D}_y \theta'}{3 K_y \eta} \left(\ln \frac{D'_y}{D'_y - \bar{D}_y} - \frac{\bar{D}_y}{D'_y} \right), \quad (12)$$

где C_y — начальная объемная концентрация утяжелителя в растворе; $\bar{D}_y$ — эффективный диаметр частицы утяжелителя среднего размера; D'_y — эффективный диаметр частицы утяжелителя, которая прекращает оседание в буровом растворе при $v = \theta'$

$$D'_y = 6 m \theta' / (\rho_y - \rho) g.$$

Из формулы (10) с учетом выражения (11) нетрудно получить

$$S_y = 2 (\rho_y / \rho - 1) (h_y / H). \quad (13)$$

Так как $H = 10$ см, $B_y \approx 1$, то, используя формулу (12), получим

$$S_y = \frac{0,0667 m C_y \bar{D}_y \theta'}{K_y \eta} (\rho_y / \rho - 1) \left(\ln \frac{D'_y}{D'_y - \bar{D}_y} - \frac{\bar{D}_y}{D'_y} \right) \leq 0,06. \quad (14)$$

Из формулы (14) при $S_y = 0,06$ определим θ' и K_y , при которых утяжеленный раствор обладает минимально допустимой стабильностью. Выбор θ' и K_y становится однозначным, если соблюдены требования, ограничивающие выпадение шлама из раствора.

На основе полученных формул разработан алгоритм выбора показателей тиксотропных свойств бурового раствора, удовлетворяющих одновременно четырем технологическим требованиям:

обеспечению необходимой седиментационной устойчивости бурового раствора;

ограничению толщины осадка выбуренной породы на забое скважины за время отсутствия циркуляции;

минимизации продажного давления при восстановлении очередной циркуляции;

обеспечению заданных значений v_1 и v_{10} в применяемом буровом растворе.

Алгоритм выбора величин v_1 и v_{10} состоит в следующем.

1. Определяют θ' по формуле (9), принимая $\theta' = \theta_m$, при этом в зависимости от типа долота величину D_m (в мм) можно найти из следующих формул:

для долот типа С $D_m = 3,5 + 0,037 d_c$;

для долот типа Т $D_m = 2,0 + 0,035 d_c$ (d_c — диаметр долота, мм).

2. Вычисляют K_y из уравнения (14) при условии $S_y = 0,06$, используя найденное значение θ' .

3. Находят K по формуле (8), при этом в зависимости от геолого-технических условий бурения величину h можно принимать различной (практически $h = 50 \div 300$ см).

4. Определяют v_1 и v_{10} по формуле (1), используя вместо K наибольшее из найденных значений K_y и K , а вместо t , подставляя поочередно $t_1 = 60$ с и $t_2 = 600$ с. Если найденные значения v_1 и v_{10} не реализуются

Таблица 4

Требуемые величины v_1 и v_{10} для ограничения толщины осадка при различных геолого-технических условиях бурения и времени нахождения раствора в покое

Время нахождения раствора в покое t , мин	Исходные расчетные величины						Определяемые величины	
	$\bar{D}_y$, ($\bar{D}$), мм	D_m , мм	C (C_y)	h (h_y), м	ρ , г/см ³	η , мПа·с	v_1 , дПа	v_{10} , дПа
$\geq 8,5$	9,1	18,2	0,02	3	1,2	18	20,6	105,0
≥ 5	4,4	8,8	0,02	0,5	1,3	21	21,9	65,3
$\geq 6,8$	9,1	18,2	0,02	3,0	1,1	14	27,1	125,4
$\geq 2,2$	4,9	9,8	0,02	0,5	1,2	18	32,1	84,1
$\geq 2,1$	5,0	10,0	0,02	0,5	1,2	15	34,3	87,0
$\geq 2,5$	5,7	11,4	0,02	0,5	1,3	21	34,9	90,3
≥ 2	6,8	13,6	0,02	0,5	1,3	21	45,8	109,7
$\geq 1,7$	5,7	11,4	0,02	0,5	1,1	14	49,4	112,8
5	2,0	9,0	0,03	1,0	1,2	18	0	0
90	2,0	9,0	0,01	3,0	1,2	3	0,3	2,7
7	1,0	4,0	0,05	0,5	1,4	24	1,0	8,0
10	2,0	9,0	0,03	1,0	1,2	18	1,5	14,0
15	1	4	0,05	0,5	1,4	24	1,1	8,3
15	2	9	0,03	1,0	1,2	18	2,0	17,0
5	4	9	0,02	2,0	1,2	18	4,7	33,0
5	8	15	0,02	1,5	1,1	14	94,0	160,0
10	8	15	0,05	0,5	1,1	14	120,0	168,0

в одном и том же растворе, то допускается положительное отклонение v_1 от расчетного значения, что не вызывает нарушения указанных выше технологических требований, так как ведет к уменьшению θ' , h и S_y .

Результаты более 200 расчетов, выполненных по описанному алгоритму (частично приведенные в табл. 4), показывают, что требуемые величины v_1 и v_{10} зависят от геолого-технических условий бурения скважин. Они находятся не только в установленных опытным путем пределах, но и далеко за этими пределами. В частности, возможны варианты, когда требование недопущения осадконакопления на забое более 1 м за 5 мин обеспечивается при полном отсутствии тиксотропности бурового раствора ($v_1 = v_{10} = 0$), а требование исключить осадконакопление оказывается трудновыполнимым в промысловых условиях, так как возникает необходимость поддерживать величины v_1 и v_{10} очень большими.

Выбор величин v_1 и v_{10} с учетом как практических рекомендаций, так и данных расчета позволит избежать необоснованных завышений или занижений этих параметров, следовательно, осложнений и других технологических и экономических потерь, связанных с ними.

Показатель фильтрации и толщина фильтрационной корки. Очевидно, в целях улучшения условий разрушения породы долотом целесообразно стремиться к увеличению показателя фильтрации бурового раствора и уменьшению толщины фильтрационной корки. Однако такое требование выполнимо при бурении в непроницаемых устойчивых породах. При про-

ходке же проницаемых песчаников, глин с низким поровым давлением, продуктивных горизонтов величина показателя фильтрации бурового раствора строго регламентируется. Практикой бурения неустойчивых и проницаемых отложений установлено, что в этих условиях величина показателя фильтрации, определяемая прибором ВМ-6, должна находиться в пределах 3—6 см³ за 30 мин.

Показатель фильтрации бурового раствора является интегральной величиной за промежуток времени, неизмеримо больший, чем период вращения долота. Поэтому он не всегда четко коррелируется с показателями работы долота. Существует даже мнение, что показатель фильтрации не влияет на эффективность работы долота, а корреляционная зависимость механической скорости проходки и проходки на долото от него обусловлена изменением вязкости бурового раствора, всегда сопровождаемое изменением показателя фильтрации.

Процесс фильтрации бурового раствора на забое скважины ослабляет сопротивляемость породы за счет расклинивающего воздействия проникающего в поры и микротрещины породы фильтрата, что вполне соответствует известным положениям теории П. А. Ребиндера. Кроме того, проникающий на забой фильтрат способствует выравниванию давлений над и под сколотой частицей и тем самым создает благоприятные условия для очистки забоя от обломков породы.

Однако целесообразно иметь в виду не интегральную величину показателя фильтрации, а его мгновенное значение в начальный период процесса. Очевидно (рис. 4), что из двух буровых растворов с одинаковой величиной интегрального показателя фильтрации лучшим является тот, у которого выше скорость фильтрации в начальный момент времени.

Таким образом, несмотря на отсутствие теоретических и экспериментальных основ для разработки требований к величине показателя фильтрации бурового раствора, при его выборе можно руководствоваться следующим общим требованием: скорость фильтрации бурового раствора должна резко уменьшаться с течением времени до нуля, обеспечивая интегральную величину показателя фильтрации за 30 мин, необходимую для предотвращения осложнений в стволе скважины.

Во всех случаях необходимо стремиться к уменьшению толщины фильтрационной корки. Однако было бы ошибочным думать, что на толщину фильтрационной корки воздействует только показатель фильтрации бурового раствора. Анализируя известную формулу, связывающую объем фильтрата с показателями качества бурового раствора, убеждаемся, что с приближением концентрации твердых частиц в буровом растворе к концентрации твердых частиц в корке толщина фильтрационной корки при прочих равных условиях уменьшается, так как с выравниванием концентраций твердых частиц в корке и буровом растворе скорость фильтрации стремится к нулю

$$V_{\phi} = A \sqrt{2k \left(\frac{C_k}{C_p} - 1 \right) \Delta p t / \mu},$$

где V_{ϕ} — объем фильтрата; A — площадь фильтра; k — проницаемость фильтрационной корки; C_k — объемная доля твердых частиц в корке;

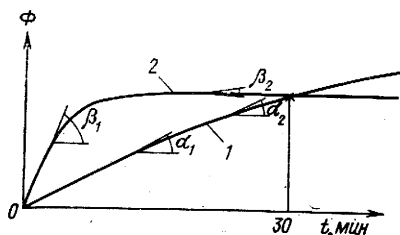


Рис. 4. Зависимость показателя фильтрации бурового раствора от времени:

1, 2 — растворы соответственно с низкой (α_1) и высокой (β_1) начальной скоростью фильтрации; α_2 и β_2 — конечные скорости фильтрации

C_p — объемная доля твердых частиц в буровом растворе; Δp — перепад давления на фильтре; t — время фильтрации; μ — вязкость фильтрата.

Как видно из приведенной формулы, толщина фильтрационной корки существенно зависит от дифференциального давления в скважине, проницаемости пород и вязкости фильтрата бурового раствора. Для того чтобы уменьшить толщину фильтрационной корки, необходимо в первую очередь снизить величину дифференциального давления в скважине. При сбалансированном давлении в скважине, когда дифференциальное давление на забое равно нулю, фильтрационная корка на забое не образуется.

Вязкость. Требование к величине вязкости раствора однозначное: она должна быть минимальной. С уменьшением вязкости отмечается всеобщий положительный эффект бурения: снижаются энергетические затраты на циркуляцию бурового раствора, улучшается очистка забоя за счет ранней турбулизации потока под долотом, появляется возможность реализовать большую гидравлическую мощность на долоте, уменьшаются потери давления в кольцевом пространстве скважины. В гидротранспорте шлама на дневную поверхность роль вязкости бурового раствора подчиненная. Поэтому при бурении скважин необходимо стремиться к удержанию минимально возможной условной и пластической вязкости бурового раствора.

Отечественный и зарубежный опыт показывает, что верхний предел условной вязкости, определяемый прибором ПВ-5, не должен превышать 30 с для растворов плотностью до 1,4 г/см³ и 45 с для растворов плотностью выше 1,4 г/см³. Пластическая вязкость для этих же растворов не должна превышать соответственно 0,006 и 0,01 Па·с.

Приближенно предельную величину пластической вязкости для утяжеленных буровых растворов на водной основе можно оценить с помощью известной формулы Муни

$$\mu = \exp \left(\frac{2,5C}{1 - C/Y} \right),$$

где μ — относительная вязкость бурового раствора (по отношению к жидкой фазе раствора); C — концентрация твердой фазы в буровом растворе; $Y = 0,65 \div 0,75$ — степень уплотнения однородных по размеру частиц.

Для неутяжеленных буровых растворов на базе бентонитовых порошков величина пластической вязкости не должна превышать 0,002 Па·с.

Динамическое напряжение сдвига. Очистка скважины от шлама определяется главным образом двумя факторами: скоростью восходящего потока и динамическим напряжением сдвига бурового раствора. Длительные промысловые наблюдения позволили установить, что для удовлетворительного гидротранспорта шлама из скважины на дневную поверхность

ламинарным потоком, а также для предотвращения выпадения утяжелятеля в поверхностной циркуляционной системе достаточно иметь величину динамического напряжения сдвига 15—20 дПа. Дальнейшее увеличение динамического напряжения сдвига не приводит к сколько-нибудь заметному улучшению очистки скважины от шлама.

Опытным путем также установлено оптимальное соотношение между динамическим напряжением сдвига τ_0 (дПа) и пластической вязкостью η (мПа·с): $\tau_0/\eta = R = 4,5 \div 5,0$.

Эти рекомендации целесообразно принять к руководству. Однако по мере совершенствования технологического процесса промывки скважин реологические показатели бурового раствора (τ_0 и η) надо выбирать совместно с режимом циркуляции и реализовывать их в виде оптимальной реогидравлической программы.

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЖИМУ ЦИРКУЛЯЦИИ БУРОВОГО РАСТВОРА

По аналогии с общими требованиями к буровому раствору для достижения высоких скоростей бурения скважин можно предъявить ряд требований к режиму циркуляции раствора:

подача насосов должна быть не ниже технологически допустимой в конкретных условиях бурения расхода бурового раствора;

в насадках долота должна реализоваться либо максимальная гидравлическая мощность, либо максимальная сила удара струи о забой;

скорость истечения струи из насадок долота должна быть максимальной;

режим течения бурового раствора под долотом должен быть развитым турбулентным;

потери давления в кольцевом пространстве скважины должны быть минимальными;

предпочтительный режим течения бурового раствора в кольцевом пространстве скважины — ламинарный.

Опыт бурения скважин за рубежом позволил фирмам «Амоко продакшн компани», «Дрессер» и др. конкретизировать требования к параметрам промывки скважин.

1. Технологически необходимый удельный расход бурового раствора при циркуляции должен составлять не менее 0,08—0,12 л/с в расчете на 1 мм диаметра долота. При сравнительно низкой механической скорости проходки (до 5 м/ч) можно поддерживать расход у нижней рекомендуемой границы, при высокой — у верхней.

При нормальных условиях бурения нецелесообразно превышать верхний предел рекомендуемого расхода бурового раствора, так как при более высоких расходах обычно наблюдаются эрозионный износ деталей долота, размыв ствола скважины, резкое увеличение потерь давления в кольцевом пространстве.

2. Гидравлическая мощность, подводимая к долоту, должна составлять 3—6 Вт на 1 мм² площади забоя. При низкой механической скорости проходки следует пользоваться нижним рекомендуемым пределом, при

высокой скорости — верхним. Приблизленно величину гидравлической мощности на долото можно вычислить по эмпирической зависимости

$$N = 2z \sqrt{v_m},$$

где z — коэффициент пересчета размерности (при указанных размерностях $z=1$); v_m — механическая скорость проходки, м/ч.

При подведении к долоту удельной гидравлической мощности более 6 Вт/мм² отмечается эрозионный износ деталей долота. Поэтому такую мощность можно использовать лишь в исключительных случаях, когда более высокие скорости проходки могут оправдать дополнительные затраты на долото и спуско-подъемные операции.

3. Перепад давления в насадках долота должен составлять не менее 50—65 % от давления, развиваемого буровым насосом при циркуляции.

Приведенная на рис. 5 кривая зависимости гидравлической мощности на долоте от подачи насосов, полученная для давления в нагнетательной линии 17,5 МПа (когда используются 114-мм бурильные трубы, 216-мм УБТ в скважине диаметром 251 мм, глубиной 3000 м и буровой раствор плотностью 1,2 г/см³), показывает, что подводимая к насадкам долота гидравлическая мощность имеет максимальное значение в точке II, при этом 65 % давления в процессе циркуляции теряется в насадках долота, а остальные 35 % расходятся на трение в циркуляционной системе. Максимальное значение импульса силы достигается тогда (точка III), когда около 50 % давления в нагнетательной линии теряется в насадках долота, а 50 % потерь давления приходится на остальную часть циркуляционной системы.

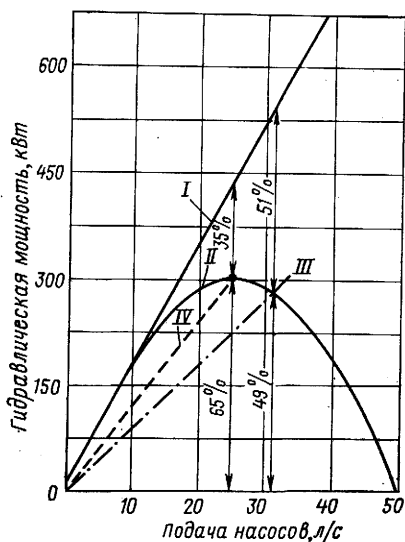


Рис. 5. Зависимость гидравлической мощности на долоте от подачи насосов:

I — мощность, развиваемая насосами; II — мощность на долоте; III — максимум импульса силы; IV — максимум мощности на долоте

Опыт бурения скважин показывает, что наилучшие показатели работы долота получены при реализации условий в диапазоне между максимальной гидравлической мощностью, подводимой к насадкам долота, и максимальным импульсом силы.

4. Скорость истечения бурового раствора из насадок долота необходимо поддерживать на уровне 110—125 м/с, что позволяет не только улучшить очистку забоя вследствие интенсивного поперечного течения раствора вдоль забоя, но и получить наибольший гидромониторный эффект за счет увеличения силы удара струи о забой скважины.

5. Параметр Рейнольдса, характеризующий режим течения бурового раствора, должен быть не ниже 10^5 , так как в этом слу-

чае обеспечиваются наиболее благоприятные условия для мгновенного смыва обломков породы с забоя и выноса их потоком в кольцевое пространство скважины.

С учетом указанных общих требований к режиму промывки скважин предлагается следующая методика расчета циркуляции бурового раствора¹.

В основу методики положено уравнение, связывающее полное забойное давление с энергетическими затратами на гидротранспорт шлама в скважине, расходом бурового раствора и его свойствами, геометрическими размерами подземной циркуляционной системы. Это уравнение используется как целевая функция для оптимизации процесса циркуляции раствора при условии минимума давления на забой скважины. Для получения упомянутой функции цели выполняется процесс углубления вертикальной скважины при концентричном расположении в ней колонны и стационарном процессе вертикального гидротранспорта шлама. Очевидно (рис. 6), при углублении скважины за время dt на величину dh шлам будет поднят потоком бурового раствора в затрубном пространстве на величину dz от образовавшегося забоя.

В первом приближении можно считать, что скорость перемещения s верхней границы образовавшейся смеси без учета перемещения забоя определяется следующим выражением:

$$s = \bar{w} - u,$$

где $\bar{w}$, u — средняя скорость соответственно потока в кольцевом пространстве скважины и осаждения частиц выбуренной породы при движении их в кольцевом пространстве скважины.

Масса бурового раствора со шламом в кольцевом пространстве будет равна сумме масс горной породы на участке dh и промывочной жидкости на участке dz :

$$\rho' F_K dz = \rho_n F_c dh + \rho_0 F_K dz - \rho_0 F_K dh, \quad (15)$$

где ρ' , ρ_n и ρ_0 — плотности соответственно смеси, породы и промывочной жидкости; F_K и F_c — площади сечения соответственно кольцевого пространства скважины и ствола.

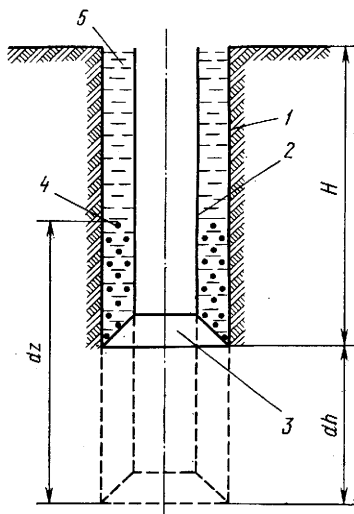


Рис. 6. Схема стационарного процесса гидротранспорта шлама в скважине:

1 — скважина; 2 — буровая колонна; 3 — долото; 4 — шлам; 5 — раствор

¹ Методика предложена Г. Г. Габузовым и Ю. М. Проселковым.

Запишем соотношение

$$\frac{dz}{dt} = \frac{F_c}{F_k} v_m + \bar{w} - u \quad (16)$$

($v_m = dh/dt$ — мгновенная механическая скорость проходки).

Используя зависимости (15) и (16), после несложных преобразований получим выражение для определения плотности бурового раствора со шламом в кольцевом пространстве скважины:

$$\rho' = \rho_0 + \frac{v_m F_c (\rho_{\pi} - \rho_0)}{Q - u F_k + v_m F_c} \quad (17)$$

($Q = \bar{w} F_k$ — расход бурового раствора).

Для случая равномерного распределения шлама по всей высоте кольцевого пространства скважины гидростатическое давление на забой p_r с учетом формулы (17) можно определить по следующей формуле:

$$p_r = \rho_0 g H + \frac{\bar{v}_m F_c (\rho_{\pi} - \rho_0) g H}{Q - u F_k + \bar{v}_m F_c}, \quad (18)$$

где g — ускорение свободного падения; $\bar{v}_m$ — средняя механическая скорость проходки.

Полное гидродинамическое давление на забой в процессе циркуляции бурового раствора можно найти, используя выражение (18) и известные зависимости Гродде:

$$p_z = \rho_0 g H + \frac{\bar{v}_m F_c (\rho_{\pi} - \rho_0) g H}{Q - u F_k + \bar{v}_m F_c} + \frac{6\tau_0 H}{D - d_n} + \alpha_k \eta H Q, \quad (19)$$

где

$$\alpha_k = 192/\pi (D - d_n)^2 (D^2 - d_n^2),$$

D, d_n — диаметры соответственно ствола скважины и буровой колонны.

Средняя работа A по гидротранспорту шлама на дневную поверхность равна произведению силы тяжести P на перемещение центра тяжести системы $H/2$:

$$A = P H / 2, \quad (20)$$

где

$$P = (\rho_{\pi} - \rho_0) g F_c h.$$

Средняя мощность W , затрачиваемая потоком на гидротранспорт шлама от забоя до устья скважины:

$$W = \frac{A}{t_{\pi}} = \bar{v}_m F_c (\rho_{\pi} - \rho_0) \frac{g H}{2}, \quad (21)$$

где $\bar{v}_m = h/t_{\pi}$; h — углубление скважины за время t_{π} подъема частицы шлама от забоя до устья.

Из формул (19) и (21) получим окончательное выражение для определения забойного давления при циркуляции бурового раствора

$$p_z = \rho_0 g H + \frac{\bar{v}_m F_c (\rho_{\pi} - \rho_0) g H}{Q - u F_k + \bar{v}_m F_c} + \frac{6\tau_0 H}{D - d_n} + \alpha_k \eta H Q \quad (22)$$

и эквивалентной плотности раствора ρ_a

$$\rho_a = \rho_0 + \frac{\bar{v}_m F_c (\rho_{\text{п}} - \rho_0)}{Q - u F_k + \bar{v}_m F_c} + \frac{6\tau_0}{g(D - d_n)} + \frac{\alpha_k \eta Q}{g}. \quad (23)$$

Из анализа выражения (22) следует, что если построить график этой зависимости, то кривая будет иметь вогнутость к оси абсцисс Q , т. е. имеет максимум, так как $(d^2 \rho_a)/(dQ^2) > 0$.

Приравняв нулю первую производную $d\rho_a/dQ$, найдем расход бурового раствора, при котором достигается минимальное забойное давление (минимальная эквивалентная плотность бурового раствора):

$$Q_{\text{опт}} = u F_k - \bar{v}_m F_c + \sqrt{\frac{v_m F_c (\rho_{\text{п}} - \rho_0) g}{\alpha_k \eta}}. \quad (24)$$

Используя уравнения (23) и (24), нетрудно определить необходимую величину плотности бурового раствора при промывке скважины ρ_0' из условия $\rho_a = \rho_0$:

$$\begin{aligned} \rho_0' &= \rho_0 - \left[\frac{\bar{v}_m F_c (\rho_{\text{п}} - \rho_0)}{\sqrt{\frac{\bar{v}_m F_c (\rho_{\text{п}} - \rho_0) g}{\alpha_k \eta}}} + \frac{6\tau_0}{g(D - d_n)} + \right. \\ &+ \left. \sqrt{\frac{\alpha_k \eta \bar{v}_m F_c (\rho_{\text{п}} - \rho_0)}{g}} \right] = \\ &= \rho_0 - \left[2 \sqrt{\frac{\alpha_k \eta \bar{v}_m F_c (\rho_{\text{п}} - \rho_0)}{g}} + \frac{6\tau_0}{g(D - d_n)} \right]. \end{aligned}$$

С учетом изложенных выше требований режимные параметры циркуляции бурового раствора предлагается выбирать в соответствии с алгоритмом, приведенным в разделе «Гидравлическая программа промывки скважин».

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ¹

ТИПЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И УСЛОВИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Буровые растворы выполняют ряд функций, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из них — обеспечение

¹ Раздел написан совместно с З. С. Ковалевой.

быстрого углубления, сохранение устойчивости стенок скважины и коллекторских свойств продуктивных пластов. Выполнение указанных функций зависит от взаимодействия бурового раствора с проходными горными породами. Характер и интенсивность взаимодействия определяются природой и составом дисперсионной среды раствора.

По составу дисперсионной среды буровые растворы делятся на три типа: растворы на водной основе, растворы на нефтяной основе, газообразные агенты.

На рис. 7 приведена классификация буровых растворов, учитывающая природу и состав дисперсионной среды и дисперсной фазы, а также характер их действия.

Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливаются в первую очередь исходя из геологических условий: физико-химических свойств пород и содержащихся в них флюидов; пластового и горного давления; забойной температуры.

Буровые растворы на водной основе наиболее распространены. Они успешно применяются практически во всех геологических условиях. Однако фильтрат бурового раствора на водной основе всегда приводит к увеличению влажности глинистых пород и снижению их прочности. Поэтому при бурении пород, неустойчивых даже при незначительном увлажнении, растворы на водной основе не обеспечивают успешной проходки скважин. В этом случае, чтобы избежать увеличения влажности и перехода глинистых пород в неустойчивое состояние, необходимо применять растворы с инертной к проходным породам дисперсионной средой — растворы на нефтяной основе и, в частности, инвертные эмульсии с регулируемой активностью водной фазы.

В связи с отсутствием реагентов, устойчивых в условиях полиминеральной агрессии при температуре выше 120°C , при бурении солевых отложений полиминерального состава с пропластками глинистых пород при забойных температурах, превышающих 120°C , следует также использовать растворы на нефтяной основе. Чаще всего эти растворы и инвертные эмульсии применяются для вскрытия продуктивных пластов при заканчивании скважин. Безводные растворы на нефтяной основе или инвертные эмульсии с содержанием воды не более 50 % рекомендуют для вскрытия продуктивных пластов в следующих случаях:

при низкой проницаемости коллектора (менее $50\text{--}100\text{ мкм}^2$);

при насыщении пласта вязкой нефтью;

при трещинном и порово-трещинном типах коллектора высокой проницаемости (более $1000\text{--}1500\text{ мкм}^2$), создающей предпосылки значительного проникновения раствора в пласт.

При наличии в коллекторе набухающих глин водная фаза инвертных эмульсий должна быть минерализованной. Во всех остальных случаях допускается применение для вскрытия продуктивных пластов растворов на водной основе.

В твердых устойчивых породах при отсутствии высоконапорных водогазонефтяных пластов и наличии зон интенсивных поглощений бурового раствора успешную проходку скважин с высокими технико-экономическими результатами обеспечивают газообразные агенты (сжатый воздух, газ). Основное преимущество этого способа очистки забоя по срав-

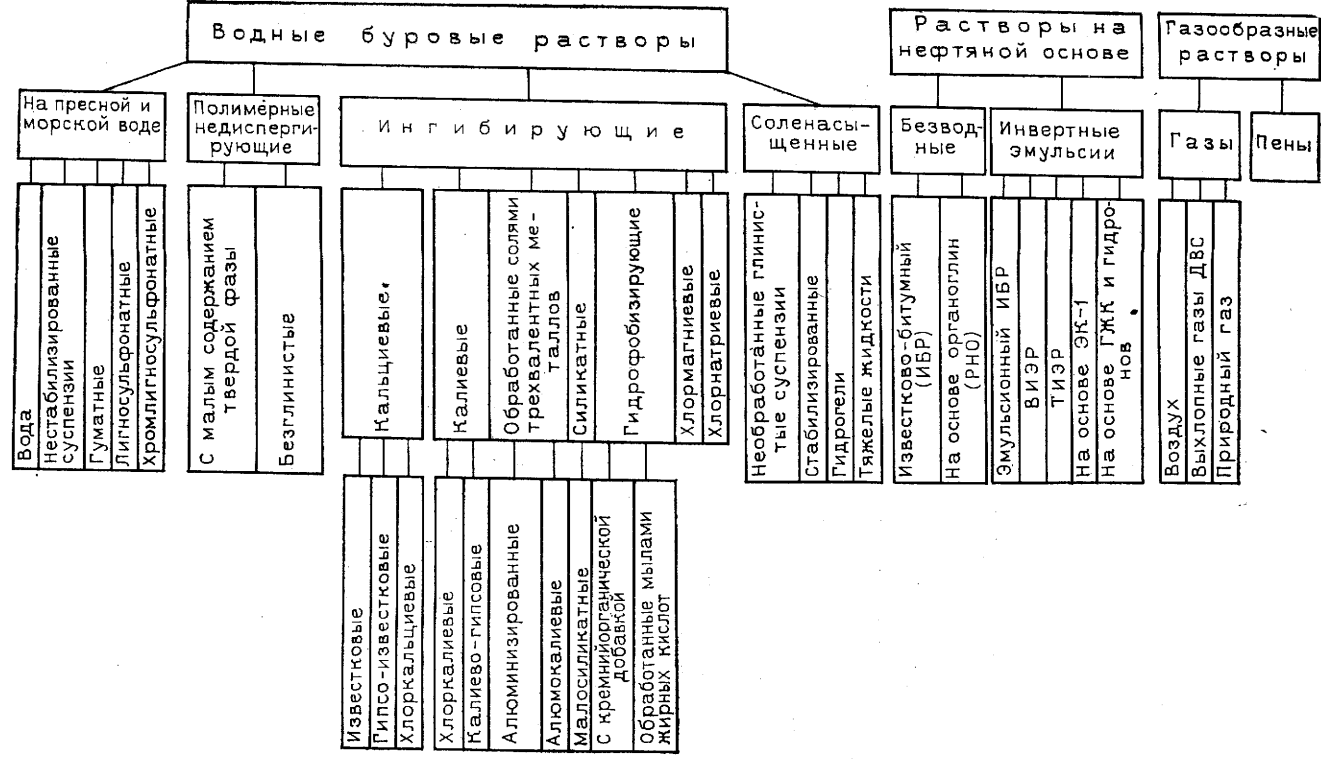


Рис. 7. Классификация буровых растворов

нению с буровыми растворами — резкое увеличение механической скорости (в 2—6 раз) и проходки на долото (в 1,5—10 раз) независимо от глубины вследствие отсутствия гидростатического давления. Не нарушается проницаемость продуктивных пластов, в результате чего сокращается время освоения скважины, увеличиваются ее дебит и коэффициент отдачи пласта. К недостаткам этого способа, ограничивающим его применение, относятся трудность ликвидации осложнений, связанных с обвалами стенок скважины и водопроявлениями, а также увеличение опасности возникновения пожара при встрече с газоносными пластами.

РАСТВОРЫ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

РАСТВОРЫ НА ПРЕСНОЙ И МОРСКОЙ ВОДЕ

Безглинистые растворы (вода)

В качестве бурового раствора очень выгодно применять техническую и морскую воду, так как она имеет небольшую вязкость, высокую мгновенную фильтрацию, хорошие смачивающие свойства, что способствует эффективному разрушению горных пород вследствие мгновенного выравнивания дифференциального давления под долотом, снижения прочности пород (эффект П. А. Ребиндера) и гидравлических сопротивлений, реализации гидромониторного эффекта и улучшения очистки забоя скважины. В результате использования технической и морской воды проходка на долото повышается на 15—20 %, а механическая скорость проходки — на 25—40 %.

Однако вода как буровой раствор имеет ряд недостатков. Глинистые отложения (глины, аргиллиты, алевролиты) при промывке водой интенсивно гидратируют, набухают, что приводит к их разупрочнению, потере устойчивости и возникновению осложнений в виде обвалов и осыпей стенок скважины и сужений ствола. Поэтому применение воды допустимо лишь при бурении в твердых породах карбонатно-песчаного комплекса, а также в гипсах и других отложениях, слабогидратирующих и малорастворимых в воде, при отсутствии в разрезе нефтегазоводопроявляющих пластов.

Фильтрация воды в продуктивные пласты резко снижает их нефтеотдачу вследствие создания водяного блока, образования устойчивых водонефтяных эмульсий, набухания содержащихся в пласте глинистых минералов, препятствующих притоку нефти в скважину, что затрудняет освоение и ввод скважин в эксплуатацию. В связи с этим следует обоснованно выбирать интервалы бурения с промывкой водой, чтобы не нанести ущерба продуктивным пластам. Бурение с промывкой водой широко применяется в районах Урало-Поволжья, а также при бурении некоторых интервалов на площадях Среднего Приобья.

Химически не обработанные суспензии и суспензии из выбуренных пород

Эти растворы представляют собой водные суспензии глин, приготовленные из глинопоорошков, или суспензии, образованные в процессе бурения

путем «самозамеса» из разбурывае­мых пород. Они применяются в начале бурения скважины, в сравнительно устойчивом раз­ре­зе, сложенном мало­проницаемыми породами.

В зависимости от типа исходной глины и состава разбу­рывае­мых пород такие растворы имеют следующие свойства: $\rho = 1,05 \div 1,24$ г/см³; $T = 25 \div 50$ °C; фильтрация, СНС и рН не регламентируются. В процессе бурения свойства нестабилизированных глинистых суспензий и суспензий из выбуренных пород регулируются простым разбавлением водой. Для предотвращения прихватов бурильной колонны необходимо вводить смазочные добавки: до 10 % нефти и 1 % графита (лучше оба компонента вместе) или 3 % смад.

При разбу­ривании проницаемых пород нестабилизированные суспензии непригодны, так как в результате высокой фильтрации на стенках скважины образуется толстая фильтрационная корка, уменьшающая диаметр ствола скважины, что приводит к затяжкам и прихватам бурильной колонны. В этих условиях переходят на бурение с промывкой химически обработанными растворами.

Гуматные растворы

Это — глинистый раствор, стабилизированный уг­лещелочным реагентом (УЩР). Он применяется при бурении в сравнительно устойчивом раз­ре­зе, в котором отсутствуют набухающие и диспергирующиеся глинистые породы. Допустимая минерализация для гуматных растворов не более 3 %, термостойкость их в этих условиях не превышает 120—140 °C. При отсутствии минерализации фильтрация гуматных растворов остается небольшой даже при 200 °C, однако при высокой температуре усиливается загустевание раствора.

Гуматные растворы обладают высоким пептизирующим действием, что отрицательно сказывается на устойчивости глинистых пород. Устойчивость ствола скважины при проходке сланцевых глин и аргиллитов находится в прямой зависимости от концентрации УЩР. С увеличением содержания в растворе УЩР (несмотря на значительное снижение абсолютной величины водоотдачи) осложнения возрастают в результате высокой набухае­мости пород, слагающих стенки скважины. Осложнения усугубляются при разбу­ривании глинистых пород, в обменном комплексе которых содержатся катионы кальция. При контакте кальциевых пород с уг­лещелочным реагентом глина превращается в тестообразную массу натриевого типа, а вытесненный с обменных позиций кальций, взаимодействуя с гуматом натрия, образует гелеподобное соединение — гумат кальция, который в первый момент сильно загущает раствор.

Для поддержания показателей раствора в заданных пределах надо увеличить частоту химических обработок, что влечет перерасход химических реагентов и утяжелителя. Таким образом, при разбу­ривании глини­стых сланцев и аргиллитов обработка раствора УЩР нецелесообразна.

В зависимости от коллоидальности глины и жесткости воды на при­готовление 1 м³ гуматного раствора требуется: 50—200 кг глины; 30—50 кг сухого УЩР; 3—5 кг Na₂CO₃ (при необходимости); 905—955 л воды; утяжелитель добавляют до получения необходимой плотности

раствора. При этом обеспечивается возможность получения растворов со следующими технологическими свойствами: $\rho = 1,03 \div 2,2$ г/см³, $T = 20 \div 60$ °C, $\text{СНС}_1 = 18 \div 60$ дПа, $\text{СНС}_{10} = 36 \div 120$ дПа, $\Phi = 4 \div 10$ см³ за 30 мин, $\text{pH} = 9 \div 10$. Качество гуматного раствора оценивается общепринятыми для буровых растворов технологическими показателями.

Для приготовления раствора глина предварительно диспергируется в пресной воде. Если жесткость воды большая, то надо добавить кальцинированную соду. Для ускорения приготовления раствора УЩР добавляют в воду вместе с глиной. Гуматы натрия и избыточная щелочность в реагенте способствуют быстрому диспергированию глины. Процесс приготовления раствора в этом случае из бентонита заканчивается через 1 ч, а из грубодисперсных глин — через 1,5—2 ч. Если используется естественный глинистый раствор, полученный при разбуривании глинистых пород, то в него следует добавить 1—2 кг кальцинированной соды и 30—50 кг сухого УЩР, из расчета на 1 м³ раствора.

В процессе бурения раствор при необходимости периодически обрабатывается сухим УЩР. На повторные обработки требуется 3—5 кг УЩР на 1 м³ раствора. Угщелочной реагент совместим с большинством реагентов (полиакрилатами, лигносульфонатами, КМЦ). Если минерализация по NaCl, контролируемая по составу фильтрата, достигает 1,5—2 %, для более эффективного ее снижения в раствор вводят полимерные реагенты — полиакрилаты, КМЦ и другие в количестве 10—20 кг на 1 м³ (в пересчете на сухие вещества). Для предотвращения загустевания при забойных температурах выше 100 °C раствор обрабатывают УЩР в сочетании с хроматами, последние составляют 0,5—1 кг на 1 м³ раствора.

В случае попадания в раствор солей поливалентных металлов (на что указывает резкое повышение вязкости и фильтрации, а также снижение интенсивности окраски фильтрата) в буровой раствор дополнительно вводят 1—2 кг на 1 м³ кальцинированной соды.

Лигносульфонатные растворы

Лигносульфонатный раствор — глинистый раствор, стабилизированный лигносульфонатными реагентами (иногда в сочетании с УЩР). Он используется при разбуривании глинистых отложений, гипсов, ангидритов и карбонатных пород. Главная функция лигносульфонатных реагентов — снижение вязкости, основанное на сочетании стабилизирующего и ингибирующего эффектов. Ингибирующее действие кальциевой ССБ в пресных растворах мягче, чем действие извести. Раствор термостоек до 130 °C. При использовании лигносульфонатного раствора не исключается диспергирование выбуренной породы, однако такой раствор менее подвержен загустеванию, чем пресный раствор, обработанный УЩР, вследствие более высокой глиноемкости и малой чувствительности к минеральной агрессии.

Раствор нечувствителен к кальциевой агрессии и при разбуривании гипсов и ангидритов он переходит в гипсовый, минуя стадию загустевания. В последнее время выпускается аммонийная ССБ, по свойствам уступающая кальциевой. При бурении в глинистых разрезах наиболее эффективно раствор разжижается при обработках ССБ и УЩР.

В зависимости от качества исходной глины на приготовление 1 м³

лигносульфонатного раствора требуется: 80—200 кг глины; 30—40 кг ССБ; 10—20 кг УЩР; 5—10 кг NaOH; 5—10 кг пеногасителя; 900—940 л воды; утяжелитель добавляют до получения необходимой плотности раствора. Раствор указанного компонентного состава имеет следующие свойства: $\rho = 1,06 \div 2,2$ г/см³, $T = 18 \div 40$ с, $\Phi = 5 \div 10$ см³ за 30 мин, $\text{СНС}_1 = 6 \div 45$ дПа, $\text{СНС}_{10} = 12 \div 90$ дПа, $\text{pH} = 8 \div 10$.

Для приготовления раствора используется глинистая паста (продиспергированная в пресной воде с добавкой УЩР), ССБ и каустик. Предварительно готовят щелочной раствор ССБ, который добавляют в глинистый раствор.

В лигносульфатный раствор можно перевести любой пресный раствор. Для перевода раствора, обработанного УЩР, в лигносульфонатный следует добавить 10—20 кг порошковой ССБ на 1 м³ раствора и 5—10 л каустической соды плотностью 1,30 г/см³. При необходимости в раствор вводят 5—10 кг УЩР или 1—3 кг на 1 м³ КМЦ.

В процессе бурения при необходимости снижения вязкости в раствор добавляют 20—30 л на 1 м³ 10%-ного водно-щелочного лигносульфонатного реагента ($\text{pH} = 10 \div 11$). Если раствор не разжижается — добавляют воду. Снижение фильтрации достигается введением 10—20 кг на 1 м³ сухого УЩР или 1—3 кг на 1 м³ КМЦ. При необходимости повышения структуры добавляется глинопорошок или глинистая паста. Так как лигносульфонаты вызывают вспенивание раствора, используется пеногаситель (соапсток, смад-1, трибутилфосфат и др.).

Лигносульфонаты с повышением температуры до 130 °С подвергаются конденсации и теряют разжижающую способность. В подобных условиях поддерживать подвижность буровых растворов одной ССБ невозможно и поэтому необходимо комбинировать ее с хроматами.

Хромлигносульфонатные растворы

Это — глинистый раствор, стабилизированный хромлигносульфонатными (феррохромлигносульфонатными) реагентами (окзил, ФХЛС, КССБ-4) или указанными реагентами в сочетании с полимерами (КМЦ, М-14, метасом, гипаном). Такой раствор предназначен для разбуривания глинистых и аргиллитоподобных пород при высоких забойных температурах. Он отличается более высокой по сравнению с гуматными и лигносульфонатными растворами устойчивостью к загущающему действию глин и более высокой термостойкостью (до 180 °С). Сравнительно невысокая энергия связи обменного комплекса с поверхностью глинистых частиц обуславливает мобильный характер стабилизации лигносульфонатами, особенно при повышенных температурах.

Хромлигносульфонаты активно и прочно адсорбируются глиной. Содержащийся в хромлигносульфонатах катион хрома хемосорбционно фиксируется глинистыми минералами, вытесняет из обменного комплекса другие катионы и образует поверхностные комплексные соединения с лигносульфонатами, блокируя коагуляционно-активные участки. Это обеспечивает интенсивное и устойчивое разжижение раствора, в том числе и при высокой температуре. Наибольший разжижающий эффект достигается при $\text{pH} = 9 \div 10$. Хромлигносульфонатные растворы, в состав которых входят полимерные реагенты (КМЦ, М-14, метас), оказывают меньшее дисперги-

рующее действие на глинистые породы. Термостойкость их зависит от применяемого полимера.

На приготовление 1 м³ раствора только на основе хромлигносульфонатных реагентов требуется (в пересчете на сухие вещества): 80—200 кг глины; 10—20 кг окзила (ФХЛС); 40—30 кг КССБ-4; 2—5 кг NaOH; 0,5—1 кг Na₂ C₁₂O₇ (K₂C₁₂O₇); 3—5 кг пеногасителей; 900—940 л воды; утяжелитель добавляют до получения необходимой плотности. При этом раствор имеет следующие свойства: $\rho = 1,06 \div 2,2$ г/см³, $T = 18 \div 40$ с, $\Phi = 4 \div 10$ см³ за 30 мин, $\text{CHC}_1 = 6 \div 45$ дПа, $\text{CHC}_{10} = 12 \div 90$ дПа, $\text{pH} = 9 \div 10$.

Для приготовления 1 м³ хромлигносульфонатного раствора, в состав которого входят полимерные реагенты, необходимо (в пересчете на сухие вещества): 40—100 кг глины; 925—965 л воды; 3—5 кг Na₂CO₃; 3—5 кг полимерного реагента (КМЦ, М-14, метаса и др.); 30—50 кг окзила; 0,5—1 кг хроматов; 3—5 кг NaOH (для приготовления метаса, М-14 и нейтрализации окзила); утяжелитель добавляют до получения необходимой плотности раствора. При этом раствор имеет следующие свойства: $\rho = 1,03 \div 2,2$ г/см³, $T = 25 \div 60$ с, $\Phi = 3 \div 6$ см³ за 30 мин, $\text{CHC}_1 = 18 \div 60$ дПа, $\text{CHC}_{10} = 24 \div 90$ дПа, $\text{pH} = 8 \div 9$.

Технология приготовления хромлигносульфонатного раствора аналогична технологии приготовления лигносульфонатного. В качестве основы может быть использована глинистая суспензия, приготовленная из предварительно гидратированной и диспергированной глины, или ранее применявшийся раствор. Если используется раствор, обработанный УЩР, то для снижения глинистой фазы и условной вязкости до 20 с он предварительно обрабатывается водным раствором окзила или водой, а затем 10%-ным воднощелочным раствором метаса, М-14 или 10%-ным водным раствором КМЦ.

На первичную обработку требуется 1—3 кг (в пересчете на сухие вещества) полимерного реагента. В зависимости от pH исходного раствора соотношение акрилатов и щелочи колеблется от 10:3 до 10:5. Если $\text{pH} > 10$, акриловые реагенты добавляют без щелочи в виде порошка.

Если исходный раствор содержит ионы кальция, при использовании акриловых полимеров в него добавляют кальцинированную соду. В зависимости от содержания кальция добавка соды составляет 3—5 кг на 1 м³ раствора. Затем раствор обрабатывают в том же порядке, что и пресный раствор, обработанный УЩР. В хромлигносульфонатный, как и в лигносульфонатный, можно перевести любой пресный раствор.

Регулирование показателей хромлигносульфонатного раствора аналогично регулированию показателей лигносульфонатного. При необходимости снижения вязкости и СНС добавляют 10—20 л на 1 м³ бурового раствора, водный 5- или 10%-ный раствор хромлигносульфоната, нейтрализованный до $\text{pH} = 9$ каустической содой. Если хромлигносульфонат недостаточно эффективно снижает структурно-механические характеристики бурового раствора, дополнительно вводят 5—10 л/м³ бихромата натрия (калия) 10 %-ной концентрации.

Фильтрация раствора регулируется добавками полимерного реагента (0,5—1 кг реагента на 1 м³ бурового раствора). Добавка хроматов в раствор, содержащий оксил и акриловый полимер, способствует снижению

фильтрации бурового раствора. В качестве смазочной добавки используются жирные кислоты, нефть, ПАВ. Для повышения вязкости и СНС в раствор вводят пасту, приготовленную из глинопорошка. Акриловые полимеры несовместимы с кальциевой агрессией. При попадании солей кальция в буровой раствор добавляют кальцинированную соду.

ПОЛИМЕРНЫЕ НЕДИСПЕРГИРУЮЩИЕ РАСТВОРЫ

Полимерные недиспергирующие буровые растворы — водные растворы высокомолекулярных полимеров (акрилатов, полисахаридов) с небольшими добавками бентонита или без него. Эти растворы предупреждают диспергирование разбурываемых пород и повышение содержания твердой и глинистой фазы в растворе. Они характеризуются низким содержанием глинистой фазы, что способствует улучшению показателей бурения (повышение механической скорости бурения и проходки на долото).

Недиспергирующие растворы с небольшим содержанием твердой фазы

Экспериментальные работы и опыт бурения, в том числе с использованием воды в качестве бурового раствора, показали, что эффективность разрушения горных пород повышается с уменьшением содержания в растворе твердой фазы. Так, если в растворе находится 4—12 % твердой фазы, то при увеличении на 1 % содержания барита или шлама, или глины механическая скорость проходки снизится соответственно на 2,6, 4,8 или 6,7 %. Наиболее существенно на снижение механической скорости проходки влияет глинистая фаза. Это связано с тем, что скорость бурения зависит не только от объемного содержания твердых частиц в растворе, но и от характера распределения их по размерам.

При бурении с промывкой раствором, в котором находятся частицы размером менее 1 мкм (коллоидная система), скорость проходкикратно ниже, чем при использовании раствора, содержащего такое же количество твердых частиц размером более 1 мкм. При обработке бентонитового раствора лигносульфонатами содержание частиц размером менее 1 мкм возрастает с 13 до 80 %, а при обработке того же раствора акриловыми полимерами снижается до 6 %. Влияние увеличения размера глинистых частиц на скорость проходки намного больше, чем влияние повышения вязкости бурового раствора, вызываемого добавкой полимера. Эти факты объясняют, почему при одинаковом содержании твердой фазы скорость проходки при бурении с промывкой раствором с диспергированной твердой фазой обычно много ниже, чем при применении полимерных растворов с недиспергированной твердой фазой.

Механическая скорость проходки и проходка на долото значительно зависят от вязкости раствора, выходящего из насадок долота. При скорости сдвига в зоне насадок долота 10^4 — $2 \cdot 10^4$ с⁻¹ эффективная вязкость сработанного полимером недиспергирующего раствора с небольшим содержанием твердой фазы приближается к вязкости воды (рис. 8). При снижении вязкости раствора увеличивается механическая скорость проходки. Вязкость диспергирующего раствора не уменьшается так резко

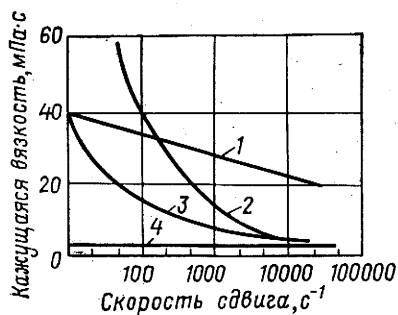


Рис. 8. Зависимость вязкости буровых растворов различных типов от скорости сдвига:

1 — диспергирующий раствор, обработанный лигносульфонатом; 2, 3 — недиспергирующие полимерные растворы с небольшим содержанием твердой фазы соответственно с высокой и низкой вязкостью при малых скоростях сдвига; 4 — вода

с ростом скорости сдвига (кривая 1), и раствор имеет более высокую вязкость в зоне насадок долота, следствием чего является менее эффективная очистка забоя. В затрубном же пространстве при низких скоростях сдвига (20—100 с^{-1}) недиспергирующий раствор имеет намного большую вязкость, чем диспергирующий, что способствует лучшей очистке ствола скважины.

На механическую скорость проходки существенно влияют фильтрационные свойства раствора в забойных условиях, причем не столько общая фильтрация, сколько величина ее в начальный период, т. е. мгновенная фильтрация. Этим объясняется отрицательное влияние большого содержания глинистой фазы в растворе, особенно ее коллоидной фракции. Поэтому растворы с низким содержанием твердой фазы создаются только на основе полимерных материалов (акриловых полимеров, биополимеров), которые не вызывают диспергирования глинистых пород, имеют специфические реологические (псевдопластичный характер течения) и аномальные фильтрационные свойства. Они хорошо регулируют показатель фильтрации за 30 мин, но дают высокое значение показателя мгновенной фильтрации.

При использовании раствора с лучшими свойствами уменьшается его расход и повышаются показатели бурения. По зарубежным данным, при бурении скважин на западе Канады с применением недиспергирующих растворов с небольшим содержанием твердой фазы проходка на долото увеличилась на 96 %, механическая скорость — на 35 %, время работы долота — на 46 %.

Основная проблема при применении полимерных недиспергирующих растворов — предотвращение обогащения их выбуренной породой. Поэтому в состав раствора входят специальные реагенты-флокулянты селективного действия, например гидролизированный полиакриламид (ПАА), флокулирующие кальциевую глину и грубодисперсную фракцию выбуренной породы.

Термостойкость полимерных недиспергирующих растворов зависит от применяемых полимеров. Наибольшую термостойкость (до 250 °C) имеют растворы на основе акриловых полимеров. Полимерные недиспергирующие растворы предназначены для массового бурения в разрезах, сложенных устойчивыми низкоколлоидными глинистыми и карбонатными породами. Для приготовления 1 м^3 полимерного недиспергирующего раствора с низким содержанием высококоллоидной глинистой фазы требуется (в пере-

счете на сухие вещества): 40—50 кг глины; 810—850 л воды; 4—5 кг полимера (КМЦ, М-14, метас); 25—50 л ПАА (0,5%-ного раствора); 80—100 л нефти; утяжелитель добавляют до получения требуемой плотности раствора.

Свойства раствора: $\rho = 1,03 \div 2,0$ г/см³, $T = 20 \div 60$ с, $\Phi = 5 \div 8$ см³ за 30 мин, $\text{СНС}_1 = 12 \div 60$ дПа, $\text{СНС}_{10} = 24 \div 90$ дПа, $\text{pH} = 8 \div 9$. Одно из основных показателей качества полимерного недиспергирующего раствора — низкое содержание глинистой фазы, которое не должно превышать 1,5—2 % от объема раствора. Качество недиспергирующего раствора считается удовлетворительным, если отношение содержания выбуренной породы в твердой фазе к эквивалентному содержанию в ней бентонита составляет примерно 1:1 ($B:B=1:1$). Содержание бентонита в растворе определяют методом метиленовой сини (ММС).

Для приготовления полимерного недиспергирующего раствора в глинистую суспензию, полученную из предварительно гидратированного и диспергированного в пресной воде высококоллоидного глинопорошка, добавляют полимерный понизитель фильтрации, нефть, а затем приготовленный 0,5%-ный раствор ПАА (60 кг ПАА + 940 л воды).

При необходимости повышения структурно-механических свойств в раствор вводят глинистую пасту или раствор ПАА. Для снижения вязкости добавляют воду. Реагенты, обладающие диспергирующим свойством (разжижители), как правило, не применяются или используются ограниченно при работе с растворами высокой плотности. При разбуривании высококоллоидных глин регулирование реологических свойств полимерных растворов затрудняется. В таких случаях в раствор дополнительно вводят неорганические электролиты.

Недиспергирующие безглинистые растворы

Полимерные растворы могут быть безглинистыми. В этом случае раствор представляет собой либо воду с добавкой полимера (обычно негидролизованного ПАА), улучшающего ее реологические свойства и выносящую способность и флокулирующего выбуренную породу, либо превращенные солями переходных металлов в гидрогели водные растворы полимеров (полисахариды микробиологического происхождения — биополимеры, производные целлюлозы — КМЦ, ОЭЦ и акриловые полимеры — ПАА). При этом сочетаются преимущества бурения с промывкой водой (повышение скоростей бурения и проходки на долото) и бурения с использованием раствора (обеспечение хорошей очистки и устойчивости ствола скважины).

Для приготовления 1 м³ безглинистого раствора требуется 970—975 л воды, 25—30 кг 8 %-ного ПАА. Для приготовления 1 м³ безглинистого гидрогеля на основе ОЭЦ требуется: 4—8 кг ОЭЦ; 2—3 кг $\text{КСr}(\text{SO}_4)_2 \times 12\text{H}_2\text{O}$; 1,5—3 кг NaOH ; 991—995 л воды.

При этом получается раствор со следующими свойствами: $\rho = 1,02$ г/см³, $\eta_{\text{эф}} = 60 \div 70$ мПа·с, $\text{СНС}_1 = 70$ дПа, $\text{СНС}_{10} = 110$ дПа, $\Phi = 8 \div 10$ см³, $\text{pH} = 9 \div 10$. Раствор устойчив к воздействию электролитов (полному насыщению NaCl при одновременном присутствии 5 % CaCl_2), способен утяжеляться и выдерживает температуру до 120 °С.

Вначале готовят 0,4—0,8%-ный раствор ОЭЦ в зависимости от ее молекулярной массы, затем 10%-ный раствор хромовых квасцов и последний добавляют к приготовленному раствору ОЭЦ из расчета 0,15—0,3 % от массы сухого вещества, все хорошо перемешивают до получения однородной массы. В процессе бурения контролируют плотность, эффективную вязкость при 300 и 600 с⁻¹, статическое напряжение сдвига, показатель фильтрации и рН. При увеличении вязкости и статического напряжения сдвига гидрогелевый раствор разбавляют раствором ОЭЦ той же концентрации, которая использовалась для приготовления. В случае резкого снижения структурно-механических свойств в раствор вводят свежеприготовленный гидрогель полимера с повышенными показателями структурно-механических свойств. Показатель фильтрации также снижают добавкой свежего гидрогеля с низкой фильтрацией.

Для предупреждения обогащения раствора выбуренной породой в него вводят флокулянты общего действия и ингибирующие электролиты.

ИНГИБИРУЮЩИЕ РАСТВОРЫ

Большинство осложнений, связанных с загустеванием раствора, солеобразованием и нарушением устойчивости ствола скважины, обусловлено наличием в разрезе высококоллаидных глин, хорошо гидратирующихся и легко диспергирующихся глинистых сланцев. Для снижения интенсивности перехода выбуренной породы в глинистый раствор и повышения устойчивости стенок скважины используют так называемые ингибированные системы, в состав которых входит неорганический электролит или полиэлектролит. Снижение размокаемости и диспергирования выбуренных шламов достигается путем: уменьшения поверхностной гидратации за счет замены катиона обменного комплекса глин менее гидратирующимся; преобразования глинистых минералов и устранения межплоскостной гидратации; регулирования процессов осмотического влагопереноса в результате поддержания более высокой концентрации электролита в растворе, чем в проходимых породах; модифицирования поверхности глинистых минералов за счет молекулярного поглощения гидроокисей двух- и трехвалентных металлов; капсулирования глин полимерами; гидрофобизации поверхности глинистых минералов.

В качестве ингибирующих добавок применяют нейтральные соли одновалентных (KCl, NaCl) и двухвалентных (CaSO₄, CaCl₂) металлов, силикаты одновалентных металлов (Na₂SiO₃ · nH₂O), гидроокиси двухвалентных металлов (Ca(OH)₂), квасцы (KAl(SO₄)₂), а также мыла жирных кислот или кремнеорганические соединения (ГКЖ).

В зависимости от типа ингибирующей добавки растворы делятся на кальциевые, калиевые, алюминизированные, силикатные, гидрофобизирующие и соленасыщенные.

Кальциевые растворы

Кальциевые растворы — это ингибирующие глинистые растворы, содержащие кроме глины, воды, нефти, утяжелителя, реагентов-понижителей вязкости, фильтрации и регуляторов щелочности специальные вещества-но-

сители ионов кальция. Действие их заключается в предотвращении перехода выбуренной глины в натриевую, в переводе натриевой глины в кальцевую, в результате чего снижаются гидратация и набухание сланцев.

Кальцевые растворы используются при разбурировании глинистых отложений и аргиллитов. В зависимости от реагентов-носителей ионов кальция эти растворы делятся на известковые, гипсовые и хлоркальцевые. Вследствие невысокой растворимости гидроокиси и сульфата кальция известковые и гипсовые растворы являются саморегулирующимися системами. Содержание кальция в них практически постоянно, так как сернокислый кальций и известь в раствор добавляют в избытке и при снижении содержания кальция в фильтрате происходит растворение извести или гипса. Количество кальция в таких растворах в основном зависит от показателя pH. С увеличением последнего содержание кальция снижается и при $pH=12$ известь и гипс практически не растворяются. Следовательно, pH кальцевых растворов надо поддерживать в пределах 8,5—9,5.

Хлоркальцевые растворы (ХКР) содержат в качестве ингибитора хлористый кальций. Так как растворимость $CaCl_2$ высокая, то ХКР является регулируемой системой.

Известковые растворы с высоким значением pH представляют собой сложные многокомпонентные системы, включающие кроме глины и воды четыре обязательных реагента: известь, каустик, понизитель вязкости, защитный коллоид. В их состав могут входить нефть или дизельное топливо, утяжелитель и различные добавки специального назначения. Известь, добавляемая в виде пушонки, известкового молока или цемента, является коагулирующей и ингибирующей добавкой. Каустик выполняет ряд функций, главные из которых — регулирование щелочности бурового раствора и ограничение растворимости извести. Реагенты-понижители вязкости (лигносульфонаты) ослабляют коагуляционное структурообразование и снижают фильтрацию. Защитные реагенты (КМЦ, КССБ, УЩР и др.) обеспечивают коагуляционную устойчивость и сохранение низких фильтрационных свойств.

Известковые растворы применяются при разбурировании высококоллоидных глинистых пород и аргиллитов. В результате применения известковых растворов повышается их глиноёмкость, уменьшается пептизация выбуренной глины, снижаются набухание и вспучивание сланцев, слагающих стенки скважины, уменьшается опасность прихватов. В отличие от алюминатных, известковые растворы ограниченно солейстойки (до 5 % по NaCl). Основным недостатком известковых растворов является невысокая термостойкость (100—120 °C).

На приготовление 1 м³ известкового раствора требуется в расчете на сухое вещество: 80—120 кг глины; 913—915,5 л воды; 5—10 кг УЩР; 30—50 кг лигносульфоната; 3—5 кг каустика. Утяжелитель добавляют до получения требуемой плотности раствора. Снижение фильтрации достигается добавками 1—3 кг/м³ КМЦ (гипана) или 20—30 кг/м³ КССБ-4.

Общепринятые технологические показатели могут изменяться в широких пределах: $\rho=1,08\div 2,2$ г/см³, $T=18\div 30$ с; $\Phi=4\div 8$ см³ за 30 мин, $CHC_1=6\div 24$ дПа, $CHC_{10}=9\div 36$ дПа, $pH=11\div 12,5$. Основными показателями качества раствора являются: содержание извести, которое должно

поддерживаться на уровне 3—5 г/л; содержание ионов кальция в фильтрате раствора, которое должно быть в пределах 100—300 мг/л.

Для приготовления известкового глинистого раствора необходимо глинопорошок предварительно продиспергировать в пресной воде с добавкой УЩР, влить воду, щелочной раствор лигносульфоната (ССБ, окзил и др.) и ввести известь в виде пушонки или известкового молока. Для приготовления известкового раствора можно использовать пресный раствор, применявшийся до известкования.

При переводе раствора в известковый основное значение имеет концентрация глинистой фазы и ее коллоидальность. Так, растворы, содержащие низкоколлоидные гидрослюдистые глины, при любой их концентрации легко переводятся в известковые, минуя стадию резкого загустевания, даже без реагента-понижителя вязкости. Растворы, содержащие высококоллоидные глины, во избежание сильного загустевания переводят в известковые только после предварительного разбавления их водой и обработки реагентами-понижителями вязкости (ССБ, ОССБ, окилом). Известкование осуществляется в следующем порядке: при наличии в растворе высококоллоидных глинистых минералов сначала вводят щелочной раствор лигносульфоната (2—5 %) и при необходимости воду. После получения вязкости 25—30 с раствор обрабатывают известью (0,5—1 %) в сочетании с щелочным раствором лигносульфоната (2—3 %). Если после известкования повышается фильтрация, вводят 0,1—0,3 % КМЦ, 1—3 % КССБ или др.

Существует несколько способов известкования.

1. Последовательный ввод в глинистый раствор щелочного раствора лигносульфоната (два-три цикла), а затем известкового молока плотностью 1,10—1,12 г/см³. Недостатком последовательной обработки является длительность процесса.

2. Одновременный, но раздельный ввод реагентов — лигносульфоната, каустика и известкового молока. На первичную обработку расходуется 1—2 % ССБ (50 %-ной концентрации), 0,3—1 % каустической соды (плотностью 1,42 г/см³) и 1—2 % известкового молока (плотностью 1,10—1,12 г/см³); за первый цикл вводят каустическую соду и 1/3 ССБ, за последующие два — три цикла добавляют известь и остальное количество ССБ.

3. Обработка раствора реагентом БКИ. В 1 м³ такого реагента содержится 625 л ССБ плотностью 1,26 г/см³, 150 л каустической соды плотностью 1,42 г/см³, 225 л известкового молока плотностью 1,10—1,12 г/см³; соотношение между компонентами может меняться в зависимости от состава разбуриваемых пород. Так, при проходке гипсов, ангидритов, а также карбонатных пород количество вводимой извести уменьшается, а иногда полностью исключается.

В процессе бурения при необходимости снижения вязкости в раствор периодически добавляют 1—2 % щелочного раствора лигносульфонатов. Содержание извести поддерживается в пределах 3—5 г на 1 л бурового раствора. В случае снижения количества свободной извести раствор обрабатывают известковым молоком. Содержание ионов кальция в фильтрате известкового раствора в зависимости от показателя рН составляет 100—300 мг/л.

При увеличении забойной температуры (выше 80 °С) для предотвращения загустевания в раствор вводят хроматы из расчета 1—3 кг/м³. В случае снижения структурно-механических показателей добавляют глинистую пасту, предварительно продиспергированную в пресной воде с добавкой УЩР. Для эффективного снижения фильтрации раствор обрабатывают КССБ-4 (10—20 кг/м³) или КМЦ (0,5—1 кг/м³). Для улучшения смазочных свойств и предотвращения пенообразования добавляют 50—100 кг/м³ нефти и 10—20 кг/м³ смад. Известковые растворы применяют до температуры 100—120 °С.

Известковый раствор с низким значением рН — кальциевый буровой раствор, содержащий в качестве ингибитора — носителя ионов кальция — гидроокись кальция, более высокий уровень растворимости которой обеспечивается пониженным значением рН раствора (9,0—9,5). Известковый глинистый раствор с рН=9,0÷9,5 участвует в катионообменных реакциях с выбуренной породой и стенками скважины. Содержащаяся в растворе нерастворенная часть гидроокиси кальция адсорбируется молекулярно, укрепляя стенки скважины. При использовании такого раствора снижаются гидрофильность и набухаемость глин, повышается прочность пород. Содержание кальция в фильтрате зависит от щелочности раствора и забойной температуры: с увеличением последних оно снижается.

Установлено, что при рН=8,5÷9,5 количество кальция в фильтрате составляет 500—600 мг/л, чего вполне достаточно для перевода выбуренной породы в кальциевую форму. Содержание активной извести в буровом растворе поддерживается в пределах 0,5—1 г/л. Гидроокись кальция полностью растворяется при рН=8,2, а при рН=9÷10 в растворе, наряду с гидроокисью кальция, находится кальций в виде катионов. Известковый глинистый раствор предназначен для разбуривания глинистых отложений, термостойкость его —160 °С. В процессе бурения контролируют содержание кальция в фильтрате и извести в растворе, а также рН раствора.

На приготовление 1 м³ известкового раствора с низким рН требуется: 80—200 кг глины; 867—915 л воды; 20—30 кг лигносульфонатного реагента; 3 кг пеногасителя; 3—6 л известкового молока ($\rho=1,10\div1,12$ г/см³); 5—10 кг полимерного реагента. Утяжелитель добавляют до получения необходимой плотности раствора.

Технологические показатели могут изменяться в широких пределах: $\rho=1,04\div2,2$ г/см³, $T=25\div40$ с; $\Phi=4\div8$ см³ за 30 мин, $\text{СНС}_1=12\div\div60$ дПа, $\text{СНС}_{10}=30\div90$ дПа, рН=8,5÷9,5.

Основными показателями качества раствора являются: содержание извести, которое должно поддерживаться на уровне 0,5—1,0 г/л; содержание ионов кальция в фильтрате — 500—600 мг/л.

Для приготовления известкового раствора с низким значением рН используют предварительно продиспергированную в пресной воде глину, из которой готовят глинистую суспензию. Последнюю обрабатывают кислым лигносульфонатным реагентом. Во избежание вспенивания параллельно вводят пеногаситель, затем известковое молоко.

Известковый раствор можно приготовить, используя пресный раствор, применявшийся до известкования. Чтобы предотвратить загустевание, перед добавкой известкового молока раствор обрабатывают кислым раство-

ром оксида (ФХЛС) до получения $T=25$ с (в зависимости от первоначальной вязкости в раствор вводят 50—100 л на 1 м³ раствора 10 %-ного реагента), а затем добавляют известковое молоко из расчета 3—6 л на 1 м³ раствора в два цикла. В случае загустевания необходимо ввести дополнительно 3—5 % водного раствора лигносульфонатного реагента. Для более эффективного снижения фильтрации в раствор добавляют 30—50 л/м³ 5 %-ного водного раствора КМЦ.

В процессе бурения ежесменно контролируют содержание кальция в фильтрате и извести в растворе и при необходимости раствор обрабатывают известковым молоком из расчета 10—20 л/м³. Вязкость и pH регулируют добавками 10—20 л/м³ кислого 10 %-ного раствора лигносульфоната. При увеличении забойной температуры выше 100 °С в раствор дополнительно вводят 1—3 л/м³ 10 %-ного раствора хромпика. Фильтрация поддерживается в заданных пределах добавками КМЦ.

Гипсо-известковый раствор — ингибирующий кальцевый раствор, содержащий в качестве носителя ионов кальция гипс и гидроокись кальция. Добавка гипса (алебаstra) в раствор составляет 20—25 кг/м³. Количество растворимого кальция зависит от качества гипса, используемых лигносульфонатов, pH бурового раствора и может быть в пределах 700—3000 мг/л.

В процессе бурения в результате взаимодействия катионов кальция с породой содержание анионов SO_4^{2-} в фильтрате увеличивается, что способствует росту структурно-механических показателей бурового раствора и при невысоком содержании анионов (до 6000 мг/л) они практически не влияют на величину фильтрации. Вязкость раствора снижается при обработке его лигносульфонатами. Расход полимерных понизителей водоотдачи в таких системах невелик; он мало отличается от расхода при использовании пресных растворов.

Поддержание значения $pH=8,5\div 9,5$ добавлением едкого натра желательно, так как по мере бурения в растворе накапливается сульфат натрия, который способствует диспергированию, набухаемости и гидратированию выбуренной породы. Более эффективны в таких системах едкое кали и известь. Как известно, катионы кальция уменьшают гидратацию глинистых минералов, а известь, адсорбируясь на частицах молекулярно, снижает их активность и увеличивает глиноемкость раствора.

Гипсовые растворы предназначены для разбуривания высококоллоидных глинистых пород в условиях высоких забойных температур (до 160 °С). На приготовление 1 м³ гипсо-известкового раствора необходимо (кг): 80—200 глины; 900—950 воды; 5—10 оксида (ОССБ); 2—3 $Ca(OH)_2$ или КОН; 3—5 КМЦ; 0,5—1,0 $Na_2Cr_2O_7(K_2Cr_2O_7)$; 15—20 гипса (алебаstra); 3—5 пеногасителя. Утяжелитель добавляют до получения необходимой плотности раствора.

При этом раствор имеет следующие свойства: $\rho=1,04\div 2,2$ г/см³, $T=25\div 40$ с, $\Phi=3\div 6$ см³ за 30 мин, $CHC_1=12\div 60$ дПа, $CHC_{10}=30\div 90$ дПа, $pH=8,5\div 9,5$. Кроме общепринятых технологических свойств, основным показателем качества гипсо-известкового раствора является содержание ионов кальция в фильтрате, которое должно быть в пределах 700—3000 мг/л.

Для приготовления раствора используют предварительно прогидрати-

рованный в пресной воде глинопорошок. Гипсовый раствор можно приготовить, используя пресный, обработанный УЩР глинистый раствор, известковый, лигносульфонатный. Для приготовления гипсового раствора из пресного, обработанного УЩР, необходимо добавить 50—100 л/м³ водного раствора окзила (ОССБ) с рН=9 (в зависимости от вязкости исходного раствора). Если вязкость раствора, обработанного УЩР, невысокая, перед вводом реагента раствор следует обработать лигносульфонатом, затем добавить (при необходимости поддержания низких значений показателя фильтрации) КМЦ из расчета 5—10 л 10 %-ного водного раствора на 1 м³ промывочной жидкости и лишь после этого ввести гипс (алебастр) во втором цикле из расчета 10—25 кг/м³. Если в гипсовый необходимо перевести известковый раствор, то при высокой щелочности (рН=11 и выше) в раствор вводят 5—10 %-ный кислый раствор лигносульфоната (из расчета 5—10 л/м³) и затем добавляют гипс.

В процессе бурения контролируют содержание кальция в фильтрате и при снижении его добавляют гипс (3—5 кг/м³). Вязкость регулируют (при необходимости снижения) добавками ОССБ из расчета 3—5 л/м³ и хроматов 1—3 л/м³ 10 %-ного раствора; для повышения вязкости вводят пасту и КМЦ. Снижение фильтрации достигается обработкой модифицированными лигносульфонатами (3—5 кг/м³) или 10 %-ным раствором КМЦ (1—3 л/м³). Если плотность раствора высокая, КМЦ следует вводить в сухом виде. Значения рН регулируют добавками извести или едкого калия.

Хлоркальцевый раствор (ХКР) — ингибирующий кальцевый раствор, содержащий в качестве ингибирующей добавки хлорид кальция. Так как последний хорошо растворим в воде, то содержание кальция в фильтрате зависит от количества вводимой соли. Установлено, что оптимальное содержание катионов кальция, при котором достигается ингибирование, составляет 3000—5000 мг/л. ХКР наиболее эффективны при разбуhrивании аргиллитов. Присутствие в фильтрате бурового раствора ионов кальция способствует значительному сокращению осыпей и обвалов при разбуhrивании неустойчивых аргиллитоподобных отложений.

Гидратация глинистых минералов снижается как в результате перехода их в кальцевую форму, так и вследствие коагулирующего действия хлоридов кальция и натрия. Последний образуется за счет обменных реакций хлористого кальция с глиной и полимерными реагентами. Для улучшения свойства ХКР рекомендуется обработку хлористым кальцием сочетать с вводом извести. При добавке гидроокиси кальция в ХКР, наряду с обычными ионообменными процессами в комплексе глин, наблюдается молекулярное поглощение извести, улучшается процесс упрочнения глинистых сланцев в результате образования гидрокальцевых силикатов.

Так как обводнение пластов ослабляет образование коагуляционных контактов и постепенно может снизить эффект упрочнения стенок скважины, то следует стремиться к получению невысоких значений фильтрации (3—10 см³). Используемая для снижения фильтрации КМЦ при высоком содержании хлористого кальция высаливается, что ведет к росту фильтрации. КССБ, хотя и является кальцестойким реагентом, недостаточно эффективно снижает фильтрацию. Кроме того, существенный недостаток КССБ — сильное вспенивание. При совместном использовании КМЦ

и КССБ повышается порог коагуляции КМЦ, улучшается стабилизация раствора. В связи с отсутствием эффективных кальциестойких реагентов термостойкость ХКР ограничена (100 °С). В процессе бурения контролируются содержание кальция в фильтрате и общая минерализация раствора.

Глинистую суспензию готовят на пресной воде, которую обрабатывают КМЦ и КССБ. Одновременно с КССБ в раствор добавляют пеногаситель. После получения оптимальных показателей ($T=25\div30$ с, $CHC_1=12\div24$ дПа, $CHC_{10}=30\div60$ дПа, $\Phi=3\div5$ см³) раствор обрабатывают хлористым кальцием и известью. Определяют содержание кальция в фильтрате, которое должно быть в пределах 3000—5000 мг/л.

На приготовление 1 м³ раствора требуется (кг): 80—200 глины; 870—920 воды; 50—70 КССБ; 10—20 КМЦ (крахмала); 10—20 CaCl₂; 3—5 Ca(OH)₂; 3—5 NaOH; 5—10 пеногасителя.

Для приготовления ХКР можно использовать раствор, с промывкой которым вскрывали вышележащие отложения: пресный, обработанный УЩР, известковый, гипсовый и др. Возможность перехода с обычного раствора, обработанного УЩР, на хлоркальциевый зависит от концентрации в исходном растворе гуматов натрия. При высоком содержании гуматов добавки хлористого кальция могут вызвать резкое загущение системы. Во избежание этого следует раствор предварительно обработать 5 %-ным водным раствором лигносульфоната, нейтрализованного добавкой едкого натра до получения pH=9. Расход реагента на первичную обработку составляет 30—50 л/м³. После этого необходимо ввести 5—10 кг/м³ крахмала или КМЦ (в пересчете на сухие вещества), 10—20 кг КССБ-4, 2—5 л/м³ пеногасителя, 1—3 л/м³ известкового молока плотностью 1,10—1,12 г/см³, затем в два—три цикла добавить 20—30 кг/м³ хлористого кальция.

Перевод известкового и гипсового растворов не вызывает трудностей. Следует обработать раствор полимерным реагентом и КССБ-4, затем ввести хлористый кальций. Концентрация катионов кальция в фильтрате поддерживается в пределах 3000—5000 мг/л. При снижении концентрации добавляют 3—5 кг/м³ хлористого кальция. Значение pH регулируется добавками каустической соды или известкового молока.

При увеличении фильтрации в раствор вводят 3—5 кг/м³ КМЦ (крахмала) или 10—30 кг/м³ КССБ-4. Для гашения пены добавляют 5—10 л/м³ пеногасителя. Наиболее эффективен в таких системах трибутилфосфат (ТБФ). Разжижение достигается добавками водного раствора КССБ (оксила) при необходимости в сочетании с хромпиком (5—10 л/м³ 10 %-ной концентрации).

При разбуривании цементных мостов вязкость, показатель фильтрации и pH раствора повышаются. Для их снижения раствор обрабатывают водным кислым раствором КССБ-4. Иногда для уменьшения фильтрации ХКР, загрязненных большим количеством цемента, наряду с обработкой КССБ, применяют соляную кислоту (2—4 кг/м³), которая нейтрализует избыточную известь. При добавке HCl повышается содержание хлористого кальция.

Калиевые растворы

Калиевые растворы — это буровые растворы, содержащие в качестве ингибирующих электролитов соединения калия. Действие таких растворов основано на специфической роли ионов калия в глинистых минералах. Геометрические факторы позволяют слабогидратирующимся ионам калия свободно проникать в межплоскостное пространство и встраиваться в пустоты гексагональной сетки, образованной кремнекислородными тетраэдрами, прочно связывая элементарные пластины монтмориллонита между собой, предотвращая межплоскостную гидратацию, набухание и диспергирование. Глины становятся слабогидратируемыми с повышенными значениями механической прочности и водоустойчивости. Наиболее быстрое насыщение глин ионами калия происходит при $pH=9\div 10$.

В отличие от кальциевых растворов при ингибировании солями калия раствор проще стабилизируется. Это позволяет существенно увеличить концентрацию ионов калия в растворе и, таким образом, свести к минимуму осмотическую гидратацию. Поэтому калиевые растворы эффективны при бурении различных разновидностей неустойчивых глинистых сланцев.

Существует ряд разновидностей калиевых растворов, отличающихся составом и свойствами.

Хлоркалиевые растворы — растворы, содержащие в качестве ингибирующего электролита хлорид, а регулятора щелочности — гидроксид калия. Они предназначены для эффективного повышения устойчивости стенок скважины при бурении в неустойчивых глинистых сланцах различного состава.

Термостойкость хлоркалиевого раствора определяется применяемым защитным реагентом и может быть 100, 150, 200 °C.

На приготовление 1 м³ калиевого раствора требуется (кг): 50—100 глины; 30—50 KCl; 5—10 полимера (КМЦ, М-14, метаса, крахмала); 30—50 КССБ; 5—10 КОН; 2—3 пеногасителя; 920—940 воды. Утяжелитель добавляют до получения требуемой плотности раствора.

При этом раствор имеет следующие свойства: $\rho=1,08\div 2,0$ г/см³, $T=25\div 40$ с, $\Phi=4\div 8$ см³ за 30 мин, $CHC_1=12\div 60$ дПа, $CHC_{10}=36\div 120$ дПа, $pH=9\div 9,5$. Основным показателем качества является содержание хлористого калия в фильтрате, которое в большинстве случаев должно быть в пределах 30—70 г/л, однако в зависимости от условий бурения может быть увеличено до 150 г/л.

Для получения калиевого раствора используется глинистая суспензия, приготовленная из предварительно гидратированного и продиспергированного в пресной воде глинопорошка. Пресный раствор обрабатывают полимерными реагентами, лигносульфонатами и через 1 ч после перемешивания добавляют KCl, а при необходимости — барит. При введении KCl раствор загустевает, но после одного — двух циклов циркуляции разжижается.

Калиевый раствор можно приготовить из пресного, известкового, гипсового и других растворов. Для получения калиевого раствора из пресного последний предварительно обрабатывают водным раствором лигносульфоната (ССБ, КССБ-4, ФХЛС) до получения вязкости 25—30 с, вво-

дят 5—10 кг/м³ полимерного реагента и лишь после этого добавляют хлористый калий. Показатель pH хлоркалиевого раствора поддерживается в пределах 9—9,5 добавками едкого калия. При переходе от промывки гуматным раствором на калиевый раствор сначала известкуют, а затем переходят на калиевый.

Для снижения структурно-механических показателей раствор обрабатывают лигносульфонатами, иногда в сочетании с хроматами. Количество вводимого водного раствора разжижителя зависит от исходной вязкости и не превышает 30—50 л/м³, хроматов 2—5 л/м³ (10 %-ного раствора). Фильтрация поддерживается в заданных пределах, при ее повышении в раствор добавляют 2—3 кг/м³ полимерного реагента (в пересчете на сухое вещество). Показатель pH регулируют добавками гидроокиси калия. Минерализацию фильтрата контролируют методом высушивания или по плотности фильтрата. Содержание калия определяют по одной из известных методик, количество KCl в фильтрате хлоркалиевого раствора поддерживается в пределах 30—70 г/л. При недостаточной минерализации или снижении содержания калия в раствор вводят 2—5 кг/м³ KCl.

Если в процессе бурения вязкость трудно регулировать добавками разжижителя (при разбуривании увлажненных, легко диспергирующихся глин с использованием растворов высокой плотности), то в раствор вводят 3—5 кг/м³ известкового молока плотностью 1,10—1,12 г/см³, 1—2 кг/м³ гипса или 1—2 кг/м³ алюмокалиевых квасцов.

Калиево-гипсовый раствор — буровой раствор, содержащий в качестве ингибирующих электролитов соединения калия и кальция, в частности гипс. В отличие от хлоркалиевого такой раствор менее подвержен коагуляционному загустеванию. Ингибирующее действие его сильнее, так как наряду с коагуляционными процессами глинистая выбуренная порода участвует в катионообменных реакциях. Растворимость гипса в водном растворе, содержащем хлористый калий, выше, чем в пресной воде. Так, если в водном растворе гипса содержится 700 мг/л катионов кальция, то в 1 н. растворе хлористого калия концентрация их увеличивается до 1200 мг/л. В результате повышается глиноемкость раствора, снижаются вязкость и СНС, уменьшается переход выбуренной породы в буровой раствор.

Калиево-гипсовые растворы используются для разбуривания высококоллоидных глин, когда хлоркалиевый раствор недостаточно эффективен. Термостойкость раствора зависит от используемого защитного реагента, но не превышает 160 °С.

На приготовление 1 м³ калиево-гипсового раствора требуется (кг): 60—150 глины; 890—930 воды; 30—50 окзила (КССБ-4); 5—10 КМЦ (крахмала); 10—30 KCl; 5—10 КОН; 10—15 гипса (CaSO₄); 2—3 пеногасителя. Утяжелитель добавляют до получения необходимой плотности раствора.

При этом раствор имеет следующие свойства: $\rho = 1,08 \div 2,2$ г/см³, $T = 20 \div 30$ с, $\Phi = 4 \div 8$ см³ за 30 мин, $CHC_1 = 6 \div 36$ дПа, $CHC_{10} = 12 \div 72$ дПа, $pH = 8 \div 9$. Основными показателями качества, определяющими назначение раствора, являются: содержание хлористого калия в фильтрате, которое должно быть в пределах 30—70 г/л; содержание ионов кальция, которое должно быть в пределах 1000—1200 мг/л.

Как и для приготовления хлоркалиевого раствора, используют глинистую суспензию, приготовленную из предварительно продиспергированного в пресной воде глинопорошка. Суспензию обрабатывают полимерным и лигносульфонатным реагентами, затем вводят гипс и хлористый калий. Калиево-гипсовый раствор можно приготовить из пресного, гипсового и известкового. Перевести гипсовый и известковый растворы в калиево-гипсовый не представляет трудностей. Для этого вязкость снижают до 25 с добавкой водного раствора лигносульфонатного реагента, нейтрализованного до $\text{pH}=9$. Количество его зависит от вязкости исходного раствора. Затем вводят полимерный реагент (3—5 л 5 %-ного водного раствора на 1 м³ промывочной жидкости) и хлористый калий. Гипс добавляют по мере снижения содержания кальция в фильтрате (менее 700 мг/л) в количестве 3—5 кг/м³. Содержание ионов кальция контролируют непосредственно на буровой. Там же определяют общую минерализацию фильтрата и содержание анионов хлора. Количество катионов калия определяют в лаборатории. При снижении минерализации и содержания хлористого калия в раствор добавляют 3—5 кг/м³ KCl.

Показатель pH регулируют добавками едкого кали. При необходимости снижения фильтрации добавляют 3—5 л 5 %-ного раствора полимерного реагента, вязкость регулируется добавками 3—5 л/м³ 10 %-ного раствора лигносульфонатного реагента, иногда в сочетании с хроматами (0,5—1 л/м³ 10 %-ного раствора). При недостаточном содержании глинистой фазы вводят глинистую пасту, продиспергированную в пресной воде.

Растворы, обработанные солями трехвалентных металлов

С увеличением валентности обменных катионов снижаются гидратация и набухаемость глинистых сланцев, повышается их устойчивость. Ионы алюминия, хрома и железа адсорбируются на глинистых минералах более прочными связями, чем другие обменные катионы, при этом общая обменная емкость глинистых минералов уменьшается. Однако все названные выше катионы существуют только в кислой среде ($\text{pH}<4$). При повышении щелочности соли алюминия, хрома и железа переходят в нерастворимые в воде гидроокиси соответствующих металлов.

Буровые растворы имеют $\text{pH}>7$, поэтому добавляемые в них соли переходят в гидроокиси, а при высоких значениях pH — в растворимые соединения, в которых трехвалентные металлы находятся в виде анионов. Гидроокиси в момент образования обладают максимальной адсорбционной активностью. По-видимому, в это время они могут химически взаимодействовать с глиной как катионы металлов: Me^{3+} , $\text{Me}(\text{OH})^{2+}$, $\text{Me}(\text{OH})_2^+$, а также адсорбироваться на поверхности глинистых минералов молекулярно, снижая их гидратацию и набухаемость.

Растворы, обработанные солями алюминия (алюминизированные) — это растворы, содержащие в качестве ингибирующей добавки соли алюминия, переходящие в растворе в гидроксид алюминия. Такие растворы, как правило, готовят с низким содержанием глинистой фазы. Образующаяся в растворе гидроокись алюминия, адсорбируясь на выбуренной породе, препятствует ее переходу в буровой раствор. Попадая в трещины и поры, гидроокись закупоривает их, снижая обводнение пластов,

и укрепляет стенки скважины. Однако при образовании гидроокиси вокруг нее создается гидратная оболочка, которая снижает силу положительного заряда. Если глина увлажнена, вокруг ее частиц также образуется мощный гидратный барьер. Отрицательно заряженные глинистые частицы в таких случаях лишены возможности притягивать гидратированную положительно заряженную гидроокись алюминия. Они не гидратируются и не коагулируют.

Следовательно, растворы, содержащие гидроокись алюминия, могут быть использованы только при разбуривании аргиллитов и мало увлажненных (10 % влаги) высококоллоидных глин. Гидроокись алюминия хорошо сочетается с полимерными реагентами, которые в свою очередь, предотвращают гидратацию и диспергирование глин. При совместной обработке бурового раствора полимерными реагентами и солями алюминия повышается устойчивость ствола скважины и уменьшается загрязнение раствора выбуренной породой. Термостойкость достигает 200 °C и выше.

Для приготовления раствора используют высококоллоидную и комовую глины, сернокислый алюминий, гидроокись натрия. В качестве разжижителя применяют модифицированные хромлигносульфонаты (окзил ОССБ и др.). Показатель фильтрации снижают вводом полимерного реагента (КМЦ, метас, М-14, гипан и др.). На приготовление 1 м³ такого раствора требуется: 60—150 кг глины; 3—5 кг соли алюминия; 10—30 л окзила; 3—5 кг КМЦ (метас М-14, гипан); 1—3 кг NaOH; 0,5—1 кг хромпика; 935—970 л воды. Утяжелитель добавляют до получения требуемой плотности раствора.

Для приготовления раствора, содержащего гидроокись алюминия, можно использовать буровой раствор, применявшийся до вскрытия неустойчивых отложений. Вязкость раствора должна быть не выше 25—30 с. Для разжижения применяют модифицированные лигносульфонаты (ОССБ, окзил). На 1 м³ бурового раствора расходуется 30—50 л водно-щелочного раствора лигносульфоната. Если pH > 10, хромлигносульфонаты рекомендуется добавлять в виде кислых растворов (без щелочи).

При показателе фильтрации более 3—4 см³ за 30 мин раствор предварительно обрабатывают полимерными реагентами (КМЦ, метас, М-14 и др.). Расход их на первичную обработку составляет 2—3 кг/м³ в пересчете на сухие вещества. Соли алюминия в виде 10 %-ного водного раствора вводят после стабилизации показателей бурового раствора. На первичную обработку расходуется 5—10 л 10 %-ного раствора на 1 м³ раствора, показатель pH при этом понижается. Оптимальные значения pH бурового раствора, обработанного солями алюминия, находятся в пределах 8,5—9,5.

В процессе бурения при необходимости снижения структурно-механических показателей в раствор добавляют 3—5 л/м³ хромлигносульфоната, для более эффективного снижения вязкости и СНС дополнительно вводят 3—5 л/м³ хромпика 10 %-ной концентрации. Если структурно-механические показатели низкие, в раствор добавляют предварительно продиспергированную в пресной воде бентонитовую пасту.

Для поддержания показателя фильтрации в заданных пределах в раствор периодически добавляют 3—5 л/м³ 10 %-ного раствора КМЦ

(метас, М-14, гипан), рН регулируют добавками щелочи, в случае высоких значений ($\text{pH} > 9,5$) добавляют кислый хромлигносульфонат (не нейтрализованный щелочью). Содержание алюминия в фильтрате не контролируется. Повторные обработки солями алюминия проводят через 5—7 сут, расходуя 2—5 л/м³ 10 %-ного раствора соли. При появлении признаков осыпания или обваливания пород добавляют 7—10 л/м³ соли алюминия. Для улучшения смазочных свойств раствор обрабатывают нефтью — 8—100 л/м³.

Алюмокалиевый раствор — буровой раствор, содержащий в качестве ингибирующей добавки алюмокалиевые квасцы и гидроксид калия. Указанный раствор является поставщиком одно- и трехвалентных катионов, обеспечивающих двойное ингибирование. Ингибирующий эффект достигается вследствие блокирования катионами калия гексагональной структуры глинистых минералов и снижения их гидратации. Гидроокись алюминия, образующаяся в растворе, адсорбируясь на дегидратированных выбуренных глинистых частицах, препятствует их диспергированию и переходу в буровой раствор. Показатель рН таких растворов поддерживается близким к нейтральному и также препятствует набухаемости пород, вспучиванию глинистых сланцев, слагающих стенки скважины. Ингибирующее действие такого раствора выше, чем алюминизированного. Он может использоваться и для разбуривания увлажненных глинистых отложений.

Раствор готовят аналогично алюминизированному. В качестве ингибирующей добавки вводят алюмокалиевые квасцы, гидроокись калия, бихромат калия. На приготовление 1 м³ раствора требуется (кг): 60—150 глины; 920—960 воды; 3—5 $\text{KAl}(\text{SO}_4)_2$; 1—3 КОН; 0,3—0,5 $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$; 20—30 окзила; 3—5 метаса (М-14). Утяжелитель добавляют до получения требуемой плотности раствора.

Для приготовления алюмокалиевого раствора можно использовать буровой раствор, применявшийся до вскрытия неустойчивых пород. Порядок обработки тот же, что и при переводе раствора в алюминизированный, только вместо солей алюминия используют алюмокалиевые квасцы, а рН регулируют добавками едкого калия. Показатели бурового раствора регулируются так же, как и алюминизированного.

Силикатные растворы

Силикатный раствор — это раствор, содержащий в качестве ингибирующей добавки силикат натрия. Применяется он для повышения устойчивости ствола скважины при разбурировании осыпающихся пород. Принцип упрочнения сланцев основан на легком проникновении жидкого стекла в трещины и поры стенок скважины и на быстром выделении геля кремниевой кислоты, цементирующей поверхность ствола.

Скорость гидратации глинистых сланцев при использовании силикатных растворов уменьшается вследствие адсорбции образующихся полисиликатов на поверхности сланцев. Крепящее действие силиката натрия усиливается при наличии в породах, слагающих стенки скважины, солей кальция. При взаимодействии жидкого стекла с солями кальция выделяется щелочь, которая в свою очередь с солями кальция образует

гидроокись кальция, обладающую крепящим действием. Для повышения растворимости солей кальция, содержащихся в породе, а следовательно, для повышения эффективности процесса упрочнения пород, слагающих стенки скважины, в раствор в небольшом количестве добавляют NaCl. Силикатизация ухудшается при высокой щелочности раствора ($pH > 9$) и при наличии в растворе нефтепродуктов. Силикатные растворы не пригодны при разбуhrивании мощных отложений гипсов и ангидритов.

Силикат натрия совместим с такими реагентами, как УЩР, гипан, метас, М-14, КМЦ, нитролигнин. Термостойкость раствора определяется применяемым защитным реагентом.

Силикатный раствор готовят из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка, в который вводят УЩР, КМЦ, силикат натрия. На приготовление 1 м³ такого раствора требуется: 80—100 кг глины; 900—935 л воды; 30—50 кг УЩР; 20—40 кг Na₂SiO₃; 5—10 кг КМЦ (М-14). Утяжелитель добавляют до получения требуемой плотности.

Полученный раствор имеет следующие свойства: $\rho = 1,5 \div 2,0$ г/см³, $T = 20 \div 40$ с, $\Phi = 4 \div 8$ см³ за 30 мин, $CHC_1 = 9 \div 45$ дПа, $CHC_{10} = 27 \div 135$ дПа, $pH = 8,5 \div 9,5$.

Перевод раствора, обработанного УЩР, в малосиликатный не вызывает особых трудностей. Перед вводом силиката натрия условная вязкость должна быть не больше 35 с. В противном случае раствор должен быть обработан УЩР или другим понизителем вязкости. Расход жидкого стекла на первичную обработку составляет 20—40 кг на 1 м³. При отсутствии в разбуhrиваемых породах солей кальция в раствор следует добавить 1—2 кг/м³ CaSO₄.

Так как силикат натрия в буровом растворе гидролизуетсЯ с образованием полисиликатов, а в результате взаимодействия с солями кальция выделяется химически активный гидрогель кремниевой кислоты, который при фильтрации остается в твердой фазе, то контролировать содержание силикатов в растворе невозможно. Жидкое стекло добавляют через 7—10 сут, при этом в раствор вводят 6—8,5 л/м³ Na₂SiO₃.

При повышении вязкости в процессе бурения в раствор добавляют 5—10 кг/м³ УЩР и 10—20 кг/м³ воды. При избытке в растворе силиката натрия увеличиваются показатели тиксотропии. Для их снижения вводят 0,5—1 кг/м³ бихромата калия. В случае необходимости уменьшения фильтрации добавляют 1—3 кг/м³ КМЦ. Оптимальное значение pH, при котором раствор считается термостойким, находится в пределах 8,5—9,5. Повышение структурно-механических показателей достигается вводом пасты, приготовленной из бентонитового глинопорошка с добавкой УЩР.

Гидрофобизирующие растворы

Гидрофобизирующие растворы — буровые растворы, содержащие в качестве ингибирующих добавок вещества, вызывающие гидрофобизацию глинистых пород. В качестве таких веществ используют кремнеорганические соединения или соли высших жирных или нафтенных кислот. Эти соединения вследствие своей дифильности адсорбируются на гли-

нистых минералах, создавая гидрофобный барьер, препятствующий контактированию глин с дисперсионной средой (водой). В связи с этим предотвращается увлажнение, набухание и диспергирование глинистых пород, а свойства раствора сохраняются стабильными в течение длительного времени.

Существует ряд разновидностей растворов гидрофобизирующего действия.

Растворы с кремнийорганическими соединениями — это растворы, содержащие в качестве ингибирующей добавки, например, кремнийорганические жидкости, ГКЖ-10(11). В состав раствора, помимо ГКЖ, входят вода, глина и полимерный реагент — понизитель фильтрации (КМЦ, КССБ, ПАА и др.). Кремнийорганическая жидкость, адсорбируясь на поверхности глинистых минералов, покрывает их гидрофобной пленкой. Защитные реагенты КМЦ, КССБ, полиакриламид в сочетании с кремнийорганической жидкостью стабилизируют коллоидную фазу бурового раствора.

Растворы, обработанные защитными реагентами и ГКЖ, термостойкие, применяются для разбуривания высококоллоидных глинистых пород. Использование растворов с ГКЖ обеспечивает: простоту регулирования и стабильность свойств раствора; улучшение состояния ствола скважины (замедление процессов гидратации и диспергирования глинистых пород, исключение проработок ствола); сокращение расхода реагентов.

Раствор готовят непосредственно в процессе бурения при циркуляции технической воды в скважине. При использовании ПАА предварительно, за 1—2 сут до начала бурения, готовят комплексный реагент, для которого ПАА и ГКЖ берут в соотношении 1:20 (в пересчете на 6 %-ный ПАА марки АМФ это соотношение составляет 1:16, а на товарный ПАА-ГС — 1:10). Реагент получается следующего состава (кг): 2—3 ПАА (на сухое вещество); 40—60 кремнийорганической жидкости (ГКЖ-10(11)); 937—958 воды.

В расчетное количество воды добавляют ПАА; содержимое перемешивают в течение 1—2 ч, затем вводят ГКЖ и полученную смесь перемешивают до однородного состояния. Для раствора используют техническую воду, в которую вводят 10—20 л/м³ приготовленного комплексного реагента. Приготовленный раствор используют для бурения высококоллоидных глин.

Раствор обрабатывают путем отдельного ввода реагентов. Вначале в воду добавляют 0,3—0,35 % ГКЖ, а затем по мере обогащения воды глинистой фазой раствор стабилизируют добавками КМЦ и КССБ. Раствор имеет следующие свойства: $\rho = 1,0 \div 1,24$ г/см³; $T = 25 \div 30$ с, $\Phi = 5 \div 8$ см³ за 30 мин, $CHC_1 = 12 \div 60$ дПа, $CHC_{10} = 24 \div 90$ дПа, $pH = 8 \div 9$.

По мере бурения приготовленный раствор обогащается глиной. Вязкость и структурно-механические показатели снижают добавками 0,4—0,6 кг/м³ ГКЖ. Фильтрацию уменьшают добавлением 5—10 л/м³ комплексного реагента или КМЦ и КССБ при использовании других рецептов. При увеличении концентрации глины выше 20 % в качестве разжижителя дополнительно используют нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ). Ее вводят в виде 10 %-ного водного раствора

в количестве 1—3 л/м³. В качестве смазочной добавки используют нефть.

Раствор, обработанный мылами жирных кислот,— это раствор, содержащий в качестве ингибирующей и гидрофобизирующей добавок алюминиевые мыла высших жирных и нафтенowych кислот. При взаимодействии щелочных мыл с катионами трехвалентных металлов (железа, алюминия) образуются нерастворимые в воде, но химически активные мыла, которые в зависимости от pH среды могут быть одно-, двух- и трехзамещенные. Установлено, что алюминиевые мыла интенсивно адсорбируются на частицах бентонита. Возникающий при этом комплекс: твердая частица — адсорбционный слой вследствие дифильности (гидрофильно-гидрофобной структуры) обладает оптимальной «мозаичностью», что позволяет ему прочно закрепляться на поверхности выбуренных шламов и стенках скважины, создавая гидрофобный барьер, препятствующий контактированию с дисперсионной средой (водной). В результате этого предотвращается увлажнение, набухание и диспергирование глинистых пород и выбуренных шламов. Наиболее прочное закрепление раствора достигается при $\text{pH} \leq 9$. Раствор, обработанный мылами алюминия, можно использовать при разбуривании глин независимо от их влажности.

При бурении с промывкой раствором, обработанным мылами алюминия, выбуренная глина практически не переходит в раствор. Состав раствора остается стабильным. Обработка его химическими реагентами осуществляется 1 раз в неделю. Готовят раствор из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка. Полученную суспензию обрабатывают полимерным реагентом, вводят смесь нафтената алюминия с нефтью. Для приготовления 1 м³ глинистого раствора требуется: 30÷80 кг глины; 875—888 л воды; 3—5 кг полимерного реагента (КМЦ, гипана, метаса, М-14); 100—170 л смеси: мылонафт—квасцы—нефть (СНАН) в соотношении 1:0,1:10; 10—7 кг ОП-10 (при необходимости утяжеления). При этом раствор имеет следующие свойства: $\rho = 1,06 \div 1,18$ г/см³, $T = 18 \div 20$ с; $\Phi = 3 \div 5$ см³ за 30 мин, $\text{СНС}_1 = 6 \div 18$ дПа, $\text{СНС}_{10} = 12 \div 24$ дПа, $\text{pH} = 8 \div 9$.

Смесь нафтената алюминия с нефтью готовят предварительно. Для 1 м³ смеси необходимо 200 кг мылонафта смешать с 200 л воды. Приготовить 200 л 10 %-ного раствора сернокислого алюминия или 330 л раствора $\text{KAl}(\text{SO}_4)_2$. Полученные водные растворы мылонафта и соли алюминия смешать, воду после образования осадка декантировать, осадок промыть водой, добавить 800 л нефти. Смесь перемешать до полного растворения нафтената алюминия и нефти (НАН). Для приготовления раствора, обработанного мылами алюминия, можно использовать буровой раствор, применявшийся до вскрытия неустойчивых отложений, если этот раствор не был утяжелен. Такой раствор предварительно обрабатывают полимерным реагентом (20—30 кг/м³), а затем вводят смесь нафтената алюминия с нефтью.

При повышении фильтрации в раствор добавляют (5—10 кг/м³) полимерный реагент; в случае увеличения $\text{pH} > 9$ от добавки гипана или щелочного метаса (М-14) раствор необходимо обработать кислым раствором лигносульфоната (ССБ, окзил) — 1—3 кг/м³ (в пересчете на сухие

вещества) или добавить бурый уголь. Один раз в неделю добавлять 10—30 кг/м³ НАН. При проявлении признаков осыпания скважины или загустевания раствора (переход выбуренной породы в раствор) проводят внеочередные обработки НАН (5—10 кг/м³). Если необходимо утяжелить раствор, вводят неионогенные ПАВ (7—10 л/м³). Для повышения СНС в раствор дополнительно добавляют глинистую пасту (15 %-ной концентрации), предварительно обработанную полимерным реагентом (1 кг/м³) и НАН (10—30 л/м³). Полученный раствор эффективен при любом увлажнении глинистых сланцев. Термостойкость его зависит от используемого полимерного реагента — понизителя фильтрации.

СОЛЕНАСЫЩЕННЫЕ РАСТВОРЫ

Соленасыщенные растворы применяют при разбуривании соленосных отложений во избежание кавернообразований. В зависимости от пластовых давлений, мощности и состава соленосных пород бурят с использованием: рассола; глинистого соленасыщенного раствора, не обработанного понизителями фильтрации (соленасыщенного глинистого раствора, стабилизированного реагентами). С промывкой рассолом бурят при низких пластовых давлениях. Для этого перед вскрытием солевых отложений техническую воду насыщают солью, соответствующей разбуриваемой.

Необработанный глинистый соленасыщенный раствор

Такой раствор состоит из глины, воды, соли; для улучшения смазывающих свойств добавляют нефть, графит, для создания высокой плотности — утяжелитель. Он используется для разбуривания солей без пропластков терригенных отложений, а также при высокой забойной температуре (до 160 °С).

Раствор готовят из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка (саригюхского бентонита, палыгорскита), кальцинированной и каустической соды. Глинистую суспензию обрабатывают нефтью в сочетании с графитом, добавляют соль до насыщения и при необходимости — утяжелитель.

Для приготовления 1 м³ раствора требуется: 100—200 кг глины; 700—710 л воды; 255—265 кг NaCl; 80—100 л нефти; 5—10 кг графита; 10—20 кг NaOH; 10 кг Na₂CO₃. Утяжелитель добавляют до получения необходимой плотности. Полученный раствор имеет следующие свойства: $\rho = 1,2 \div 2,0$ г/см³; $T = 20 \div 40$ с, $СНС_1 = 12 \div 36$ дПа, $СНС_{10} = 24 \div 72$ дПа, показатель фильтрации не регламентируется, $pH = 7 \div 8$.

Соленасыщенный раствор можно приготовить на основе раствора, использовавшегося до разбуривания солей. Если раствор был обработан углещелочным реагентом, то при добавке соли возможно сильное загустевание его. В этом случае предварительно надо снизить вязкость до 25 с добавкой воды, ввести нефть и графит, а затем постепенно в несколько циклов обработать солью и при необходимости добавить утяжелитель. Если раствор содержал ионы кальция, следует обработать его

кальцинированной содой, довести вязкость до 25 с добавкой воды, засолить и утяжелить.

Для повышения структурных показателей раствор обрабатывают смадом (30—50 кг/м³), либо ПУЩР (10—20 кг/м³), либо глинистой пастой (продиспергированной в пресной воде) и кальцинированной содой. Показатель pH регулируют вводом каустической соды. Вязкость и СНС снижают добавкой рассола. В процессе разбуривания соленосных отложений контролируют минерализацию фильтрата.

Стабилизированный соленасыщенный раствор

Помимо глины, воды, соли и нефтепродуктов такой раствор содержит солестойкий полимерный реагент (крахмал, КМЦ или акриловый полимер). Он предназначен для бурения в солях с пропластками глинистых отложений.

Так как с увеличением минерализации растет фильтрация раствора, то при бурении соленосных отложений с пропластками глинистых пород последние увлажняются, прочность их снижается. При этом возможны обвалы, сужения стенок скважины и переход выбуренной породы в раствор. Для предупреждения указанных явлений раствор обрабатывают понизителями фильтрации. Термостойкость соленасыщенного стабилизированного раствора зависит от используемого полимерного реагента (крахмал, КМЦ, полиакрилаты) и может быть 100—220 °С.

Раствор готовят из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка (бентонитового, палыгорскитового, гидрослюда). В приготовленную глинистую суспензию добавляют 10—20 кг кальцинированной соды. Затем вводят реагент-стабилизатор, лигносульфонатный реагент, нефть и в последнюю очередь соль до насыщения. На приготовление 1 м³ глинистого раствора необходимо: 80—100—200 кг глины; 730—680—690 л воды; 10—20—10 кг Na₂CO₃; 20—30—20 кг полимерного реагента (крахмала, КМЦ, полиакрилата); 80—100—80 л нефти; 10—20—10 кг лигносульфоната (ССБ, ФХЛС, КССБ); 10—20—10 кг NaOH; 260—240—250 кг NaCl. Утяжелитель добавляют до получения требуемой плотности.

Полученный раствор имеет следующие свойства: $\rho = 1,2 \div 2,0$ г/см³, $T = 25 \div 60$ с, $\Phi = 3 \div 5$ см³ и более за 30 мин, $CHC_1 = 24 \div 90$ дПа, $CHC_{10} = 36 \div 135$ дПа, pH = 7,5 ÷ 8,5. При использовании КМЦ и акриловых полимеров содержание ионов кальция в фильтрате не должно превышать 1000 мг/л.

Для приготовления соленасыщенного глинистого раствора, стабилизированного полимерным реагентом, можно использовать глинистый раствор, применявшийся до вскрытия соленосных отложений, — пресный, обработанный УЩР, лигносульфонатный, ХКР, гипсовый и др. При высоком содержании в фильтрате раствора кальция или наличии гипса раствор предварительно обрабатывают кальцинированной содой. Для защиты глинистых частиц от солевой агрессии раствор до засоления обрабатывают полимерным реагентом, добавляют нефть, лигносульфонатный реагент, соль, утяжелитель.

Фильтрация в процессе бурения регулируется добавками полимер-

ного реагента. На одну обработку расходуется 3—5 кг/м³. Частота обработок зависит от величины показателя фильтрации. Если, несмотря на большие добавки реагента, фильтрация снижается незначительно, то следует провести обработку кальцинированной содой (1—3 кг/м³). При необходимости снижения структурно-механических показателей добавляют рассол, 10 %-ный водный раствор лигносульфонатного реагента с pH = 9 (при температуре > 120 °С в сочетании с хроматами). Для повышения структурных показателей либо вводят глинистую пасту, приготовленную на пресной воде с добавкой УЦР и стабилизированную защитным реагентом, либо раствор обрабатывают УЦР (10—30 кг/м³), либо добавляют смад (5—10 кг/м³).

В фильтрате контролируют общую минерализацию и содержание polyvalentных катионов.

Раствор на основе гидрогеля магния

Такой раствор состоит из воды и полимерного реагента. В качестве структурообразователя, ингибирующей добавки и насыщающих солей используют соли магния и окись (гидроокись) щелочного металла. При взаимодействии солей магния с окисью (гидроокисью) щелочного металла образуется гидрогель магния. Последний целесообразно применять там, где по технологическим соображениям буровой раствор должен иметь повышенную минерализацию и сравнительно невысокую плотность, т. е. при разбуривании терригенных пород гидрогель магния препятствует быстрому увлажнению глинистых минералов, повышает устойчивость ствола скважины. Раствор, насыщенный солями магния, используется для разбуривания соленосных пород — бишофита, карналлита.

Нефть и нефтепродукты хорошо эмульгируются в растворе гидрогеля магния, а добавка к нему коллоидного раствора битума в дизельном топливе или известково-битумного раствора усиливает крепящие битуминизирующие свойства по отношению к терригенным породам. При этом на солях образуется защитная пленка и уменьшается скорость их растворения. Функции битума может выполнять добавка к гидрогелю 10—15 % эмульсии нефти с синтетическим латексом (соотношение 2 : 1). Гидрогель магния обладает высокими смазочными свойствами, коррозионная активность его ниже, чем у рассола хлористого магния. Термостойкость раствора 140 °С.

Для разбуривания солей готовят соленасыщенный раствор. При циркуляции в скважине раствора в него добавляют 1,5—2 % окиси (гидроокиси) щелочного металла в виде концентрированного раствора или «молока». Через 1—2 ч в зависимости от интенсивности перемешивания и температуры раствор приобретает гелеобразную консистенцию. После того как условная вязкость повысится до 30—40 с, а СНС₁ до 20—30 дПа в гидрогель добавляют понизитель фильтрации (КМЦ, крахмал, КССБ, окзил). Для экономии щелочи в образовавшийся гидрогель можно добавить 5—10 % окиси или гидроокиси магния.

На приготовление 1 м³ раствора требуется: 280—300 кг MgCl₂ (MgSO₄); 800—850 л воды; 15—20 кг NaOH или 50—100 кг Mg(OH)₂ × xMgO; 20—25 кг КМЦ; 30—50 кг КССБ-4. В приготовленный раствор

можно добавить 5—15 %, известково-битумного раствора либо 10—15 % нефти, при необходимости раствор утяжеляют. Полученный раствор имеет следующие свойства: $\rho=1,2\div2,0$ г/см³, $T=20\div40$ с, $\Phi=5\div10$ см³ и более за 30 мин, $CHC_1=6\div36$ дПа, $CHC_{10}=12\div42$ дПа, $pH=7,5\div8,5$.

В процессе бурения контролируют минерализацию фильтрата. При ее снижении добавляют соль магния. Для повышения структурных показателей раствор обрабатывают нефтепродуктами (20—30 кг/м³). Значения pH поддерживают в пределах 7—8 добавками окиси (гидроокиси) щелочного металла. Ввод щелочного электролита способствует повышению структурно-механических и вязкостных показателей. Снижение водоотдачи достигается обработкой раствора крахмалом (КМЦ, КССБ). При необходимости разжижения добавляют насыщенный водный раствор соли магния.

Тяжелые жидкости

Тяжелые жидкости — растворы (или рассолы) солей (преимущественно галогенидов щелочных или щелочноземельных металлов) или их смесей, не содержащие твердых частиц, с добавкой или без добавки полимеров, ограничивающих фильтрацию. Основное назначение тяжелых жидкостей — вскрытие продуктивных горизонтов, заканчивание и глушение скважин с давлениями в продуктивных пластах, превышающими гидростатическое, предотвращение кольтации продуктивного пласта. При этом практически не нарушается проницаемость продуктивного пласта и, по зарубежным данным, в 2—5 раз увеличивается его нефтеотдача. Последнее время за рубежом тяжелые жидкости начали использовать и для бурения скважин.

В качестве тяжелых жидкостей в зависимости от требуемой плотности могут использоваться хлориды натрия и кальция, а также бромид кальция. Некоторые свойства этих солей и их насыщенных растворов даны в табл. 5.

Плотность раствора от 1,4 до 1,82 г/см³ в целях сокращения затрат получают путем применения смешанных растворов хлорида и бромида кальция. Высокую плотность имеют растворы хлорида цинка. Однако они не используются вследствие высокой их коррозионной активности и токсичности.

Таблица 5

Физические свойства галогенидов Na и Ca и их водных растворов

Соль	Плотность сухого вещества, г/см ³	Свойства раствора при 20 °С	
		плотность, г/см ³	содержание соли в 100 г, %
NaCl	2,16	1,20	26,40
CaCl ₂	2,51	1,40	39,86
CaBr ₂	3,35	1,82	58,84

Для снижения потерь жидкости ограничивают их фильтрацию добавками полимеров, устойчивых к действию данного электролита. Для NaCl используется КМЦ, а для хлоридов и бромидов кальция — крахмал (если температура не превышает 120 °С) и оксиэтилцеллюлоза (при более высокой температуре) в количестве 0,3—0,9 %.

Основными показателями свойств тяжелых жидкостей в соответствии с их назначением являются: плотность и показатель фильтрации ($\Phi = 9 \div 15$).

Технология применения тяжелых жидкостей аналогична технологии использования воды для промывки скважин. Тяжелые жидкости вследствие малой их вязкости и отсутствия твердой фазы обеспечивают существенное повышение скоростей бурения:

Раствор	На нефтяной основе	Лигносульфонатный	Тяжелая жидкость на основе хлорида и бромида кальция
Время бурения интервала 3350—3700 м, ч	500	300	200

При использовании тяжелой жидкости на 15—20 % сокращается также и расход долот.

РАСТВОРЫ НА НЕФТЯНОЙ ОСНОВЕ

БЕЗВОДНЫЕ РНО

Известково-битумный раствор (ИБР)

ИБР — раствор на нефтяной основе, дисперсионной средой которого служит дизельное топливо или нефть, а дисперсной фазой — высокоокисленный битум, гидроокись кальция, барит и небольшое количество эмульгированной воды. Этот раствор специального назначения, применяется при разбуривании легко набухающих, склонных к обвалам глинистых пород, при разбуривании соленосных отложений, представленных высокорастворимыми солями (преимущественно поливалентных металлов), а также при вскрытии продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами. Раствор разработан в МИНХ и ГП им. И. М. Губкина. Он обладает высокой термостойкостью (200—220 °С), вследствие хороших смазочных свойств повышает износостойкость долот.

Содержание компонентов в 1 м³ ИБР различной плотности приведено в табл. 6. Так как состав и свойства большинства исходных материалов, используемых для приготовления ИБР, непостоянны, указанный в табл. 5 компонентный состав в каждом конкретном случае уточняется в лаборатории. При этом следует учитывать, что оптимальное соотношение между известью и битумом составляет от 1:1 до 2:1. Количество воды (кг/м³), требуемое для гашения извести, рассчитывается по формуле:

$$b = Qa/3,11 \cdot V,$$

где Q — количество негашеной извести, кг; a — активность извести, доли единицы; 3,11 — постоянный коэффициент; V — объем раствора, м³.

Таблица 6

Массовый состав ИБР (кг/м³)

Компоненты	Плотность ИБР, г/см³					
	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7
Дизельное топливо марки ДЛ	563	546	529	512	495	478
Битум с температурой размягчения 120—155 °С	155	145	135	125	115	105
Известь негашеная (СаО)	310	290	270	250	230	210
Вода*	60	56	52	48	44	40
Сульфенол НП-3 или НП-1	12	13	14	15	16	17
Барит влажностью не менее 2 %	100	250	400	550	700	850

Продолжение табл. 6

Компоненты	Плотность ИБР, г/см³					
	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3
Дизельное топливо марки ДЛ	461	444	427	410	393	376
Битум с температурой размягчения 120—155 °С	95	85	75	65	55	45
Известь негашеная (СаО)	190	170	150	130	110	90
Вода *	36	32	28	24	20	16
Сульфенол НП-3 или НП-1	18	19	20	21	22	23
Барит влажностью менее 2 %	1000	1150	1300	1450	1600	1750

* Масса воды приведена из расчета 60 %-ной активности извести.

Из этого уравнения можно найти количество негашеной извести, необходимое для связывания свободной воды в ИБР при увеличении ее содержания выше требуемого.

Технологические свойства ИБР могут изменяться в широких пределах. Качество ИБР характеризуется общепринятыми для буровых растворов технологическими показателями. Для ИБР характерны нулевой или близкий к ней показатель фильтрации и содержание воды, не превышающее 2—3 %.

Необходимыми условиями приготовления ИБР являются тщательное и интенсивное перемешивание исходных компонентов с целью равномерного распределения их в растворе, гидрофобизация твердой и эмульгирование водной фаз. Поэтому основное внимание уделяют равномерности ввода исходных компонентов, перемешиванию и нагреванию. Для приготовления этого раствора на буровой целесообразно устанавливать специальную смесительную емкость вместимостью 30—40 м³, оборудованную смесительными устройствами, загрузочным эжектором и соединенную с нагнетательной и всасывающей линиями буровых насосов.

Смесительную емкость заполняют дизельным топливом или нефтью, затем через загрузочный эжектор (или гидросмесительную воронку) при работе перемешивающих устройств добавляют битумный порошок. После

частичного диспергирования битума в раствор добавляют воду, половину требуемого количества сульфонола, известь и перемешивают 5—6 ч. При этом вследствие гашения извести температура раствора повышается до 75—90 °С (в зимнее время требуется дополнительный подогрев). Полученный таким образом известково-битумный концентрат (ИБК) обычно имеет следующие показатели: $\rho = 0,98 \div 1,02$ г/см³, $T = 80 \div 100$ с по ПВ-5 при истечении 100 из 200 мл раствора, $CHC_1 = 3 \div 5$ дПа, $CHC_{10} = 4 \div 20$ дПа, $\Phi = 0$.

Полученный в смесительной емкости ИБК перекачивают в запасные емкости. После приготовления ИБК в необходимом количестве его утяжеляют. Технология утяжеления должна обеспечивать надежную гидрофобизацию утяжелителя, определяющую стабильность раствора при высокой температуре. Для этого в емкость, заполненную ИБК, добавляют вторую порцию сульфонола и через загрузочный эжектор (или гидро-смесительную воронку) вводят барит (до необходимой плотности). В случае повышения вязкости в раствор добавляют небольшое количество дизельного топлива или нефти.

Ввод стандартного баритового утяжелителя в высоковязкий неутяжеленный ИБК создает не совсем благоприятные условия для адсорбции ПАВ на частицах утяжелителя, поэтому для приготовления ИБР, используемого при высокой температуре, рекомендуется также отдельный способ утяжеления. При этом вначале готовят ИБК в соответствии с рецептурой и вводят часть дизельного топлива. На основе оставшегося дизельного топлива и ИБК, взятых в соотношении 1:1, всего барита и сульфонола отдельно готовят баритовую пульпу, которую затем перемешивают с основной массой ИБК. Удовлетворительными считаются следующие свойства ИБР: плотность — согласно ГТН, $T = 30 \div 40$ с по ПВ-5 при истечении 100 из 200 мл, $CHC_1 = 4 \div 8$ дПа, $CHC_{10} = 10 \div 20$ дПа, $\Phi = 0$.

В случае замены ИБР водным раствором для предотвращения их смешения необходимо тщательно подготовить ствол, т. е. разрушить застойные зоны, удалить адгезионную корку глинистого раствора со стенок обсадной колонны и снизить вязкость и СНС вытесняемого раствора.

Закачивать ИБР в скважину следует непрерывно с обязательным использованием буферной жидкости. Если плотность ИБР не превышает 1,4 г/см³, в качестве буферной жидкости рекомендуется применять нефть или дизельное топливо из расчета не менее 200 м по стволу скважины (около 10—12 м³). При большей плотности применяют буферную пачку, составленную из 1 %-ного водного раствора сульфонола в объеме, ограниченном условиями предохранения обсадных труб от смятия (от 5 до 15 м³), и 1,5—8 м³ маловязкого ИБК. Выходящий из скважины глинистый раствор, буферную жидкость и первые порции ИБР спускают в запасные емкости.

После смены раствора в скважине выравнивают свойства ИБР, определяют фактическое содержание воды и, если ее содержание превышает 2—3 %, обрабатывают раствор расчетным количеством извести и сульфонола.

После перехода на промывку ИБР возможна флокуляция барита, которая обуславливается: 1) попаданием в ИБР большого количества

глины и воды вследствие частичного смешивания его с глинистым раствором; 2) недостаточной гидрофобизацией твердой фазы в связи с нарушением технологии приготовления раствора; 3) использованием некондиционных ПАВ.

Флокуляция проявляется в образовании слипшихся в агрегаты частиц глины и утяжелителя и нарушении стабильности раствора; появлении пленки гидрофилизованной твердой фазы на стенках приборов: при замере показателей свойств раствора; в росте давления при промывке скважины. Для устранения флокуляции в раствор дополнительно вводят 1 % смад и 0,25—0,5 % сульфонола.

В начальный после перехода период возможно повышение вязкости ИБР, обусловленное дополнительным диспергированием битума, под влиянием температуры и перемешивания при циркуляции. В процессе бурения объем раствора пополняют вначале дизельным топливом или нефтью, а затем при углублении скважины — свежеприготовленным ИБК или ИБР. При бурении рекомендуется на устье скважины поддерживать следующие значения технологических показателей: плотность — в соответствии с ГТН, $T=20\div 40$ с, $CHC_1=5\div 20$ дПа, $CHC_{10}=20\div 60$ дПа, $\Phi=0$.

Повышение вязкости и CHC известково-битумного раствора может быть вызвано рядом причин:

1) избыточным содержанием битума, извести, барита и выбуренной породы, в том числе обусловленное испарением дизельного топлива или нефти при высоких температурах; в этом случае вязкость и CHC снижают добавкой дизельного топлива или нефти, при этом необходимо учитывать, что нефть в большей степени снижает CHC и в меньшей вязкость, дизельное топливо — наоборот;

2) увеличением концентрации воды; вязкость снижают вводом сульфонола, смад или кубовых остатков СЖК;

3) неравномерным распределением твердой фазы (извести, барита); в этом случае раствор интенсивно перемешивают и вводят 0,1—0,15 % сульфонола;

4) снижением содержания сульфонола, обусловленным адсорбцией его на стенках скважины и выбуренной породе; в этом случае добавляют 0,1—0,15 % сульфонола.

Частоту и темп ввода реагентов в каждом конкретном случае в зависимости от скорости бурения и физико-химических свойств разбуриваемых пород определяют на основании лабораторных анализов. Как правило, сульфонол вводят через две—три добавки дизельного топлива или нефти.

Снижение вязкости и CHC обычно обусловлено уменьшением содержания коллоидной фазы раствора или наполнителей. Для повышения этих показателей дополнительно добавляют 1—2 % битума и 3—5 % извести или ИБК.

Фильтрация ИБР увеличивается при уменьшении содержания коллоидной фазы (битума $< 5\%$). Для снижения фильтрации вводят в раствор битум и известь, ИБК и ИБР.

Плотность можно снизить на небольшую величину (менее 0,05 г/см³) добавкой дизельного топлива или нефти. Для более значительного сни-

жения плотности раствор разбавляют неутяжеленным ИБР и ИБК с дизельным топливом. С целью увеличения плотности ИБР добавляют необходимое количество утяжелителя. Утяжеление должно сопровождаться разбавлением раствора. Объем дизельного топлива, который требуется для разбавления ИБР при его утяжелении на $0,1 \text{ г/см}^3$, приведен ниже:

Плотность утяжеляемого раствора, г/см^3	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2
Объемная доля дизельного топлива, % от исходного раствора	2,5	2,7	2,9	3,1	3,4	3,8	4,3	4,9	5,6	6,6	8,1

Для гидрофобизации утяжелителя в раствор вводят 1,5—2 % сульфонола (от массы утяжелителя).

Содержание воды в растворе необходимо контролировать. При увеличении содержания воды свыше 15—20 %, обусловленное водопроявлением, использованием влажных материалов, попаданием атмосферных осадков, раствор надо перевести в эмульсионный. Для регулирования активности водной фазы используют добавки NaCl , CaCl_2 , MgCl_2 . Характер и степень минерализации определяются условиями бурения.

ИНВЕРТНЫЕ ЭМУЛЬСИИ

Инвертные эмульсии — это системы специального назначения, относятся к растворам на нефтяной основе. Они так же, как и ИБР, предназначены для вскрытия и освоения продуктивных пластов и бурения солевых отложений с пропластками калийно-магниевого солей. Повышенное содержание воды в инвертных эмульсиях уменьшает их стоимость, а возможность регулирования уровня и характера минерализации водной фазы позволяет успешно применять для разбуривания неустойчивых глинистых отложений. Основная причина потери устойчивости глинистых пород — их увлажнение при взаимодействии с буровыми растворами.

Степень гидратации глины зависит от активности водной фазы, которую регулируют уровнем минерализации и косвенно оценивают по давлению водяных паров. Как показывают результаты исследований ВолгоградНИПИнефть (рис. 9), процесс гидратации глины можно частично снизить (кривая 2) или полно-

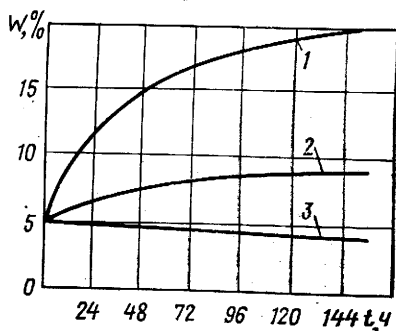


Рис. 9. Кривые изменения влажности образца W во времени t при взаимодействии эмульсии (50 : 50):

1 — без добавки MgCl_2 ; 2 — с 20 % MgCl_2 ; 3 — с 40 % MgCl_2

стью приостановить (кривая 3) путем повышения концентрации электролита в водной фазе инвертной эмульсии.

Инвертные эмульсии отличаются высокой стабильностью свойств. Они устойчивы при большом количестве выбуренной породы.

Эмульсионный известково-битумный раствор (ЭИБР)

ЭИБР — инвертная эмульсия (эмульсия II рода) на основе известково-битумного раствора, содержащая в качестве дисперсной фазы минерализованную воду и твердые компоненты ИБР (битум, известь, барит). По свойствам ЭИБР близок к ИБР, но имеет некоторые отличия, обусловленные высоким содержанием воды, в частности ЭИБР имеет более высокую фильтрацию и пониженный предел термостойкости (180—190 °C).

ЭИБР в зависимости от плотности могут содержать объем водной фазы тем меньший, чем выше плотность раствора. Рекомендуемое относительное объемное содержание водной фазы β в зависимости от плотности приведено ниже:

Плотность	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1
ЭИБР ρ , г/см ³	0,45	0,42	0,39	0,36	0,33	0,30	0,27	0,24	0,21	0,18	0,15
Объемное содержание водной фазы β , доли единицы											

Эти данные позволяют определить относительное содержание воды в зависимости от требуемой плотности эмульсии ρ . Степень минерализации устанавливается, исходя из конкретных условий бурения (наличие в разрезе солей, набухающих глин и т. д.). На основании этих данных вычисляют плотность исходного известково-битумного раствора по формуле:

$$\rho_{\text{исх}} = (\rho - \rho_{\text{в.ф}}) / (1 - \beta),$$

Зная $\rho_{\text{исх}}$, по табл. 5 определяют массовый состав известково-битумной основы эмульсии.

Для повышения устойчивости ЭИБР к обращению фаз, возможному при контакте с выбуренной породой, в него следует вводить до 1 % смада. Специфическими показателями качества ЭИБР являются:

Показатель электростабильности (напряжение электропробоя), В, не менее	250—300
Глиноемкость (максимальная добавка бентонита, которая не приводит к снижению электростабильности), %, не менее	20
Показатель фильтрации, см ³ , не более	1
Содержание воды в фильтрате	0

Известково-битумную основу ЭИБР готовят по той же технологии, что и ИБР. Водную фазу раствора заданной минерализации готовят с добавлением 0,15—0,25 % сульфонола. Водная фаза эмульгируется в известково-битумной основе интенсивным перемешиванием при постоянной подаче ее непрерывной струей, либо небольшими порциями.

Переход на промывку ЭИБР осуществляется по той же технологии, что и переход на промывку ИБР. Свойства ЭИБР регулируют так же, как и свойства ИБР.

Высококонтрированный инвертный эмульсионный раствор (ВИЭР)

ВИЭР разработан во ВНИИБТ, относится к системам на нефтяной основе, получаемым с помощью специального эмульгатора — эмультала. ВИЭР предназначен для бурения скважин с забойной температурой, не превышающей 70 °С. В указанных условиях ВИЭР устойчив при наличии большого количества выбуренной породы и отличается высокой стабильностью свойств.

Состав ВИЭР в расчете на 1 м³: 450 л дизельного топлива или нефти, 450 л водного раствора соли (MgCl₂, CaCl₂ или NaCl); 30—40 л смада; 15—20 л эмультала; 10—15 кг бентонита; барит добавляют до получения плотности, предусмотренной ГТН. Термостойкость ВИЭР на основе эмультала можно повысить введением в его состав окисленного битума в виде 15—20 %-ного битумного концентрата. При температуре до 100 °С концентрация битума должна быть 1 % (10 кг/м³), при 100—120 °С — 2 % (20 кг/м³), при более высокой температуре (140—150 °С) — 3 % (30 кг/м³).

Помимо основных технологических свойств, характерных для буровых растворов и измеряемых общепринятыми методами, специфическими для ВИЭР являются следующие показатели:

Показатель электростабильности, В, не менее	100
Глиноемкость (максимальная добавка бентонита, которая не приводит к снижению электростабильности), %, не менее	20
Показатель фильтрации, см ³ , не более	0,5
Содержание воды в фильтрате	0

Для приготовления ВИЭР используют такие же оборудование и обвязку, как и для приготовления ИБР. Сначала готовят расчетный объем водного раствора соли (MgCl₂, CaCl₂ и NaCl). Характер и степень минерализации предопределяются условиями бурения, т. е. требуемой активностью водной фазы ВИЭР. Затем готовят нефтяной компонент путем равномерного перемешивания дизельного топлива, эмультала и смада и вводят в него бентонитовый порошок. Добавляют водный раствор соли и перемешивают в течение 20—30 мин. При приготовлении ВИЭР нельзя вводить нефтяную фазу в водную среду во избежание образования непрокачиваемой пасты.

Обычно ВИЭР имеет следующие технологические показатели: $\rho = 1,13 \div 1,14$ г/см³, $T = 90 \div 100$ с, $СНС_1 = 2 \div 3$ дПа, $СНС_{10} = 3 \div 5$ дПа, $\Phi = 0 \div 0,5$ см³ за 30 мин. Для утяжеления ВИЭР используют сухой барит 1-го сорта, который вводят через гидросмесительную воронку или ФСМ.

Замена глинистого раствора в скважине на ВИЭР проводится так же, как замена на ИБР.

Основной показатель качества ВИЭР — стабильность (устойчивость к расслоению). Признаки потери стабильности эмульсии — появление

воды в фильтрате, «вспучивание» эмульсии в приемных емкостях, снижение вязкости, которая не повышается после введения воды. Стабильность эмульсии контролируют измерением электростабильности. При снижении напряжения электропробоя ниже 100 В в эмульсию вводят 0,2—0,3 % эмультала (на объем раствора). При повышении показателя фильтрации более 0,5 см³ и появлении воды в фильтрате необходимо в эмульсию добавить смад. Вязкость и СНС снижают путем ввода нефти (или дизельного топлива), а повышают добавкой водного раствора соли. Основные показатели устойчивости ВИЭР (электростабильность и фильтрацию) следует контролировать как в обычных, так и в условиях температуры, превышающей забойную на 15—20 %.

Термостойкий инвертно-эмульсионный раствор (ТИЭР)

ТИЭР разработан ВНИИБТ совместно с филиалом СевКавНИПИ-нефть. Это — инвертная эмульсия на основе мыльного олеогеля (кальциевых жирных кислот окисленного петролатума), катионо-активных ПАВ (АБДМ-хлорида) и органофильных глин, получаемых путем модификации бентонита в среде базовой эмульсии. Мыльный олеогель и органофильная глина обеспечивают получение прочных межфазных адсорбционных слоев и высокую термостойкость эмульсии.

ТИЭР предназначен для бурения скважин с забойной температурой до 200 °С. Преимущества его заключаются в хороших показателях по эффективной вязкости, сдвиговому разжижению и высокой выносящей способности, обеспечиваемой быстрым восстановлением вязкости выше забоя и большой скоростью набора прочности структуры. Оптимальные составы базового ТИЭР с различным пределом термостойкости приведены в табл. 7.

Составы утяжеленных эмульсий в зависимости от их плотности, водомасляного отношения и концентрации органической глины приведены в табл. 8.

Основные показатели, характеризующие устойчивость эмульсии, должны находиться в следующих пределах:

Электростабильность, В	250—450
Показатель фильтрации при 150 °С, см ³	2—3
Содержание воды в фильтрате	0

Таблица 7

Оптимальные составы термостойких эмульсий

Соотношение фаз вода: масло	Содержание мыльного эмульгатора, %		Концентрация бентонита, %			Предел термостойкости, °С
	смад	СаО	черкасского	саригюхского	асканского	
60 : 40	4	2	2,0	1,5	1,0	100
	4	2	3,0	2,0	1,5	125
	4	2	—	3,0	2,0	150
50 : 50	4	2	—	5,0	4,0	180
40 : 60	4	2	—	6,0	5,0	200

Общепринятые технологические показатели обычно соответствуют следующим значениям: $\eta_{пл} = 60 \div 90$ мПа·с, $СНС_1 = 12 \div 85$ дПа, $СНС_{10} = 24 \div 110$ дПа.

Технология приготовления, замена глинистого раствора и регулирование свойств ТИЭР в процессе бурения не отличаются от таковых для ВИЭР. Вязкость и СНС снижают добавкой небольшого количества дизельного топлива или неутяжеленной базовой эмульсии.

Разбурываемые глинистые породы не накапливаются в циркулирующей эмульсии, а полностью выносятся из скважины и легко отделяются от нее с помощью вибросит с сетками с размером ячеек не более 0,6—0,8 мм.

Таблица 8

Оптимальные составы утяжеленных ТИЭР

Соотношение фаз вода: масло	Концентра- ция глины, %	Плотность эмульсии, г/см ³	Предел тер- мостойкости, °С
60 : 40	3	1,25	150
50 : 50	3	1,50	150
40 : 60	3	2,00	180
30 : 70	4	2,25	200
20 : 80	5	2,50	200

Термостойкая инвертная эмульсия на основе порошкообразного эмульгатора эмульсина ЭК-1

Термостойкая инвертная эмульсия разработана ВНИИКРнефтью, обладает высокой устойчивостью к действию температур (до 200 °С) и солевой агрессии. Отсутствие в ее составе водорастворимых ПАВ обеспечивает минимальный переход выбуренной породы в эмульсию, что способствует стабильности ее свойств в процессе бурения.

Количественный и компонентный составы инвертной эмульсии на основе эмульсина ЭК-1 различной плотности приведены в табл. 9.

Содержание хлорида кальция в водной фазе инвертной эмульсии может быть увеличено до 20—25 %, что обеспечивает повышенную устойчивость стенок скважины в глинистых разрезах. Показатели свойств инвертной эмульсии могут изменяться в широких пределах: $\rho = 1,03 \div 2,1$ г/см³, $T = 150 \div 200$ с, $СНС_1 = 3 \div 24$ дПа, $СНС_{10} = 12 \div 48$ дПа, $\Phi = 3 \div 6$ см³ за 30 мин, электростабильность 250—500 В, глиноёмкость

Таблица 9

Количественный (кг/м³) и компонентный составы термостойкой эмульсии

Компоненты	Плотность эмульсии, г/см ³				
	1,04	1,50	1,70	1,90	2,10
Дизельное топливо	377	320	320	325	346
Эмульсин ЭК-1	100	85	79	73	70
Вода	488	396	336	276	230
CaCl ₂	85	83	71	58	47
Жирные кислоты (НЖК)	—	3	4	6	7
Барит	—	612	890	1162	1400

(максимальная добавка бентонита, которая не приводит к снижению электростабильности) не менее 225 г/л, воды в фильтрате нет.

Вначале готовят неутяжеленную нефтяную фазу. В дизельное топливо вводят ЭК-1 и тщательно перемешивают для равномерного распределения его. Затем в полученной смеси дизельного топлива и эмульгатора с помощью струйного диспергатора эмульгируется заранее приготовленный водный раствор хлорида кальция. Интенсивное перемешивание смеси с помощью струйного диспергатора продолжается до достижения показателя электростабильности (величины электропробоя) полученной смеси более 200 В.

Допускается одновременный ввод в нефтяную основу воды и хлористого кальция. В этом случае вначале смесь перемешивают до растворения CaCl_2 , а затем прокачивают через диспергатор для эмульгирования водной фазы. Утяжеляют эмульсию путем прямого ввода сухого барита. При этом добавляют дизельное топливо и жирные кислоты для доведения общего их количества до величины, предусмотренной рецептурой эмульсии данной степени утяжеления.

Буровой раствор на водной основе заменяют инвертной эмульсией так же, как и ИБР. Плотность изменяют утяжелением или разбавлением раствора неутяжеленной эмульсией. Вязкость и СНС увеличивают введением эмульгатора, жирных кислот и водного раствора соли, снижают вязкость и СНС введением дизельного топлива. Фильтрацию уменьшают добавлением эмульгатора и жирных кислот.

Другие рецептуры инвертных эмульсий

Инвертная эмульсия УкргипроНИИнефть: 42 % дизельного топлива, 50 % рассола NaCl , 4 % эмульгатора украина, 4 % мела. Структурообразователь смад является одновременно дополнительным стабилизатором, его содержание колеблется от 2 до 6 % при повышенной температуре, дополнительный структурообразователь — бентонит (0,4—0,6 %). Термостойкость эмульсии до 160 °С.

Инвертная эмульсия Полтавского отделения УкрНИГРИ: 37—42 % дизельного топлива (нефти), 13—15 % смад, 50 % воды, насыщенный NaCl , 5 % гашеной извести, 0,3 % СЖК фракции C_5 — C_{12} , барит добавляют до получения необходимой плотности. Свойства эмульсии до утяжеления: $\rho = 0,94 \div 1,1$ г/см³, $T = 120 \div 150$ с, $\Phi = 1 \div 2$ см³ за 30 мин, $\text{СНС}_1 = 0$ дПа, $\text{СНС}_{10} = 8$ дПа.

Инвертная эмульсия, применяемая при бурении солевых отложений в Белорусской ССР, имеет следующий состав: 75 % дизельного топлива, 15 % гудрнов растительных и животных жиров, 50 % рассола NaCl или пластовой воды, 15—20 % мела (утяжелитель). Свойства эмульсии: $\rho = 1,15$ — $1,20$ г/см³, $T = 130 \div 180$ с, $\text{СНС}_1 = 30$ дПа, $\text{СНС}_{10} = 35$ дПа, $\Phi = 0,5 \div 1,0$ см³ за 30 мин.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ РАСТВОРОВ НА НЕФТЯНОЙ ОСНОВЕ

При приготовлении и применении растворов на нефтяной основе (ИБР и инвертных эмульсий) необходимо выполнять требования, направленные на предотвращение потерь раствора и загрязнения окружающей среды, обеспечение противопожарной безопасности и создание благоприятных условий для работы буровой бригады.

Бурильные трубы при подъеме следует очищать от раствора установленными под ротором обтирателями. До начала приготовления раствора должны быть устранены все возможные каналы его утечки. Под подсвечником и на устье скважины устанавливают поддоны со сливом в циркуляционную систему. При ремонте буровых насосов необходимо применять приспособления против разлива раствора и загрязнения рабочего места: клещи для выемки клапанов, лотки для сбора раствора при снятии лобовых крышек насосов, ковши для вычерпывания раствора при осмотре и смене седел клапанов. Выбуренную породу с выбросит надо собирать в специальную шламовую емкость, установленную на са-нях или тележке, а затем сбрасывать в специально вырытый амбар и сжигать.

Работа с растворами на нефтяной основе проводится в соответствии с действующими «Правилами безопасности в нефтедобывающей промышленности». Однако вследствие повышенной пожароопасности этих растворов необходимо соблюдать ряд специальных положений и правил: 1) емкости для хранения дизельного топлива или нефти следует располагать на расстоянии не менее 50 м от устья скважины; 2) над приемными емкостями буровых насосов, желобной системой, блоком очистки должна быть обеспечена хорошая вентиляция; 3) оборудование, используемое для приготовления раствора (емкости для нефтепродуктов, гидромешалки и т. д.), должно быть заземлено; 4) электропроводка, электропускатели и двигатели блоков приготовления и очистки раствора должны быть во взрывобезопасном исполнении.

Чтобы избежать необходимости проведения сварных работ в процессе приготовления раствора и бурения быстроразъемных узлов оборудования надо монтировать на быстроразъемных соединениях или фланцах. Резервные емкости и амбары в ночное время необходимо освещать прожекторами. У блока приготовления раствора следует монтировать пеновоздушный огнетушитель ОВПС-250. На буровой необходимо иметь постоянный запас сжатого воздуха для обеспечения работы огнетушителя.

Пол буровой, залитый раствором, надо засыпать негорячими материалами (песок, известь, утяжелитель) с последующим сбрасыванием их в специально отведенное место.

Буровое оборудование, полы и ограждения испачканные мазутом, следует очищать паром.

Буровые бригады необходимо обеспечивать спецодеждой с защитными накладками из нефтестойкой резины. При проведении всех работ

следует пользоваться рукавицами. Попавший на кожу раствор надо удалять тампоном, смоченным дизельным топливом, и смыть горячей водой с мылом.

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ВИДЫ РАСТВОРОВ И АГЕНТОВ ДЛЯ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

ГАЗООБРАЗНЫЕ АГЕНТЫ

Использование газообразных агентов при бурении скважин и вскрытии продуктивных пластов имеет следующие особенности:

- 1) отсутствие гидростатического давления в скважине, так как плотность циркулирующего агента составляет $0,0006—0,018 \text{ г/см}^3$;
- 2) лучшая очистка забоя от шлама, который удаляется высокоскоростным потоком газообразного агента;
- 3) отсутствие глинистой корки на стенках скважины;
- 4) низкая вязкость и незначительное содержание твердых частиц в циркулирующем агенте;
- 5) быстрая доставка на поверхность образцов породы для анализа, исследуемые порода и керн почти не загрязняются;
- 6) незначительное влияние зон прекращения циркуляции на технологический процесс углубления скважины;
- 7) точное определение нефтяных и газоносных горизонтов в процессе бурения, что особенно важно при низком пластовом давлении;
- 8) возможность замера дебита продуктивных и водоносных пластов и давления в них без испытания пласта через бурильную колонну;
- 9) отсутствие закупорки продуктивного пласта (либо незначительная закупорка), что создает лучшие условия для его вскрытия;
- 10) рост механической скорости бурения, значительное повышение стойкости долота, что дает возможность увеличить проходку на долото, сократить расход долот, уменьшить число спуско-подъемных операций и ликвидировать непроизводительное время и затраты, связанные с буровыми растворами.

Наиболее благоприятные условия для использования газообразных агентов — сухие разрезы, представленные породами, не склонными к обвалообразованию. Не вызывают осложнений при бурении с продувкой газообразными агентами породы, склонные к слипанию, набуханию или разрушению при контакте с водой (глины, соли, слабосцементированные пески, аргиллиты), в том случае, если разрез сухой.

Газообразные агенты используют на месторождениях, где продуктивные горизонты имеют плохие коллекторские свойства: низкие пористость, проницаемость и пластовые давления. При этом резко сокращается время освоения скважины, увеличиваются ее дебит и коэффициент отдачи пласта.

Способ очистки забоя газообразными агентами целесообразно применять при строительстве скважин в пустынях и засушливых местностях, в условиях бездорожья, в безводных, труднодоступных и горных районах, где водоснабжение затруднено. Этот способ также целесообразен в северных районах, так как изменение температуры практически не от-

ражается на свойствах газообразных агентов. С использованием газообразных агентов можно бурить скважины самого различного диаметра (до 2 м) и различной глубины (до 6000 м).

Газообразными агентами могут быть: воздух от компрессорных установок, природный газ из магистральных газопроводов или близлежащих газовых скважин, выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания (ДВС). Хотя вид агента незначительно влияет на технологический процесс бурения, тем не менее при выборе вида газообразного агента необходимо учитывать не только экономическую сторону, но и безопасность проведения буровых работ.

Природный газ относительно безопасен для бурения скважин, однако на поверхности, где неизбежны утечки, опасность пожара велика.

Сжатый воздух в большей степени гарантирует безопасность проведения работ на поверхности, но приводит к образованию взрывоопасных гремучих смесей в стволе скважины. Взрывоопасность смесей увеличивается при повышении давления нагнетания воздуха. Опасность взрыва возникает тогда, когда в потоке воздуха содержится 6,5—12,8 % метана. Наиболее опасная смесь образуется при содержании метана 9,2 %.

Азот и выхлопные газы ДВС исключают образование взрывоопасной смеси. За рубежом были попытки использовать их в качестве циркулирующего агента. Однако вследствие нерентабельности они не получили широкого распространения.

Как в СССР, так и за рубежом наибольшее распространение получило бурение скважин и вскрытие продуктивного пласта по схеме прямой циркуляции с использованием сжатого воздуха или газа. При применении природного газа от действующей скважины или магистрального газопровода на нагнетательной линии к буровой установке устанавливают редукционный клапан, регулирующий расход газа. Далее на линии монтируют спускные краны и влагоотделители. Газ, выходящий из скважины, сжигается с помощью факела, расположенного на конце выкидной линии (длина не менее 80—100 м). Если газ используется вторично (при замкнутой системе циркуляции), то его предварительно очищают от шлама и влаги в сепараторах и фильтрах, а затем подают в компрессор. Такая схема, хотя и громоздкая, но более экономична, так как способствует снижению суммарного расхода газа на бурение.

Аналогичная схема используется и при бурении с продувкой воздухом. Устье скважины оборудуют вращающимся и плашечным превенторами или специальным герметизирующим устройством, позволяющим устанавливать плашечный превентор. В бурильной колонне монтируют обратный клапан, чтобы избежать перелива при подъеме труб в случае нефте- и газопроявлений.

Бурению скважины с очисткой забоя воздухом или газом предшествуют подготовительные работы: удаление бурового раствора из скважины, высушивание стенок скважины и бурильной колонны. Для эффективного выноса шлама из скважины скорость движения воздуха или газа в затрубном пространстве должна составлять 10—15 м/с. При такой скорости скважина перед сменой долота очищается за несколько минут. Практически считают, что если скважина после спуско-подъемных операций остается чистой, воздух или газ прокачиваются в доста-

Таблица 10

Оптимальная концентрация пенообразующих ПАВ в зависимости от минер

ПАВ	Оптимальная концентрация ПАВ, % к объему воды (в пересчете на активное вещество)	Тип пластовой воды
Сульфонол НП-1	0,23	Гидрокарбонатнокальциевый, сульфатный и хлоридный
Прогресс	0,10	
ОП-10	0,10	
ОП-7	0,10	
КАУФЭ-14	0,12	
Азолят А	0,10	Сульфатно-натриевый
Прогресс	0,20	
ОП-10	0,20	
ОП-7	0,20	
Сульфонол НП-1	0,42	Хлоркальциевые рассолы
Прогресс	1,0—1,2	

точном количестве, если же нет, необходимо увеличить подачу газообразного агента.

Наиболее часто встречающееся осложнение при бурении скважин с очисткой забоя газообразными агентами — попадание влаги в сухую скважину, что приводит к слипанию частиц породы, образованию салников на стенках скважины и бурильных трубах. Основное средство предотвращения этого осложнения — профилактические меры, направленные на недопущение попадания влаги с подаваемым газообразным агентом и, прежде всего, улавливание конденсата с помощью влагопылеотделителей.

Распространенным и эффективным способом преодоления небольших и средних притоков пластовой воды является применение пенообразующих ПАВ. Предельное значение притока пластовых вод для бурения с очисткой забоя воздухом с добавкой ПАВ составляет 120 л/ч. При таких притоках воды добавка ПАВ предотвращает образование шламовых пробок и уменьшает возможность возникновения осложнений вследствие образования мономолекулярного слоя из молекул ПАВ на поверхности частиц, уменьшающего их слипание и налипание на твердые поверхности. Спуск и подъем инструмента облегчаются. Некоторые из ПАВ, рекомендованные для бурения с использованием газообразных агентов, приведены в табл. 10.

ПАВ-вспениватели вводят в скважину с момента поступления в нее воды, о чем можно судить по выносимому шламу: он становится влажным, интенсивность выноса уменьшается, а при значительных водопрооявлениях полностью прекращается. Если ингибирующая способность ПАВ недостаточна для предотвращения коррозии инструмента, рекомендуется в воду, используемую для растворения ПАВ, добавить известь в количестве 2—2,5 кг на 100 л.

Скважина очищается лучше при непрерывной подаче раствора ПАВ. Расход воздуха при бурении с применением ПАВ следует увеличивать на 20—30 % по сравнению с бурением скважин в сухом разрезе.

ализации пластовой воды

Степень минерализации воды	Температура, °C	Допустимое соотношение концентрации шлама и объема воды
Пресная и слабоминерализованная $\rho = 1,0015 \text{ г/см}^3$	20—50	1 : 2—1 : 1 1 : 2—1 : 1 4 : 1—1 : 1 4 : 1—1 : 1 1 : 2 1 : 2
Среднеминерализованная и минерализованная, $\rho = 1,0015 \div 1,0288 \text{ г/см}^3$	20—50	1 : 2 4 : 1—1 : 1 4 : 1—1 : 1 1 : 2
$\rho = 1,19 \text{ г/см}^3$	20—50	1 : 2

Наиболее ответственный этап при бурении с продувкой газообразными агентами — подъем бурильной колонны и заканчивание скважины. После окончания работы долота на забое необходимо проверить герметичность обратного клапана, а затем приступить к подъему бурильных труб, соблюдая особую осторожность при подъеме каждой трубы, так как в случае больших пластовых давлений колонна во время подъема может быть выброшена из скважины.

Чтобы избежать выброса бурильной колонны, рекомендуется по мере возможности подъем осуществлять при открытых выкидных линиях. При опасности выброса скважину надо заполнить жидкостью (раствором или нефтью), для чего на буровой необходимо иметь постоянно в запасе глинистый раствор.

Если в результате остановок бурения в скважине собирается нефть, то для ее вытеснения закачивают небольшие водные пробки, за которыми подают воздух и ПАВ.

Момент вхождения в продуктивный пласт определяют по количеству выходящего газа (по увеличению размера дежурного факела), повышению давления в манифольде, выносу на поверхность нефти. При использовании воздуха содержание газа определяют с помощью газоанализатора, установленного у пульта бурильщика.

Во избежание образования взрывоопасных смесей при вскрытии продуктивного пласта с продувкой воздухом в него рекомендуется добавлять ПАВ.

При очистке забоя газообразными агентами применяется специальная методика геофизических исследований, предусматривающая проведение индукционного каротажа (для оценки истинного сопротивления), нейтронного каротажа (для оценки пористости) и гамма-каротажа (для оценки объемной пористости).

ПЕНЫ

Пена представляет собой агрегативно неустойчивую дисперсную систему, состоящую из пузырьков газа — дисперсная фаза, — разделенных пленками жидкости (или твердого вещества) — дисперсионная среда. Более широко на практике используются пены с жидкой дисперсионной средой.

Пены эффективно применяют при бурении скважин в твердых породах (известняках, доломитах), в пористых поглощающих горизонтах, при вскрытии продуктивных пластов, освоении и капитальном ремонте скважин, если пластовое давление составляет 0,3—0,8 гидростатического. Пены можно также использовать при бурении скважин в многолетнемерзлых породах; они предотвращают их растепление и обеспечивают практически неизменность диаметра ствола скважины.

При бурении с промывкой пенами по сравнению с глинистыми растворами значительно увеличивается механическая скорость бурения (примерно в 4 раза) в твердых породах, предупреждаются поглощения в пористых породах и колюматация проницаемых пластов, а при вскрытии и освоении продуктивных горизонтов возрастает производительность скважин в 1,5—2 раза и сокращаются сроки их освоения в 4—5 раз.

Для получения устойчивости пены в жидкой фазе кроме растворителя должен находиться хотя бы один поверхностно-активный компонент, адсорбирующийся на межфазной поверхности раствор — воздух.

По устойчивости образуемых пен В. К. Тихомиров делит пенообразователи на два типа: пенообразователи первого рода, молекулы которых в объеме раствора и в адсорбционном слое находятся в молекулярно-дисперсном состоянии (низшие спирты, кислоты, крезолы), пены из них быстро распадаются; пенообразователи второго рода, образующие в воде коллоидные системы, пены из которых обладают высокой устойчивостью. К пенообразователям второго рода относятся мыла (Na, K-соли насыщенных и ненасыщенных высших жирных кислот), алкилсульфаты, алкилакрилсульфонаты и оксиэтилированные высшие жирные спирты.

Для повышения стабильности пен в них добавляют реагенты-стабилизаторы (КМЦ, ПАА, ПВС), увеличивающие вязкость растворителя и способствующие замедлению процесса истечения жидкости из пленок. Из неорганических анионов в наибольшей степени способствуют пенообразованию фосфаты. Влияние катионов существенно меньше.

Для получения устойчивой пены в состав пенообразующего раствора должны входить (г/л):

Пенообразующий ПАВ (уменьшается с возрастанием молекулярной массы)	0,5—50
Полимер-стабилизатор пены (КМЦ, ПАА, ПВС)	0,2—0,75
Электролиты (тринатрийфосфат, NaCl)	0,1—0,5
Вода	Остальное

Менее устойчивые пены состоят из 0,5—10 г/л пенообразующего ПАВ и воды.

Пенная система характеризуется следующими свойствами:

1) пенообразующей способностью (вспениваемость) — объемом пены в (мл) или высотой ее столба (в мм), который образуется из по-

стоянного объема раствора при соблюдении определенных условий в течение данного времени;

2) кратностью пены β — отношением объема пены $V_{\text{п}}$ к объему раствора $V_{\text{ж}}$, израсходованного на ее образование, $\beta = V_{\text{п}}/V_{\text{ж}}$;

3) стабильностью (устойчивостью) пены, временем существования определенного объема пены;

4) дисперсностью — средним размером пузырьков или распределением пузырьков по размерам;

5) относительной плотностью, которая может колебаться от $0,5\rho_1$ (ρ_1 — плотность жидкости) до 0 в зависимости от соотношения жидкой и газовой фаз, и прочностью структуры (СНС);

6) теплопроводностью, в некоторых случаях, например при бурении в многолетнемерзлых породах, это важный показатель; коэффициент теплопроводности пен определяется по уравнению Манегольда:

$$\lambda_{\text{п}} = \lambda_{\text{р}} \frac{2}{3} \alpha + \lambda_{\text{в}} (1 - \alpha),$$

где $\lambda_{\text{р}}$, $\lambda_{\text{в}}$ — коэффициенты теплопроводности раствора и воздуха соответственно; α — степень заполнения пены жидкостью.

В промышленности наиболее распространен диспергационный способ получения пен, при котором пена образуется в результате интенсивного совместного диспергирования пенообразующего раствора и воздуха. Технологически это осуществляется следующими методами: 1) действием движущихся устройств (перемешивающих мешалок) на жидкость в атмосфере газа; 2) эжектированием воздуха движущейся струей раствора; 3) пропусканием струи газа через слой жидкости (в барботажных или аэрационных установках).

При приготовлении и применении пен необходимо учитывать, что мыла жирных кислот имеют максимальную пенообразующую способность при $\text{pH}=8\div 9$; алкиларилсульфонаты обладают хорошей пенообразующей способностью при любых pH , кроме $\text{pH}>12$; пенообразующая способность неионогенных ПАВ не изменяется при $\text{pH}=3\div 9$; пенообразующая способность ПАВ увеличивается с увеличением температуры до 90°C ; чем меньше поверхностное натяжение, тем выше пенообразующая способность; соли жесткости подавляют пенообразование; полимерные реагенты-стабилизаторы повышают структурно-механические свойства пен.

Приготовленную пену нагнетают в скважину до полной очистки ее от глинистого раствора, воды, шлама. Промывка пеной способствует уменьшению водопроявлений вследствие закупоривания пузырьками пены трещин, каналов и пор, а также вследствие частичной гидрофобизации поверхности породы. Скорость выноса шлама на поверхность увеличивается в 7—8 раз по сравнению с промывкой водой. При содержании в пене 60—96 % газа в процессе промывки ее поведение аналогично поведению пластичной жидкости.

ВЫБОР БУРОВОГО РАСТВОРА

При выборе типа бурового раствора ставится цель достичь такого соответствия свойств раствора геолого-техническим условиям, при котором исключаются или сводятся к минимуму нарушения устойчивости

Таблица 11

Буровые растворы для разбуривания глинистых пород

Плотность глинистой породы, г/см ³	Коэффициент пористости, %	Минерализация поровой воды, г/л	Обменная емкость, моль 10 ⁻³ , 100 г	Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор
≤ 1,70	> 30	≤ 5	> 44	< 400	Лигносульфонатный Гуматный	400—700	Кальциевый (Ca ²⁺ = 3000 ± 3500 мг/л), калиевый (KCl = 30 ± 50 г/л), Кальциевый (Ca ²⁺ = 300 ± 400 мг/л), лигносульфонатный
1,71—1,80				< 700	То же	700—1200	То же
1,81—1,90				< 1200	Кальциевый (Ca ²⁺ = 1200 ± 2500 мг/л), калиевый (KCl = 30 ± 50 г/л) Лигносульфонатный, хромлигносульфонатный, кальциевый (Ca ²⁺ = 300 ± 400 мг/л), гидрофобизирующий	1200—1800	»
1,91—2,0	30—22	5—13	44—37	> 1700	Кальциевый (Ca ²⁺ = 1200 ± 2500 мг/л), калиевый (KCl = 30 ± 50 г/л) Лигносульфонатный, хромлигносульфонатный, кальциевый (Ca ²⁺ = 300 ± 400 мг/л), гидрофобизирующий	1700—2400	Кальциевый (Ca ²⁺ = 3000 ± 3500 мг/л), калиевый (KCl = 30 ± 50 г/л) Кальциевый (Ca ²⁺ = 300 ± 400 мг/л), лигносульфонатный

Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор
700—1200	Кальциевый ($\text{Ca}^{2+} = 3000 \pm 3500$ мг/л), калиевый ($\text{KCl} = 60 \pm 70$ г/л), гидрофобизирующий	1200—1800	Кальциевый ($\text{Ca}^{2+} = 3000 \pm 3500$ мг/л), калиевый ($\text{KCl} = 60 \pm 70$ г/л), ингибирующий, гидрофобизирующий	>1800	Обработанный солями трехвалентных металлов, стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, на нефтяной основе
1200—1800	Кальциевый ($\text{Ca}^{2+} = 1200 \pm 2500$ мг/л), калиевый ($\text{KCl} = 30 \pm 50$ мг/л), силикатный	1800—2500	То же	>2500	То же
1800—2500	То же	2500—3500	Обработанный солями трехвалентных металлов, стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, на нефтяной основе	>3500	Стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, на нефтяной основе
			Кальциевый ($\text{Ca}^{2+} = 3000 \pm 3500$ мг/л), калиевый ($\text{KCl} = 60 \pm 70$ г/л) Обработанный солями трехвалентных металлов, гидрофобизирующий		
2400—3500	Кальциевый ($\text{Ca}^{2+} = 3000 \pm 3500$ мг/л), калиевый ($\text{KCl} = 60 \pm 70$ г/л), гидрофобизирующий	3500—5000	Обработанный солями трехвалентных металлов, стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, на нефтяной основе	>5000	Стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, на нефтяной основе
	Кальциевый ($\text{Ca}^{2+} = 1200 \pm 2500$ мг/л), калиевый ($\text{KCl} = 30 \pm 50$ г/л), силикатный		Кальциевый ($\text{Ca}^{2+} = 3000 \pm 3500$ мг/л), калиевый ($\text{KCl} = 60 \pm 70$ г/л) Обработанный солями трехвалентных металлов, гидрофобизирующий		

Плотность глинистой породы, г/см ³	Коэффициент пористости, %	Минерализация поровой воды, г/л	Обменная емкость, $\frac{\text{моль}}{10^{-3} \cdot 100 \text{ г}}$	Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор
2,01—2,1				<2300	Кальциевый (Ca ²⁺ = 1200 ÷ ÷ 2500 мг/л), калиевый (KCl = 30 ÷ ÷ 50 г/л) Лигносульфонатный, хромлигносульфонатный, кальциевый (Ca ²⁺ = 300 ÷ ÷ 400 мг/л), гидрофобизирующий	2300—3000	Кальциевый (Ca ²⁺ = 1200 ÷ ÷ 2500 мг/л), калиевый (KCl = 30 ÷ ÷ 50 г/л)
2,11—2,20	22—15	13—22	37—28	<3000	Кальциевый (Ca ²⁺ = 1200 ÷ ÷ 2500 мг/л), калиевый (KCl = 30 ÷ 50 г/л)	3000—4000	Кальциевый (Ca ²⁺ = 3000 ÷ ÷ 3500 мг/л), калиевый (KCl = 60 ÷ ÷ 70 г/л), гид- рофобизирующий
2,21—2,30				<3800	То же	3800—5000	Кальциевый (Ca ²⁺ = 1200 ÷ ÷ 2500 мг/л), калиевый (KCl = 30 ÷ ÷ 50 г/л)
2,31—2,40	15—8	22—80	28—16	<5000	Кальциевый (Ca ²⁺ = 1200 ÷ ÷ 2500 мг/л), калиевый (KCl = 30 ÷ ÷ 50 г/л)	>5000	Кальциевый (Ca ²⁺ = 3000 ÷ ÷ 3500 мг/л), калиевый (KCl = 60 ÷ ÷ 70 г/л); гидрофобизирующий
2,41—2,50				<6000	Гуматный, лигносульфонатный	>6000	Гуматный; лигносульфонатный

Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор
3000—4500	Обработанный солями трехвалентных металлов, стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, на нефтяной основе	4500—6000	ИБР, инвертные эмульсии Стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния	> 6000	ИБР
	Кальциевый ($\text{Ca}^{2+} = 3000 \div +3500$ мг/л), калиевый ($\text{КСl} = 60 \div +70$ г/л); обработанный солями трехвалентных металлов; гидрофобизирующий				
4000—6000	Стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, ИБР, инвертные эмульсии	> 6000	ИБР		
> 5000	Кальциевый ($\text{Ca}^{2+} = 3000 \div +3500$ мг/л), калиевый ($\text{КСl} = 60 \div +70$ г/л), гидрофобизирующий Кальциевый ($\text{Ca}^{2+} = 3000 \div +3500$ мг/л), калиевый ($\text{КСl} = 60 \div +70$ г/л), гидрофобизирующий				
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—

Плотность глинистой породы, г/см ³	Коэффициент пористости, %	Минерализация поровой воды, г/л	Обменная емкость, $\frac{\text{моль}}{100 \text{ г}}$	Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор
2,51	<8	>80	<16	<6000	Гуматный; лигносульфонатный	>6000	Гуматный лигносульфонатный

Примечание. В числителе и знаменателе приведены рекомендуемые буровые растворы для разбуривания глинистых пород с преобладанием в обменном комплексе катиона K^+ и Ca^{2+} .

пород и другие осложнения процесса бурения. Буровой раствор выбирают с учетом классификации горных пород по их устойчивости при бурении, по механизму нарушения состояний и восприимчивости к воздействиям буровых растворов.

Таблица 12

Буровые растворы, рекомендуемые для разбуривания хемогенных пород

Хемогенные породы	Глубина бурения, м			
	≤1000	≤1500	1500—3000	>3000
Галит	Необработанный глинистый соленасыщенный		Стабилизированный соленасыщенный ИБР Инвертные эмульсии	
Галит с прослоями карналлита и (или) бишофитов	То же	Стабилизированный соленасыщенный	На основе гидрогеля магния ИБР Инвертные эмульсии	
Галит с прослоями сульфатов (гипс, ангидрит)	Необработанный глинистый соленасыщенный		На основе гидрогеля магния	То же
Галит с прослоями терригенных пород	Стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, ИБР, инвертные эмульсии			

В зависимости от плотности глинистые породы разделены на пять групп (табл. 11). Каждая группа характеризуется соответствующими значениями пористости, минерализацией поровой воды, емкостью обменного комплекса. Кроме того, глинистые породы характеризуются степенью уплотнения — отношением фактической объемной плотности к плотности нормально уплотненной глины на данной глубине. Если отношение равно +1, то порода на данной глубине имеет нормальное уплотнение, если —1, то порода недоуплотнена.

В табл. 11 приведены буровые растворы для бурения нормально уплотненных глинистых пород и для бурения в глинистых породах с убывающей степенью уплотнения.

В табл. 12 даны классификация хемогенных пород по минералогическому составу и рекомендуемые для их разбуривания системы буровых растворов. Ужесточение требований к буровому раствору с ростом глубины залегания хемогенной породы объясняется увеличением ее растворимости и снижением прочности с повышением давления и температуры.

При разбуривании сцементированных песчаников, доломитов, известняков и прочих устойчивых пород, которые не являются нефтегазовыми коллекторами, к раствору не предъявляются специфические требования (табл. 13). В этих породах возможно применение технической воды, пен, аэрированных жидкостей и воздуха.

Таблица 13

Растворы для бурения в твердых устойчивых породах

Породы	$\rho_{пл} < 0,3 \rho_{г. ст}$		$\rho_{пл} = 0,3 \div 0,8 \rho_{г. ст}$		$\rho_{пл} = \rho_{г. ст}$
	приток воды до 150 л/ч	приток воды до 150 л/ч	приток воды до 30 л/ч	катастро- фические поглоще- ния	
Твердые не склонные к обвалообразованию (известняки, доломиты, песчаники, слабосцементированные пески)	Газообразные агенты		Пены		Вода Полимерные недиспергирующие *

* Минерализация фильтрата бурового раствора не ниже минерализации пластовых вод.

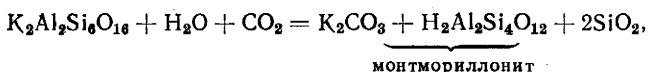
ГЛИНЫ И ГЛИНОПОРОШКИ

Глины — неорганические коллоидные вещества — основной структурообразующий и коркообразующий компонент буровых растворов на водной основе. Глины — сложные полиминеральные по составу полидисперсные осадочные породы, на долю которых приходится около 70 % общего объема осадочных пород. Глинистые породы составляют значительную часть разреза бурящихся скважин во многих нефтегазоносных районах.

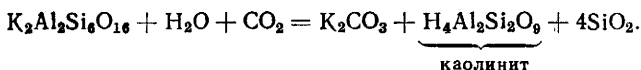
Существенными признаками глин, обусловленными особенностями кристаллического строения входящих в них минералов, являются высокодисперсное состояние, гидрофильность, способность к адсорбции, ионному обмену, набуханию и проявлению упруго-пластично-вязких и тиксотропных свойств в концентрированных и разбавленных суспензиях. Водные суспензии глин, образующие устойчивые тиксотропные структуры, — наиболее распространенный и универсальный тип бурового раствора.

ТИПЫ ГЛИН И ГЛИНОПОРОШКОВ

По химическому составу глинистые минералы относятся к водным алюмосиликатам, алюмомагнийсиликатам или силикатам. Важнейшими к природе являются два алюмосиликатных соединения: ортоклаз ($K_2Al_2Si_6O_{16}$) и альбит ($Na_2Al_2Si_6O_{16}$). Большинство глин — продукт природного разложения (процесса выветривания) этих минералов по следующей схеме:



или в зависимости от условий:



Обычно принято записывать формулы глинистых материалов в следующем виде: $Al_2O_3 \cdot 4SiO_2 \cdot 2H_2O$ — монтмориллонит, $Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$ — каолинит.

Насчитывается более 40 алюмосиликатов, входящих в состав глины. Наиболее важные и широко распространенные группы минералов, — это монтмориллонитовая, каолинитовая, гидрослюдистая и палыгорскитовая, отличающихся друг от друга химическим составом и структурой кристаллической решетки. К монтмориллонитовым минералам относятся монтмориллонит, сапонит, нонтронит, вермикулит; к каолинитовым — каолинит, накрит, галлуазит, диккит, энделлит, аносит; к гидрослюдис-

тым — иллит, гидромусковит; к палыгорскитовым — сепиолит, аттапульгит, палыгорскит.

Большинство глинистых минералов состоит из двух структурных элементов. Первый — алюмокислородный $\text{Al}_2(\text{OH})_6$ толщиной 0,506 нм представлен двумя слоями плотноупакованных атомов кислорода или гидроксильных групп, между которыми на равном расстоянии (от шести кислорода) в октаэдрической сетке размещены атомы алюминия, железа или магния. Второй элемент толщиной 0,493 нм состоит из кремнекислородных тетраэдров, в которых атом кремния равноудален от четырех атомов кислорода. Тетраэдрические группы кремнезема расположены в форме бесконечно повторяющейся гексагональной сетки, образующей слои $\text{Si}_4\text{O}_6(\text{OH})_4$.

Существуют глинистые минералы ленточно-слоистого строения. Их основной структурный элемент представляет собой амфиболовую ленту, состоящую из двух пироксеновых цепочек, соединенных между собой атомами алюминия или магния таким образом, что каждый из них окружен шестью атомами кислорода и образует в плане правильные гексагональные кольца. Различают несколько кристаллических типов глинистых минералов. Первый тип состоит из соединения слоев кремнекислородных тетраэдров и алюмокислородных октаэдров в соотношении 1:1 (каолинит, галлуазит). Второй тип представлен теми же элементами в соотношении 2:1 (гидрослюда, монтмориллонит). К минералам ленточно-слоистой структуры относится палыгорскит. Один из определяющих признаков, зависящий от кристаллического типа глинистых минералов, — отношение $\text{SiO}_4 : \text{R}_2\text{O}$ (где R — Al, Fe).

Приведенные кристаллические структуры глинистых минералов являются идеальными. Реальные структуры значительно отличаются от идеальных наличием ряда несовершенств, к числу которых относятся нестехиометрические замещения катионов в тетраэдрических положениях. При нестехиометрическом замещении атомов кремния и алюминия, входящих в кристаллическую решетку глинистых минералов, частицы глины для компенсации ненасыщенной валентности адсорбируют из окружающей среды катионы. В водном растворе эти катионы способны к диссоциации и эквивалентному обратимому обмену с другими катионами, находящимися в растворе, поэтому они называются обменными.

Эта способность глин поглощать ионы из окружающей среды и выделять эквивалентное количество других ионов, находящихся в данном минерале в обменном состоянии, называется обменной способностью глин. Последняя характеризуется емкостью поглощения, которая выражается количеством обменных катионов (в молях), содержащихся в 100 г сухой глины. Физико-химические характеристики некоторых основных глинистых минералов приведены в табл. 14.

В глинистых минералах обменными являются Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , K^+ , H^+ , NH_4^+ . В природных глинах морского происхождения обменные катионы в основном представлены натрием и калием. Такие глины называются натриевыми. Они обладают повышенными коллоидно-химическими свойствами. В глинах речного происхождения в обменном комплексе преобладают ионы кальция и магния. Кальциевые глины имеют худшие коллоидно-химические свойства. В СССР для бурения используются бен-

Таблица 14

Физико-химические характеристики глинистых минералов

Глинистые минералы	Обменная емкость, 10^{-3} моль/100 г	$\text{SiO}_2/\text{R}_2\text{O}_3$	Эффективная удельная поверхность, $\text{м}^2/\text{г}$	Теплота смачивания, кДж/г
Каолинит	3—15	2—3	20—80	2—13
Галлуазит	5—10	2—3	100—170	—
Иллит	10—40	3—4	400—500	42—55
Сепиолит, аттапульгит, палыгорскит	20—30	2,1—2,5	800—1000	46—122
Монтмориллонит	80—150	4—7	450—900	46—122
Вермикулит	100—150	4—7	—	105—126

тонитовые, суббентонитовые, палыгорскитовые и каолинит-гидрослюдистые глины.

Бентониты состоят в основном из минералов монтмориллонитовой группы. Кристаллическая решетка — трехслойная (2:1). Пакеты образованы из алюмоокислородного слоя октаэдрического (монтмориллонит, нонтронит, бейделит) или триоктаэдрического (сапонит, гекторит) строения, заключенного между тетраэдрическими кремнекислородными слоями, вершины которых повернуты к внутреннему слою.

Верхние и нижние плоскости элементарных пакетов покрыты атомами кислорода, поэтому при их соприкосновении возникают лишь слабые вандерваальсовы силы. В связи с этим при смачивании глины молекулы воды или другой полярной жидкости легко проникают в межпакетное пространство, вызывая его увеличение с 0,96 до 2,14 нм. При этом происходит значительный рост объема глины (набухание) и диспергирование ее до элементарных частиц.

Частицы бентонитовой глины имеют чешуйчатое, пластинчатое строение. Линейные размеры их находятся в пределах 0,01—0,4 мкм и примерно в 10—100 раз превышают их толщину. Удельная поверхность 1 г бентонита очень высока (см. табл. 14). Способность к набуханию обратима. Толщина водных слоев между пакетами зависит от природы обменных катионов.

Величина обменного комплекса у монтмориллонита составляет $(80 \div 150) \cdot 10^{-3}$ моль на 100 г сухой глины. Состав обменных катионов, адсорбированных на плоскостях и гранях пакетов, может быть преимущественно представлен как Na^+ , K^+ , так и Ca^{2+} и Mg^{2+} . Двухвалентные катионы увеличивают силу притяжения между пакетами, поэтому Са-бентонит хуже диспергируется и набухает. Наиболее целесообразно использовать бентониты с высокой емкостью обмена с преимущественным содержанием Na^+ . Такие бентониты образуют суспензии с требуемыми структурно-реологическими свойствами при относительно низкой концентрации твердой фазы.

Палыгорскит (аттапульгит) — водный алюмосиликат магния, имеющий слоисто-ленточное строение. Кристаллическая структура палыгорскита напоминает структуру амфибола и образует цеолитоподобные ка-

налы размером 0,64—0,37 нм. Обменная емкость палыгорскита невысока ($20 \div 30$) 10^{-3} моль на 100 г глины, что объясняется трудностью обмена ионов, прочно связанных с элементами структуры внутри цеолитоподобных каналов, на долю которых приходится значительная часть поверхности минерала. Частицы палыгорскита имеют игловидную форму: длина 1,1—0,6, ширина 0,015—0,035, толщина 0,005—0,015 мкм. Межчастичное взаимодействие обусловлено механическим зацеплением игольчатых частиц. В связи с этим при производстве порошков необходимо стремиться сохранить игольчатую форму частиц.

Гидрослюды (гидромусковит или иллит) имеют структуру, подобную структуре монтмориллонита. Отличие состоит в большом числе изоморфных замещений. В иллите, например, два иона Al^{3+} в октаэдрах могут замещаться двумя ионами Mg^{2+} . Дефицит заряда, локализованный в кремнекислородном слое вблизи поверхности элементарных пакетов, компенсируется необменными катионами K^{+} , размещенными в гексагональных ячейках межпакетного пространства. Большая фиксированность пакетов обуславливает невозможность внедрения между ними полярных жидкостей, а следовательно, и набухания. Обменными являются только катионы, расположенные на краях. Гидрослюдистые минералы преобладают во многих минеральных глинах, применяющихся в качестве местных материалов для буровых растворов.

Каолиниты имеют кристаллическую двухслойную (1:1) решетку без зарядов на поверхности. Элементарные пакеты состоят из слоя кремнекислородных тетраэдров и связанного с ним через общие атомы кислорода алюмоокислородного слоя диоктаэдрического строения. Атомы кислорода и гидроксилы смежных кремнекислородного и алюмоокислородного слоев двух соприкасающихся пакетов находятся друг против друга и по всей площади довольно прочно связаны водородной связью. Поэтому каолинит трудно диспергируется, имеет малую емкость обмена и плохо набухает, так как катионы и вода не могут проникнуть в межпакетное пространство. Частицы каолинита шестиугольные, несколько вытянутые пластинки. Максимальный поперечный размер их 0,3—4, толщина 0,05—2 мкм.

Таблица 15

Показатели качества глин по ТУ 39-044—74

Показатели	Норма при вязкости 25 с по ПВ-5			
	Сорт			
	1	2	3	4
Выход раствора, 10^{-3} м ³ /кг, не менее	10	8	6	<6
Плотность раствора, 10^{-3} кг/м ³ , не более	1,06	1,08	1,10	>1,11
Содержание песка, %, не более	6	7	7	8

Примечания. 1. Выход раствора, приведенный в таблице, численно совпадает с величиной этого показателя, оцененного в м³/т.

2. Сырье для получения палыгорскитового порошка должно удовлетворять требованиям 1-го сорта.

Широко распространены глины смешанных типов, например гидрослюда с монтмориллонитом и каолинитом. Коллоидно-химическая активность таких глин (емкость обмена, набухание и др.) зависит от содержания в них монтмориллонита. Основной показатель качества (сортности) глин — выход раствора — количество кубических метров глинистой суспензии с заданной вязкостью и содержанием песка, полученное из 1 т глины. Технические требования к глинам для приготовления глинопорошков и буровых растворов регламентируются ТУ 39-044—74 (табл. 15).

Недостаток существующих технических условий — отсутствие ограничений снизу на показатели выхода раствора (4 сорт), что в принципе позволяет использовать любую самую низкосортную глину. Техническими условиями определяются также методы контроля, правила приемки, транспортирования и хранения глин и гарантийные обязательства поставщика.

Технологические свойства различных глин СССР и США приведены соответственно в табл. 16 и 17.

Все глины по коллоидным свойствам делятся на три группы.

1. Высококоллоидные бентонитовые глины: саригюхский (1 сорт) и черкасский (1 сорт) бентониты. Эти глины создают хорошие структурированные суспензии при концентрации 3—4 % по объему, что соответствует выходу раствора более 10 м³/т.

2. Глины средней коллоидности — огланлинский, черкасский (2 сорт), саригюхский (2, 3 сорт) бентониты, обеспечивающие выход раствора 10—4 м³/т.

3. Низкоколлоидные глины (дружковская, куганакская, нефтеабдская, биклянская), дающие выход раствора менее 4 м³/т. Они характеризуются высоким содержанием твердой фазы в суспензии (14—22 % объема) и высокой плотностью 1,22—1,35 г/см³.

С целью ускорения приготовления буровых растворов используют глины в виде порошков.

Глинопорошок представляет собой высушенную и измельченную природную (или с добавкой химических реагентов) глину. Для приготовления буровых растворов применяют глинопорошки из бентонитовых, палыгорскитовых и гидрослюдистых глин. В процессе производства возможно повышение качества глинопорошков путем обработки глин различными реагентами во время помола. Лучшие качества бентонитовых глинопорошков, например, получают при введении Na₂CO₃ и акриловых полимеров (М-14, метас).

Эффект модификации выражается в повышении вязкости глинистой суспензии за счет дополнительного диспергирования глины, увеличения объема связанной воды и вязкости дисперсионной среды и усиления гелеобразования. Добавки Na₂CO₃ необходимы для перевода бентонита в Na-форму, которая лучше диспергируется в воде, вследствие чего увеличиваются активная поверхность бентонита и количество адсорбированного полимера, качественно изменяющее характер взаимодействия между контактирующими частицами. Такая обработка позволяет повысить выход раствора из бентонита с 10 до 18—20 м³/т и более.

Технические требования к глинопорошкам, используемым для буре-

Таблица 16

Технологические свойства глин СССР

Глина	Общая обменная емкость, 10 ⁻³ моль/100 г	Состав обменных катионов, 10 ⁻³ моль/100 г		Коэффициент коллоидальности K *	Выход раствора из 1 г глины, м ³	Показатели растворов при вязкости 25 с по ПВ-5						
		Ca + Mg	Na + K			ρ , г/см ³	ϕ , см ²	CHCl ₃ , дПа	CHC ₁₀ , дПа	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0 , дПа	Содержание твердой фазы в суспензии, % объема
Саригюхский бентонит:												
1 сорт	85,49	32,89	43,83	0,85	14,0	1,04	11	24,50	56,80	10,0	40,60	3,00
2 »	73,20	—	—	—	10,5	1,06	12	16,23	45,42	12,0	48,00	4,60
3 »	69,80	—	—	—	7,9	1,08	13	—	18,32	12,6	24,90	5,50
Черкассский бентонит:												
1 сорт	71,54	68,50	3,04	0,89	11,7	1,05	15	94,67	112,94	9,5	42,20	3,41
2	68,16	—	—	—	9,8	1,07	14	51,92	85,51	11,5	51,48	4,08
Огланлинский бентонит	76,43	—	—	—	10,6	1,05	24	33,38	38,70	17,5	23,40	3,85
Дружковская	29,30	9,30	19,90	0,2	3,4	1,22	53	31,54	33,77	9,5	79,56	12,87
Куганакская (талаалаевская)	31,80	13,73	18,35	0,39	2,9	1,23	30	131,37	137,43	7,0	86,92	15,50
Нефтеабадская	24,08	18,80	5,84	0,20	2,0	1,35	33	48,87	54,97	12,0	118,56	23,3
Палыгорскит (3 слой)	29,80	—	—	—	3,48	1,18	19	155,75	161,86	9,0	358,8	12,87
Биклянская	26,82	—	—	—	2,24	1,28	58	33,59	36,65	6,0	122,60	20,80

* K — отношение величины адсорбции метиленовой сини 1 г глины к величине адсорбции 1 г коллоидных частей бентонита.

Таблица 17

Технологические свойства различных глин США, испытанных по методике АНИ

Глины	Выход раствора, м ³ /т	Показатель фильтрации, см ³ , при вязкости 15·10 ⁻³ Па·с	pH
Гекторит (Калифорния)	25,4	7,0	8,6
На-монтмориллонит (Вайоминг)	19,9	11,0	8,2
Са-монтмориллонит (Калифорния)	11,3	15,0	8,7
Са-монтмориллонит (Техас)	2,9	11,0	7,5
Иллит (Иллинойс)	2,1	57,0	7,4
Каолинит (Джорджия)	2,2	190,0	7,0
Аттапульгит (Джорджия)	16,7	105,0	7,1
Галлуазит (Колорадо)	2,7	35,0	7,7

ния (в том числе на основе бентонитов, модифицированных Na₂CO₃ и метасом или М-14), методы контроля, правила их приемки, транспортирования и хранения, а также требования безопасности определяются ТУ 39-043—74. В соответствии с этими ТУ основным показателем качества (сортности) глинопорошка так же, как и глин, является выход раствора (табл. 18).

Технические требования на порошок из палыгорскитовых глин, предназначенный для приготовления и регулирования структурно-механичес-

Таблица 18

Показатели качества глинопорошков по ТУ 39-043—74

Показатели	Норма при вязкости 25 с по ПВ-5				
	Сорт				
	высший	1	2	3	4
Плотность раствора, 10 ⁻³ кг/м ³ , не более	1,043	1,053	1,073	1,100	>1,100
Выход раствора, 10 ⁻³ м ³ /кг, не менее	15	12	9	6	<6
Содержание песка, %, не более	6	6	7	7	8
Влажность, %	6—10	6—10	6—10	6—10	6—10
Ситовый анализ суспензии, остаток на сите:					
с сеткой № 05, %, не более	0	0	0	0	0
с сеткой № 0075, %, не более	10	10	10	10	10

Примечания. 1 Выход раствора, приведенный в таблице, численно совпадает с величиной этого показателя, оцениваемого в м³/т.

2. Высший и частично первый сорт получают модифицированием глин Na₂CO₃ и метасом (или М-14) при помоле.

ких свойств минерализованных буровых растворов, регламентируются ТУ 39-180—76. Основной показатель качества палыгорскитового порошка — способность его образовывать в насыщенном растворе NaCl устойчивую суспензию. Устойчивость суспензии характеризуется величиной отстоя. Показатели качества палыгорскитовых порошков по ТУ 39-180—76:

Влажность, %, не более	25
Тонкость помола — остаток на сите № 020К, %, не более	10
Отстой 7 %-ной суспензии, содержащей 25 % соли (NaCl) на жидкую фазу, за 2 ч, %, не более	2
Содержание песка через 1 мин, %, не более	1

Ниже приведены требования к качеству бентонитовых порошков, регламентируемые стандартом АНИ. Эти требования соответствуют получению 17,5 м³ суспензии (21 г бентонита в 350 см³ дистиллированной воды) с эффективной вязкостью 15 · 10⁻³ Па · с (при градиенте скорости 1022 с⁻¹) из 1 т глинопорошка:

Предельное динамическое сопротивление сдвигу, Па	1,47
Показатель фильтрации, см ³	14
Остаток на сите № 200 (74,36 × 74,36 мкм), %	2,5
Содержание влаги после отправки с места изготовления, %	12

ОБЛАСТЬ И ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ

Глины и глинопорошки применяются при бурении в качестве: коркообразующей и структурообразующей основы для приготовления буровых растворов различных типов; одного из компонентов для приготовления быстросхватывающихся смесей (БСС) и гельцементных паст для борьбы с поглощениями бурового раствора; для приготовления облегченных цементных растворов. В настоящее время комовые местные глины для приготовления буровых растворов используются ограниченно. Каолининовые глины в чистом виде для этих целей вообще не применяются.

Глинопорошки имеют ряд преимуществ перед комовыми глинами: диспергирование (набухание) мелких частиц происходит быстрее и полнее, чем крупных, в связи с чем приготовление бурового раствора из глинопорошка требует меньше времени и раствор получается более высокого качества;

транспортировка глинопорошков, особенно на большие расстояния, обходится дешевле;

применение глинопорошков позволяет механизировать и автоматизировать процесс приготовления раствора.

Технологически и экономически более выгодно использовать бентонитовые глинопорошки, дающие большой выход раствора из 1 т, так как они позволяют облегчить и ускорить приготовление бурового раствора, снизить затраты на транспортировку, приготовление и регулирование свойств раствора и получить растворы высокого качества с низким содержанием твердой фазы, обеспечивающие более высокие технико-экономические показатели бурения.

Глинопорошки с низким выходом раствора обычно требуются, когда необходимо получить большую плотность и пренебречь вязкостью и коркообразующими свойствами раствора. Однако использование низкоколлоидных глинопорошков связано с высоким расходом как глинопорошка, так и химических реагентов и большими затратами времени на приготовление растворов. Из низкоколлоидных глинопорошков получают растворы с недопустимо высоким содержанием твердой фазы. Область применения палыгорскитового порошка обусловлена способностью его одинаково хорошо диспергироваться как в пресной, так и в соленой (до насыщения) воде. Основное его назначение — структурообразующий компонент для соленасыщенных буровых растворов.

Для палыгорскитовой глины характерна замедленная пептизация. Форсирование ее механическим диспергированием приводит к повреждению волокон. Поэтому более целесообразна предварительная гидратация палыгорскита в емкости с последующим диспергированием в воде путем предварительного перемешивания.

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА

Для контроля качества глин и глинопорошков от каждой партии отбирают среднюю пробу. Партия глинистого сырья или глинопорошка представляет собой продукцию одного сорта и одной отгрузки массой не более 130 т. Пробы глинистого сырья массой 3 кг отбирают из каждого вагона не менее чем из пяти мест. Отобранные пробы измельчают до размера кусков 15—20 мм.

Среднюю пробу глинопорошка составляют из проб, отобранных по 500 г из: а) вагона — пять проб не менее чем из пяти мест; б) пяти контейнеров — одна проба; в) 300 мешков — одна проба. Отобранные пробы глинистого сырья или глинопорошка тщательно смешивают и квартованием сокращают до 500 г для бентонитов и 1400 г для сухих глин. Среднюю пробу делят на две равные части, одну из которых подвергают испытаниям в соответствии с требованиями ТУ, а другую упаковывают, опечатывают и хранят в лаборатории в течение 2 мес на случай арбитражного анализа.

Для анализа среднюю пробу глинистого сырья высушивают под электрической зеркальной инфракрасной лампой накаливания до остаточной влажности 8—10 % и измельчают до величины кусков 3—5 мм, а затем в лабораторном измельчителе до величины частиц не более 0,25 мм с остатком на сите № 0071 не более 30 %. Затем из измельченной глины или глинопорошка готовят раствор вязкостью 25 с по ПВ-5. Для этого в фарфоровую кружку вместимостью 1500 мл наливают 1000 мл воды, нагретой до кипения, и помещают ее в водяную баню с той же температурой. При перемешивании на лабораторной мешалке вертикального действия с четырехлопастной насадкой диаметром 40 мм, высотой 15—18 мм и частотой вращения 1000 об/мин в воду засыпают 100—140 г бентонитового порошка или 200 г и более порошка из других глин, перемешивают 5 мин, затем раствор охлаждают до 20 °С и определяют его вязкость, перед замером которой раствор перемешивают на мешалке 5 мин.

Если вязкость более 25 с, раствор разбавляют водой. Менее вязкие растворы готовят заново с увеличенной навеской глинопорошка. Замеры повторяют до совпадения двух последовательных результатов. Далее проводят анализ свойств суспензии.

Определение плотности раствора

Плотность раствора определяют пикнометром. Для этого тщательно перемешанный раствор заливают в стеклянный пикнометр вместимостью 50 мл с капиллярным отверстием в пробке и взвешивают. Предварительно определяют массу пустого пикнометра и его водное число — объем воды, заполняющей пикнометр при 20 °С. Плотность раствора (в г/см³)

$$\rho_p = (a - c)/b,$$

где a — масса пикнометра, заполненного раствором, г; c — масса пустого пикнометра, г; b — водное число, см³.

Плотность рассчитывают с точностью до 0,001 г/см³ на основании не менее двух совпадающих определений. Для 2—4 сортов допускается расчет с точностью до 0,01 г/см³.

Определение выхода раствора

Выход раствора в м³/т рассчитывают, исходя из плотности раствора ρ_p его вязкости $T=25$ с. Принимают плотность абсолютно сухой глины $\rho_t=2,70$ г/см³, тогда

$$B = 0,63/(\rho_p - 1),$$

Расчет производят с точностью до 1,0 м³/т.

Определение содержания песка

В стакан наливают 300 мл воды, нагретой до кипения, прибавляют 10 мл 5 %-ного раствора пирофосфата натрия и всыпают при размешивании мешалкой $10 \pm 0,01$ г глины. Размешивают 15 мин. Полученную суспензию выливают на сито № 0071. Остаток на сите промывают струей воды и переносят в предварительно взвешенную фарфоровую фашку. В чашке остаток растирают резиновой пробкой и, декантируя, промывают до исчезновения мути. Остаток высушивают под инфракрасной лампой до постоянной массы и определяют процентное содержание песка

$$П = (a \cdot 100)/g,$$

где a — масса остатка в чашке, г; g — навеска глины, г (в расчете на абсолютно сухую).

Определение влажности глинопорошков

Навеску глинопорошка (10 г) помещают в сушильный шкаф в стеклянной бюксе; высушивают пробу при $105^\circ \pm 5^\circ \text{C}$, пока разность между двумя последовательными взвешиваниями станет менее 0,01 г. Первое

взвешивание производят через 2 ч, повторные — через каждые 30 мин до получения постоянной массы. Перед взвешиванием пробы охлаждают в эксикаторе с безводным хлористым кальцием. Содержание влаги (в %):

$$W = (p - p_1) \cdot 100/p,$$

где p — масса влажного образца, г; p_1 — масса высушенного образца, г.

Для ускоренного определения влажности 10 г глинопорошка помещают в фарфоровую чашку так, чтобы толщина слоя не превышала 2 мм и нагревают под инфракрасной лампой. Первое взвешивание производят через 4 мин и повторяют подсушивание до получения постоянной массы.

Ситовый анализ суспензии

В фарфоровый стакан вместимостью 400 мл наливают 100 мл воды, при размешивании мешалкой насыпают 10 г (в расчете на сухое вещество) глинопорошка и перемешивают 5 мин. Полученную суспензию высыпают на сито с сеткой № 05, установленное над ситом с сеткой № 0071, и промывают в течение 1 мин струей воды из колбы для промывания с резиновым баллоном. После этого сито с сеткой № 05 снимают и продолжают промывание сита с сеткой № 0071 еще в течение 3 мин. Остатки с обоих сит смывают в фарфоровые чашки, сушат под инфракрасной лампой, взвешивают и рассчитывают в % к первоначальной навеске.

Для палыгорскита некоторые общие для глин и глинопорошков методы испытаний (тонкость помола, содержание песка) видоизменены с учетом специфики строения его частиц и, кроме того, предусматривается контроль некоторых показателей, отражающих его целевое назначение, в частности, отстой соленасыщенной суспензии.

Определение тонкости помола палыгорскитового порошка

Из 90—100 г высушенного порошка палыгорскита отбирают 5—10 г, высыпают на сито № 020К и протирают на бумагу кисточкой до прекращения просеивания. Остаток порошков взвешивают на технических весах. Тонкость помола (Т. П. в %) определяется по формуле

$$Т.П. = (b \cdot 100)/a,$$

где b — остаток на сите, г; a — навеска пробы порошка, г.

Определение содержания песка в палыгорскитовом порошке

Отстойник ОМ-1 (или Лысенко) заполняют 450 мл воды, а затем 50 мл испытуемой суспензии порошка палыгорскита и взбалтывают в течение 1 мин. После этого отстойник устанавливают вертикально, оставляют в покое 1 мин и измеряют объем осадка. Умножив его на два, получают процентное содержание песка.

Определение отстоя

Для приготовления суспензии 35 г палыгорскитового порошка (в расчете на сухое вещество) высыпают в предварительно приготовленный раствор хлористого натрия, содержащий 115 г NaCl и 350 см³ воды. При приготовлении раствора соли необходимо учесть воду, содержащуюся в навеске порошка палыгорскита. Суспензию перемешивают на лопастной лабораторной мешалке вертикального действия при частоте вращения 4700 ± 200 об/мин в течение 30 мин.

Для определения отстоя 100—200 см³ приготовленной суспензии выливают в мерный цилиндр и оставляют в покое на 2 ч. Величину отстоя (в %) определяют по формуле

$$O = (b \cdot 100) / a,$$

где b — величина осветленной части суспензии, см³; a — общее количество суспензий, см³.

ТРАНСПОРТ И ХРАНЕНИЕ

Глина транспортируется в чистых железнодорожных вагонах или автомашинах. Хранят ее по сортам на очищенных бетонированных площадках в условиях, исключающих попадание влаги и загрязнений.

Глинопорошки, затаренные в четырех-пятислойных крафт-мешках или контейнерах, перевозят в железнодорожных вагонах или автомашинах; в случае пневматической загрузки и выгрузки — в вагонах-цистернах или автоцементовозах (хоперах). Хранят глинопорошки по сортам в условиях, предотвращающих попадание влаги. При хранении глинопорошков на складах мешки укладывают штабелем вперевязку. Высота штабеля не должна превышать 1,5 м. Допускается складирование бумажных мешков, уложенных вперевязку, на деревянных или железных поддонах высотой не более 1,2 м, поставленных в один — три яруса.

Глинопорошки негорючи и не взрывоопасны. При упаковке их в крафт-мешки (или контейнеры) должна быть обеспечена естественная или принудительная вентиляция рабочего места. Рабочие, занятые на участке модифицирования глинопорошков кальцинированной содой, на упаковочных машинах и погрузочно-разгрузочных работах, должны быть обеспечены спецодеждой, респираторами и противопылевыми очками для защиты органов дыхания и глаз.

ДИСПЕРСИОННАЯ СРЕДА РАСТВОРОВ

По составу дисперсионной среды буровые растворы делятся на два типа: 1) растворы на водной основе, дисперсионной средой которых является вода (пресная или морская) и рассолы солей; 2) растворы на углеводородной основе, дисперсионной средой которых является нефть или нефтепродукты (главным образом дизельное топливо).

ВОДА (ПРЕСНАЯ, МОРСКАЯ)

Вода — самое распространенное соединение, имеющее очень важное значение в разнообразных процессах живой и неживой природы и практической деятельности человека. Вода — очень реакционноспособное соединение вследствие наличия в ее молекуле двух неподдельных пар электронов. Она растворяет многие неорганические и органические вещества. Из неорганических соединений в воде растворимо большинство солей, кислот и оснований, их растворы являются электролитами. Газы, как правило, хорошо растворимы, если они вступают с водой в химическое взаимодействие (NH_3 , CO_2 , HCl , SO_2 и др.). Из органических веществ в воде растворимы те, в молекулах которых имеются полярные группы.

При растворении веществ вода присоединяется к молекуле вещества или ионам — гидратация. Последняя может сопровождаться значительными тепловыми эффектами. Ионы гидратируются тем сильнее, чем больше их заряд и меньше радиус. При выделении веществ из раствора вода, связанная в гидратах, остается в их составе в качестве кристаллизационной.

Природные воды характеризуются: 1) сухим остатком — условным показателем, определяющим содержание (в мг/л) растворенных и коллоидных примесей, остающихся при выпаривании воды; 2) наличием легко окисляющихся примесей в мг на 1 л O_2 , израсходованного на окисление в стандартных условиях; различают перманганатную и бихроматную окисляемость; 3) общим содержанием — суммарной концентрацией — растворенных в воде минеральных солей; 4) жесткостью, выражаемой в моль/л; общая жесткость воды делится на карбонатную и некарбонатную; карбонатная жесткость обуславливается присутствием в воде карбонатов и бикарбонатов Ca^{2+} и Mg^{2+} ; некарбонатная — остальных солей этих катионов (хлоридов, сульфатов и др.).

Природные воды, содержащие до 0,1 % растворенных веществ, называются пресными; от 0,1 до 5 % — минерализованными; свыше 5 % — рассолами. Данные о составе некоторых природных вод на территории СССР приведены в табл. 19.

Средняя соленость океанских и морских вод (в г/л) приведена ниже:

Каспийское море	9,5—11
Черное море	17—18
Мировой океан	33—38

Качество воды имеет важное значение для приготовления и химической обработки буровых растворов. Им определяется выбор типа глины и химических реагентов. Наиболее приемлема для приготовления буровых растворов пресная вода, обеспечивающая при прочих равных условиях максимальные выход раствора из 1 т глины, вязкость и способность к структурообразованию. Однако во многих нефтяных районах (пустыни, море) доступными для использования являются минерализованные жесткие воды (пластовая, морская). Наиболее широко используется морская вода. Жесткая минерализованная вода дает более низкий выход глинистого раствора и с худшими свойствами. Чем больше минерализация и жесткость воды, тем больше требуется бентонита для получения удовлетворительного раствора и выше расход реагентов.

Таблица 19

Состав природных вод на территории СССР (в мг/л)

Воды	Сухой остаток	Окисляемость по кислороду	Содержание		
			Ca ²⁺	Mg ²⁺	SO ₄ ²⁻
Реки					
Амур	134,2	21,2	28,4	0,24	—
Волга	433,0	5,5	99,2	19,0	117,4
Днепр	270,0	9,8	64,2	12,0	48,0
Исеть	200,0	11,6	34,6	13,48	13,73
Кама	338,0	13,1	35,4	7,3	25,4
Кура	445,6	21,5	75,0	19,5	136,5
Москва	344,0	19,38	65,0	15,5	32,98
Нева	67,2	7,64	11,8	2,8	5,3
Обь	256,0	13,3	39,6	14,8	20,6
Ока	427,0	6,4	81,3	16,1	115,7
Урал	550,0	4,0	121,0	25,8	—
Чусовая	324,0	3,53	40,5	15,4	15,1
Озера					
Байкал	91,4	—	15,2	4,2	4,9
Балхаш	1775,0	—	38,7	106,0	572,0
Море					
Каспийское	—	—	360,0	730,0	3050,0

Продолжение табл. 19

Воды	Содержание		Жесткость, моль/л	
	Cl ⁻	SiO ₃ ²⁻	общая	карбонатная
<i>Реки</i>				
Амур	4,62	12,5	1,45	1,04
Волга	15,3	13,8	6,50	3,32
Днепр	16,0	12,55	4,21	3,00
Исеть	15,3	17,70	2,80	2,75
Кама	99,0	14,3	2,35	1,26
Кура	13,0	21,3	5,35	3,50
Москва	34,74	7,15	4,49	4,28
Нева	6,57	—	0,79	0,5
Обь	0,88	5,1	3,18	2,95
Ока	14,4	—	5,39	2,56
Урал	85,0	91,2	8,2	5,0
Чусовая	2,99	2,5	3,5	0,45
<i>Озера</i>				
Байкал	1,8	—	1,11	—
Балхаш	345,0	10,1	11,4	3,18
<i>Море</i>				
Каспийское	5350,0	8,0	76,7	3,57

Если есть возможность выбора воды, необходимо испытать ее на содержание и остановиться на менее минерализованной и менее жесткой. Иногда экономически целесообразно перед использованием воды подвергнуть ее химической обработке с целью уменьшения жесткости.

РАССОЛЫ СОЛЕЙ

Необходимость использования рассолов солей в качестве дисперсионной среды буровых растворов возникает при:

1) разбуривании отложений солей, когда для предупреждения растворения пластов соли и увеличения диаметра ствола скважины водная фаза раствора насыщается солями; обычно используются рассолы NaCl , если отложения солей представлены галитом, и MgCl_2 , если имеются пропластки карналлита и бишофита;

2) бурении в неустойчивых увлажненных глинистых сланцах с высокой минерализацией поровой воды, когда возникает необходимость повышения концентрации электролитов с целью уравнивания осмотической активности раствора и поровой воды для сохранения их в устойчивом состоянии, например, при использовании калиевых растворов, концентрацию KCl в которых иногда требуется увеличивать до 10 %;

3) необходимости получения растворов высокой плотности (до $2,5 \text{ г/см}^3$).

Плотности насыщенных растворов различных солей даны в приложении.

Если в воде содержится более 5 % солей, то обычные глины и бентонит теряют свои гелеобразующие и вязкостные свойства. В этом случае необходимо использовать специальные солестойкие глины (например, палыгорскит), либо специальные методы приготовления раствора, заключающиеся в предварительной гидратации глины в пресной воде, стабилизации глинистой суспензии солестойкими полимерами и последующем насыщении водной фазы раствора солями.

НЕФТЬ И НЕФТЕПРОДУКТЫ

Природные нефти и нефтепродукты определенного состава и не опасные в пожарном отношении используются в качестве дисперсионной среды растворов на нефтяной основе и гидрофобных (инвертных) эмульсионных растворов. Наиболее широко для этих целей применяется дизельное топливо. Состояние асфальтенов, основного коллоидного компонента растворов на нефтяной основе, степень их ассоциации зависят от содержания в дисперсионной среде ароматических и парафиновых углеводородов. Первые пептизируют асфальтены, вторые вызывают их коагуляцию. С учетом этого оптимальным для дизельного топлива является содержание 10—20 % ароматических углеводородов и 30—50 % парафиновых. Этим требованиям отвечает дизельное топливо марок ДЛ и ДЗ (летнее и зимнее).

Нефть также используется для приготовления растворов на нефтяной основе. Наиболее пригодны для этого нефти, содержащие не менее 3—5 % асфальтенов и 8—12 % смол. С целью повышения температуры вспышки нефти ее рекомендуется предварительно выветривать или прогревать (до $80\text{--}100^\circ\text{C}$), чтобы удалить растворенный газ и легкие фракции.

ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ

Химические реагенты применяются для приготовления и обработки буровых растворов с целью придания им необходимых свойств, для изменения вязкости, прочности структуры и водоотдачи. Химическая обработка — основное средство регулирования свойств растворов в процессе бурения. За последние 20 лет резко увеличен ассортимент химических реагентов, разработаны новые принципы и методы обработки. Поскольку современные реагенты стоят дорого, их следует использовать разумно и не сводить к нулю эффективность обработки неправильным выбором типа реагента, условий его применения и методов обработки. Кроме того, некоторые химические реагенты представляют опасность для обслуживающего персонала.

Поэтому важно, чтобы инженерно-технические работники и буровая бригада были полностью осведомлены о назначении реагента, его физико-химических и технологических свойствах, оптимальных условиях эффективного применения, методах контроля за качеством и безопасного обращения с реагентом и могли оказать первую помощь при несчастном случае.

КЛАССИФИКАЦИЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

Химические реагенты и материалы классифицируются по различным признакам, например по химической природе, физико-химическим свойствам (термостойкости, устойчивости к электролитам), по их назначению, особенностям действия и т. д. Для практических целей наиболее приемлемой является классификация реагентов по их назначению, а для научно-исследовательских — по химической природе.

Классификация химических реагентов и материалов по их назначению и химической природе

По назначению химические реагенты и материалы можно разделить на две большие группы: реагенты и материалы общего назначения и реагенты специального назначения. По химической природе реагенты делятся на неорганические (основания, соли) и органические (низкомолекулярные и высокомолекулярные, полимерные вещества различной химической природы).

Реагенты и материалы общего назначения используются для приготовления базового раствора, регулирования его структурно-реологических свойств и фильтрации. К ним относятся реагенты различного функционального назначения.

1. Для регулирования pH обычно используют неорганические вещества; основания (каустическая сода NaOH , известь Ca(OH)_2), щелочные (карбонат натрия Na_2CO_3) и кислые (бикарбонат натрия NaHCO_3) соли, изменяющие концентрацию водородных ионов в растворе.

2. Структурообразующие коллоиды — материалы, придающие tiksотропные свойства раствору. Это неорганические коллоиды — глины (бентонит, палыгорскит, асбест), а для растворов на нефтяной основе —

органофильные глины и битумы. В последние годы за рубежом в так называемых безглинистых растворах роль структурообразователя выполняют специальные органические полимеры из класса полисахаридов, в частности биополимер ХС, а также синтетические полимеры.

3. Понижители фильтрации — химические реагенты и материалы, снижающие отделение дисперсионной среды раствора при фильтрации через проницаемые пласты. В качестве понизителей фильтрации обычно используются неорганические и органические коллоиды. Неорганические коллоиды — бентонит; органические — природные и синтетические высокомолекулярные полимеры различной химической природы, в частности: гуматные реагенты — углещелочной реагент УЩР;

лигносульфонаты — конденсированная сульфит-спиртовая барда КССБ-1, КССБ-2, КССБ-4;

полисахариды — крахмал, декстран и эфиры целлюлозы (карбоксиметилцеллюлоза КМЦ, оксиэтилцеллюлоза ОЭЦ и др.);

акриловые полимеры — гидролизованные полиакрилонитрил (гипан, К-4), полиакриламид (РС-2), сополимеры метакриламида и метакриловой кислоты (метас), метилметакрилата и метакриловой кислоты (М-14).

4. Разжижители — химические реагенты, снижающие предельную прочность структуры, тиксотропию и повышающие подвижность раствора. Основные функции разжижителей — дефлокуляция, разрушение ассоциаций частиц глинистых минералов, блокирование за счет адсорбции активных участков на их поверхности и создание мощных гидратных оболочек, отделяющих частицы на расстояния, при которых силы притяжения уже не столь интенсивны. В качестве разжижителей используются химические реагенты органической и неорганической природы, которые по химическому составу можно разделить на следующие группы:

а) органические реагенты: гуматные — углещелочной реагент УЩР; производные лигнина — активированные гидролизные лигнины (нитро-лигнин); лигносульфонаты и их производные (лигносульфонат кальция, феррохромлигносульфонат ФХЛС, хромлигносульфонат — оксил); разжижающим действием обладают КССБ-1, КССБ-2, КССБ-4; природные и синтетические танины — экстракты таниносодержащих деревьев, полифенолы лесохимические ПФЛХ, синтаны;

б) неорганические реагенты: комплексные фосфаты — гексаметафосфат натрия (NaPO_3)₆, тринатрийфосфат Na_3PO_4 , триполифосфат натрия $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$ и др.

Реагенты и материалы специального назначения служат для придания буровым растворам специальных свойств (ингибирующих, смазочных, эмульгирующих и др.) либо для устранения недостатков и повышения эффективности реагентов общего назначения (устранения пенообразования, ферментативной и термической неустойчивости, агрессивного влияния поливалентных ионов, сероводорода и др.).

1. Ингибиторы сланцев и глинистых пород — реагенты, предотвращающие гидратацию, набухание и дезинтеграцию глинистых пород. Это неорганические электролиты — известь $\text{Ca}(\text{OH})_2$, хлористый кальций CaCl_2 , гипс CaSO_4 , соль NaCl , хлористый калий KCl , алюмокалиевые квасцы $\text{KAl}(\text{SO}_4)_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$, силикат натрия Na_2SiO_3 . Наиболее эффективно эти добавки действуют в сочетании с высокомолекулярными полимерами

(КМЦ, акриловыми полимерами), адсорбция которых на глине способствует более эффективному предотвращению ее гидратации и дезинтеграции.

2. Термостабилизирующие добавки — химические реагенты, предотвращающие загустевание, повышающие подвижность бурового раствора и улучшающие действие разжижителей при высоких температурах, а также антиоксиданты — вещества, замедляющие термоокислительную деструкцию. В качестве термостабилизирующих реагентов используются анионные соединения хрома (хроматы и бихроматы натрия или калия Na_2CrO_4 , K_2CrO_4 , $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ и $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$), а в качестве антиокислителя — ароматические амины (анилин), алкилфенолы (фенолы эстонских сланцев), аминокспирты (этаноламин), а также природные вещества, содержащие окси- и аминопроизводные ароматических соединений (древесный деготь, окисленные гуматы).

3. Смазочные добавки уменьшают коэффициент трения и придают буровому раствору смазочные свойства при высоких давлениях. Они служат для предупреждения прихватов, уменьшения крутящего момента и увеличения мощности, передаваемой на долото, а также для повышения износостойкости опор долота. Для этой цели используют нефть, графит, а также окисленный петролатум смад-1, гудроны от переработки растительных масел СГ-1.

4. Поверхностно-активные вещества (ПАВ) — вещества, снижающие поверхностное натяжение на границе раздела фаз (жидкость — жидкость, жидкость — газ, жидкость — твердое тело). Их применяют для качественного вскрытия продуктивных пластов. К таким добавкам относятся водорастворимые ПАВ ионогенного типа (анионоактивные) — сульфонол, сульфонатриевые соли сланцевых смол СНС и неионогенные — ОП-10, УФЭ₈.

5. Эмульгаторы служат для образования однородной смеси двух не смешивающихся жидкостей и предотвращения коалесценции эмульгируемой (дисперсной) фазы. Основная область применения эмульгаторов — эмульсионные растворы. Обычно большинство реагентов (УЦР, ССБ, КССБ, окзил, крахмал, М-14, глинистая фаза) — хорошие эмульгаторы прямых эмульсий. Кроме того, применяются водорастворимые ПАВ ионогенного типа (сульфонол) и неионогенные ПАВ (ОП-10).

6. Пеногасители предназначены для предупреждения и ликвидации вспенивания, вызываемого некоторыми реагентами, которые используют для химической обработки буровых растворов, например ССБ, КССБ, нитролигнин, окзил, феррохромлигносульфонат или ПАВ, в частности сульфонол. Наиболее широко распространены следующие пеногасители: сивушное масло, соапсток, кальциевый мылонафт, полиметилсилоксановые жидкости ПМС, синтетические жирные спирты, окисленный петролатум, стеарат алюминия, резиновая или полиэтиленовая крошка в дизельном топливе (РС и ПЭС).

Свойства и эффективность пеногасителей, используемых в бурении, приведены в приложении.

7. Бактерициды (антисептики) — добавки, служащие для предотвращения ферментативного разложения реагентов. Обычно для этой цели используют вещества как неорганической природы (каустическая сода

NaOH, известь $\text{Ca}(\text{OH})_2$, соль NaCl), так и органической (формальдегид, параформальдегид, фенол).

8. Реагенты для связывания ионов кальция и магния служат для предохранения бурового раствора, обработанного реагентами, несовместимыми с поливалентными катионами, от загрязнения ангидритом, гипсом и другими солями кальция или магния. В качестве этих реагентов используют неорганические соли и основания, образующие с поливалентными катионами нерастворимые или малорастворимые соединения, такие как кальцинированная сода (карбонат натрия Na_2CO_3), бикарбонат натрия NaHCO_3 , полифосфаты и каустическая сода NaOH.

9. Ингибиторы коррозии — вещества, замедляющие или предотвращающие коррозию бурового оборудования. Для предотвращения коррозии в буровые растворы, а также в воздух или газ, если бурение ведется с промывкой этими агентами, добавляют неорганические реагенты: основания (известь $\text{Ca}(\text{OH})_2$, каустическую соду NaOH) и соли (сульфит натрия Na_2SO_3 , карбонат цинка ZnCO_3 , а в случае соленасыщенных растворов — хромат натрия Na_2CrO_4).

10. Реагенты, связывающие сероводород, это карбонат цинка ZnCO_3 , железистые утяжелители и щелочные добавки, например каустическая сода NaOH.

11. Флокулянты — полимерные вещества, способствующие флокуляции твердых частиц с последующим выделением их в осадок. В качестве флокулянтов используют частично гидролизированный полиакриламид, сополимеры метакриловой кислоты с метакриламидом (метас) и метилметакрилатом (М-14) и др.

12. Пенообразователи — ПАВ, образующие пену в присутствии воды. Обычно их применяют при разбуривании водоносных горизонтов с продувкой забоя воздухом или газом. В качестве пенообразователей могут быть использованы жирные кислоты (пальмитиновая, стеариновая) и их щелочные соли, а также алкиларилсульфонаты (сульфонол) и другие ПАВ.

13. Закупоривающие материалы служат для предотвращения поглощения бурового раствора в сильнопроницаемые, трещиноватые или кавернозные пласты. В качестве закупоривающих добавок используются различные материалы: волокнистые (древесные опилки, хлопковая шелуха, измельченная кора деревьев, синтетические и животные волокна); чешуйчатые (слюда, целлофан); зернистые (скорлупа грецких орехов, измельченная пластмасса, резиновая крошка, размельченный асфальт и др.).

ПОНИЗИТЕЛИ ФИЛЬТРАЦИИ

Углещелочной реагент (УЩР) — продукт взаимодействия бурого угля и щелочи NaOH. Реагент предложен В. С. Барановым и З. П. Букс в 1934 г. Основным компонентом УЩР являются натриевые соли гуминовых кислот (гуматы натрия). Содержание их в буром угле, идущем на приготовление УЩР, должно быть не менее 35 %. Гуминовые кислоты представляют собой цепочки конденсированных ароматических (бензольных) колец с боковыми ответвлениями. Часть атомов водо-

рода бензольных колец и ответвления замещены гидроксильными (ОН) и карбоксильными (СООН) кислотными группами, которые легко переходят в солевую форму.

Реагент представляет собой порошкообразную рассыпчатую массу, затаренную в четырех-пятислойные бумажные крафт-мешки массой 40 кг. В соответствии с ТУ 39-01-247—76 УЩР выпускается двух марок — А и В, которые должны отвечать техническим требованиям, приведенным ниже:

Марка УЩР	А	В
Показатель фильтрации 10 %-ной суспензии бентонита, обработанной 5 % УЩР (в расчете на сухое вещество), см ³ , не более	6	8
Содержание влаги, %, не более	22	28
Общее содержание NaOH для буровых растворов на пресной воде, %	16 ± 2	16 ± 2
Остаток на сите № 020 с размером ячеек 2,5 мм, %, не более	4	Не определяется

Реагент можно готовить непосредственно на буровой путем действия щелочи на бурый уголь в водном растворе. Оптимальное соотношение компонентов: бурого угля 13 %, щелочи 2 % (в расчете на сухие вещества), остальное вода. Состав реагента принято записывать упрощенно, например УЩР-13-2. Реагент хорошего качества должен содержать в растворе 15 %-ной концентрации 3,5—4,5 % гуматов.

УЩР предназначен для общего улучшения качества буровых растворов, в частности для снижения их фильтрации. При оптимальных добавках в разбавленном виде УЩР улучшает также и структурно-реологические свойства. Он пригоден при добавке к пресным растворам или в условиях небольшой их минерализации (1,5—2 %), а также к известковым растворам с высоким рН, где он хорошо выполняет функции понизителя показателя фильтрации.

Реагент обеспечивает сохранение низкого показателя фильтрации пресных растворов при температуре до 200 °С, при содержании NaCl 0,5 % и температуре до 130—140 °С, а в известковых растворах — до 120 °С. Добавка 0,05—0,25 % хроматов или бихроматов Na и К обеспечивает возможность применения УЩР в известковых растворах при температуре до 140 °С, в пресных растворах выше 200 °С.

УЩР теряет разжижающее действие при содержании NaCl 1—1,5 %, а способность снижать водоотдачу — при 3 % NaCl. В зависимости от типа глины и раствора оптимальные добавки УЩР для снижения фильтрации до 5 см³ составляют от 1 до 5 % (в расчете на сухое вещество). УЩР совместим с другими реагентами и является хорошим эмульгатором. Вследствие наличия в нем свободной щелочи активизирует набухание выбуренной породы, способствует наработке излишних объемов раствора и отрицательно влияет на устойчивость стенок скважин, сложенных глинами, повышает липкость фильтрационных корок.

Для обработки буровых растворов УЩР можно использовать либо в сухом виде для снижения фильтрации, либо в виде водных растворов 5—10 %-ной концентрации для разжижения раствора. В сухом виде

УЩР вводят в раствор через гидросмеситель в течение одного или двух циклов циркуляции.

При приготовлении реагента на буровой из бурого угля и щелочи в глиномешалку или другую емкость, снабженную перемешивающим устройством, заливают половину расчетного количества воды и расчетное количество щелочи. После этого загружают расчетное количество бурого угля, перемешивают 1 ч, добавляют воду до расчетного количества и откачивают реагент в запасную емкость, где выдерживают его в течение суток. При этом происходит более полное извлечение гуминовых веществ и повышение эффективности реагента.

Эффективность действия УЩР на буровые растворы определяется содержанием водорастворимых гуматов натрия, которые являются действующим началом реагента, а также и содержанием в нем свободной щелочи. Поэтому качество УЩР контролируется либо по содержанию гуматов и щелочи, либо по технологическим показателям в соответствии с целевым назначением реагента. Содержание гуматов определяют объемным или колориметрическим (визуальное сравнение с эталоном или с помощью фотоэлектроколориметра ФЭК-М) методами. Содержание гуматов в сухом УЩР составляет 30—35 %. При этом в водном растворе реагента 15 %-ной концентрации находится 3,5—4,5 % гуматов и раствор имеет показатель фильтрации 2—3 см³ по ВМ-6.

При нормальных температурных условиях УЩР находится в твердом состоянии, не токсичен. Температура самовоспламенения 680 °С. Вследствие большого содержания щелочи в УЩР водный раствор реагента, попавший на кожу или в глаз, может вызвать болезненный ожог. Поэтому при работе с УЩР необходимо соблюдать меры предосторожности, предусмотренные для работы со щелочами.

При приготовлении водного раствора реагента необходимо пользоваться защитными очками, резиновыми фартуками и перчатками. При высыпании сухого реагента из мешков необходимо пользоваться противопылевыми респираторами, очками и спецодеждой. Попавший на кожу жидкий реагент следует сразу же смыть водой, а при попадании в глаз — промыть 2 %-ным раствором борной или уксусной кислоты, а затем водой.

Сухой УЩР можно перевозить всеми видами транспорта в условиях, защищающих реагент от увлажнения. Реагент надо хранить в закрытом помещении, под навесом или на специальных площадках, укрытым брезентом или полиэтиленовой пленкой. Высота штабеля 1,5 м. Гарантийный срок хранения 6 мес.

Конденсированная сульфат-спиртовая барда (КССБ) — продукт конденсации ССБ с формальдегидом и фенолом в кислой среде с последующей нейтрализацией щелочью.

Действующим началом КССБ являются укрупненные конденсационно-лигносульфоновые кислоты.

КССБ выпускается четырех марок: КССБ, КССБ-1, КССБ-2, содержащие 0; 1 и 2 % фенола, КССБ-4 — продукт окисления лигносульфонатов хромпиком и конденсации с формальдегидом в кислой среде с последующей нейтрализацией щелочью и сушкой, содержание фенола 4 %.

КССБ разработана в СевкавНИПИнефть В. С. Барановым и

3. П. Букс. Это тонкий пылящий порошок темно-коричневого цвета; КССБ-1 и КССБ-2 выпускаются также в жидком виде.

Показатели качества порошкообразной КССБ должны соответствовать требованиям ТУ 39-094—75, приведенным ниже:

Марка реагента	КССБ	КССБ-1	КССБ-2	КССБ-4
Влажность, %, не более	10	10	10	10
Растворимость органической части, %, не менее	90	90	90	90
pH 1 %-ного водного раствора, в пределах	7—9	7—9	7—9	6—6,5
Активность порошка КССБ по влиянию на фильтрацию глинистой суспензии, обработанной 7 % порошка, см ³ , не более:				
пресного раствора	6	5	5	3
минерализованного с содержанием 10 % NaCl	6	5	4	—
Содержание хрома, %, не менее	—	—	—	2,5

Показатели качества жидкой КССБ по ТУ 39-922—74:

Марка реагента	КССБ	КССБ-1	КССБ-2
Внешний вид	Жидкость темно-коричневого цвета		
Плотность при 20 °С, г/см ³	1,12—1,14	1,11—1,12	1,11—1,12
Вязкость по ПВ-5 при 20 °С, с	15—25	15—23	15—23
pH	8—10	7—9	7—9

Все марки КССБ предназначены для снижения фильтрации буровых растворов. При оптимальных добавках обеспечивается также и разжижение раствора. КССБ применяют для обработки пресных и известковых растворов; КССБ-1 — для улучшения качества и повышения термостойкости пресных, известковых, гипсовых высококальциевых и приготовленных на морской воде буровых растворов, устойчивость при содержании NaCl до 10 %; КССБ-2 — для обработки минерализованных растворов при содержании в них 10—15 % NaCl, а также хлоркальциевых растворов; эффективность ее как понизителя фильтрации соленасыщенных растворов без использования других реагентов невысока.

Все марки КССБ устойчивы к действию 2—3 % кальциевых солей и могут использоваться до температуры 150—160 °С, а в хлоркальциевых растворах — до 100—110 °С. КССБ-4 имеет более высокую термостойкость и применяется для снижения фильтрации пресных, гипсовых, хлоркальциевых и минерализованных (до 10 % NaCl) растворов до температуры 200 °С. Оптимальные добавки КССБ для пресных растворов составляют 1—5 %, а для минерализованных 5—7 % (в расчете на сухое вещество).

Растворы, обработанные КССБ, при фильтрации образуют тонкие, плотные корки пониженной липкости и малопрочные в верхних слоях, что является одним из условий предотвращения сальникообразования. Невысокая щелочность и присутствие в реагенте ионов кальция способствует снижению набухания глин. КССБ совместима с большинством

реагентов. При обработке гипсовых растворов эффективна комплексная добавка КССБ и хроматов.

При обработке минерализованных поваренной солью растворов КССБ лучше использовать совместно с КМЦ в соотношении от 1:1 до 5:1, а при обработке калиевых растворов хорошие результаты дают добавки КССБ-2, КССБ-4 с КМЦ в соотношении 10:1.

КССБ вводят в циркулирующий раствор в виде водного раствора 20—30 %-ной концентрации или в сухом виде. В последнем случае необходимо обеспечить хорошее перемешивание раствора. При добавках более 4 % КССБ происходит вспенивание раствора, для устранения которого следует применять пеногасители (соапсток, сивушные масла, СВЖК, ПЭС, Т-66, ГКЖ-10(11) и др.).

При использовании КССБ-4 в виде водного раствора одну часть ее растворяют в трех частях воды и, учитывая низкий показатель рН реагента, добавляют 0,006 ч. щелочи, что обеспечивает готовому реагенту $\text{pH}=8,5\div 9$. Готовый реагент сливают в дозировочную емкость, откуда его добавляют в раствор. В сухом виде КССБ-4 вводят в раствор одновременно с необходимым количеством щелочи, а при высокой вязкости обрабатываемого раствора — с водой.

Качество реагента оценивают по показателям свойств, предусмотренным техническими условиями. Основным критерий качества — эффективность снижения фильтрации стандартного бурового раствора.

При высыпании КССБ из мешка возможно сильное распыление. В этом случае необходимо пользоваться противопылевыми респираторами и очками.

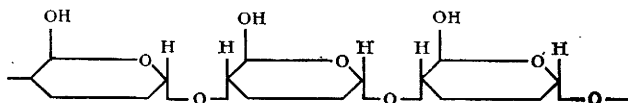
Сухую КССБ упаковывают в четырехслойные бумажные мешки с ламинированной прослойкой массой 40 кг. В районы Крайнего Севера КССБ отгружают в двойной упаковке. Транспортируется реагент в крытых вагонах или закрытых автомашинах в условиях, предупреждающих увлажнение продукта. Хранить ее следует в закрытых проветриваемых помещениях, а на буровых — под навесом или в штабелях, укрытых брезентом или полиэтиленовой пленкой. Жидкую КССБ перевозят в цистернах, а на промыслах в автоцистернах. Хранить ее следует в металлических емкостях.

Нейтральный сульфитный щелок (НСЩ) — продукт производства полупеллюлозы при сульфитном способе варки в «мягких» условиях. Для использования продукта влажность его должна быть 40—50 %. Сухой остаток НСЩ содержит 36—46 % органических веществ и 14 % неорганических. Органическая часть НСЩ представлена лигносульфонатами натрия (23—26 % в пересчете на лигнин), легко гидролизуемыми сахарами (3—5 %), натриевыми солями муравьиной, уксусной и щавелевой кислот (12,5 %), а также смолистыми веществами и фенолами.

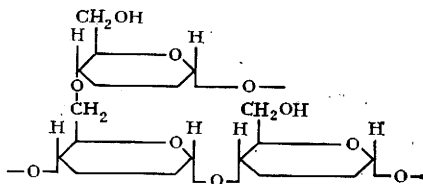
НСЩ применяют для снижения фильтрации в количестве 3—5 % (в расчете на сухое вещество). Эффективность его действия возрастает при повышении минерализации. НСЩ не вызывает вспенивания раствора. Реагент имеет ограниченное, местное применение.

Крахмал — смесь полисахаридов растительного происхождения, имеющих общую формулу $(\text{C}_6\text{H}_{10}\text{O}_5)_x$. В состав крахмала входят два полисахарида: амилоза — линейный полисахарид с молекулярной массой

32 000—100 000, состоящий из глюкозных остатков $C_6H_{10}O_5$, соединенных α -1,4 связью



и амилопектин — разветвленный полисахарид, глюкозные остатки которого соединены α -1,4 и α -1,6 связями:



Крахмал представляет собой порошок. Крупность помола его не более 0,5 мм; влажность не более 8 %, фильтрация бурового раствора, содержащего 20 % NaCl и 2 % крахмала, не более 8 см³.

Крахмал предназначен понижать фильтрацию буровых растворов. Им обрабатывают сильноминерализованные буровые растворы. Он хорошо защищает от солей всех видов при температуре не выше 120 °С. Оптимальные добавки его 1,5—2,5 % (в расчете на сухое вещество). Наиболее эффективен он в щелочной среде при pH=10. Хорошо сочетается с другими реагентами.

Крахмал применяется для обработки буровых растворов в виде водно-щелочного раствора 5—8 %-ной концентрации при соотношении крахмал: щелочь 10:2—10:4 (в расчете на сухие вещества). Верхний предел концентрации лимитируется подвижностью получаемого клейстера. Реагент готовят следующим образом: в емкость, снабженную перемешивающим устройством, заливают половину расчетного количества воды, загружают необходимое для получения раствора 5—8 %-ной концентрации количество крахмала, перемешивают, затем вводят щелочь и после тщательного перемешивания в течение 1,5—2 ч добавляют воду до расчетного количества.

Добавка крахмала особенно в утяжеленные соленасыщенные растворы вызывает рост условной вязкости и СНС. Для разжижения раствора можно использовать ССБ, КССБ, нитролигнин, окзил, однако лучший разжижающий эффект достигается вводом КМЦ, оптимальные добавки которого не превышают 0,3 %. Для сохранения плотности раствора, сокращения затрат времени на обработку и расхода реагента рекомендуется добавлять КМЦ в сухом виде.

Растворы крахмала подвергаются бактериальному разложению (ферментации), что сопровождается выделением газообразных веществ с неприятным запахом. Свойства раствора резко ухудшаются. Дополнительно

ной обработкой крахмалом улучшить свойства раствора в этом случае невозможно. Раствор необходимо заменить. Существует несколько способов предупреждения ферментации крахмала в буровых растворах: 1) поддержание солёности раствора не ниже 20 %; 2) добавка антиферментаторов (антисептиков), подавляющих жизнедеятельность бактерий (формалин, фенол и др.); 3) поддержание pH раствора на уровне 11,5—12, обычно для этого используется известь $\text{Ca}(\text{OH})_2$. Однако поддержание высокого значения pH минерализованных растворов, особенно в присутствии солей магния, затруднительно вследствие связывания гидроксильных ионов за счет образования труднорастворимой гидроокиси магния. При небольшой минерализации целесообразно использовать антисептики, а при высокой минерализации — поддерживать необходимый уровень солёности.

Основной критерий качества реагента — эффективности снижения водоотдачи солёнасыщенного раствора в соответствии с требованиями технических условий.

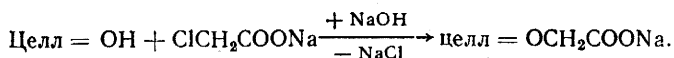
Вследствие высокого значения pH крахмального раствора при его приготовлении и использовании необходимо соблюдать меры предосторожности, предусмотренные для работы со щелочами. При использовании антисептиков (фенола, формальдегида) следует иметь в виду, что они все ядовиты и поэтому надо соблюдать соответствующие меры техники безопасности.

Крахмал поставляется в бумажных мешках массой 20—25 кг. Перевозят его всеми видами транспорта. Хранить крахмал необходимо в закрытых помещениях, а на буровой — под навесом в штабелях, укрытых брезентом или полиэтиленовой пленкой.

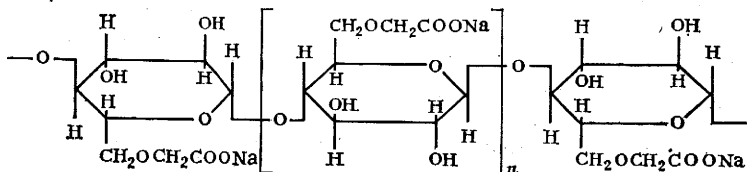
Модифицированный крахмал МК-1 выпускается в соответствии с ТУ 18-РСФСР-91—72. Он представляет собой крахмал, предварительно обработанный 3 % алюмокалиевых квасцов. МК-1 — порошок 8—12 %-ной влажности, хорошо растворимый в холодной воде и насыщенных растворах соли, что позволяет вводить его в раствор в сухом виде без предварительной клейстеризации. Вводить его можно через гидросмеситель. При этом упрощается и облегчается обработка, повышается ее эффективность. МК-1 имеет несколько более высокую термостойкость (до 130 °C), по остальным свойствам не отличается от обычного крахмала. Разработан во ВНИИБТ.

Декстран — водорастворимый полисахарид менее сложного строения, чем крахмал, получается гидролитическим расщеплением крахмала под действием кислот или высокой температуры (180—190 °C). Декстран имеет более высокую термическую (до 150 °C) и ферментативную устойчивость. Оптимальным является pH=8÷9. По устойчивости к электролизу декстран аналогичен крахмалу.

Карбоксиметилцеллюлоза КМЦ — натриевая соль простого эфира целлюлозы и гликолевой (оксиуксусной) кислоты. КМЦ получают действием на щелочную целлюлозу монохлоруксусной кислоты или ее натриевой соли:



КМЦ имеет следующее строение:



Элементарные звенья макромолекул КМЦ соединены между собой β -гликозистой связью. Число n , показывающее, сколько элементарных звеньев входит в состав макромолекулы, называется степенью полимеризации, а число γ , показывающее сколько атомов водорода гидроксильных групп в 100 элементарных звеньях целлюлозы замещено, называется степенью этерификации (замещения).

Свойства эфиров целлюлозы зависят от степени полимеризации, степени замещения и вида замещающих групп. В зависимости от этих показателей марки КМЦ обозначаются: КМЦ-85/250, КМЦ-85/350, КМЦ-85/500, где числитель — степень замещения, знаменатель — степень полимеризации. Для практических целей, поскольку степень замещения КМЦ, применяемой в бурении, величина постоянная, марки КМЦ различаются только по степени полимеризации: КМЦ-250, КМЦ-350, КМЦ-500 и т. д.

Технология получения и применения КМЦ для обработки буровых растворов в отечественной промышленности разработана в МИНХ и ГП им. Губкина.

Показатели качества различных марок КМЦ приведены ниже:

Марка КМЦ	85/250	85/350	85/500
Внешний вид	Мелкозернистый, волокнистый материал белого или кремового цвета		
Тонкость помола, остаток на сите с сеткой № 2К по ГОСТ 3584—73, %, не более	1	1	1
Влажность, %, не более	10	10	10
Степень замещения	82	82	82
Содержание основного вещества, %, не менее	52	52	52
Степень полимеризации	200—300	300—400	500
Содержание свободного NaOH в абсолютно сухом продукте, %, не более	1	1	1
Растворимость в воде, %	99,3	99,3	99,3
Вязкость 0,5 %-ного водного раствора (в пересчете на основное вещество), мПа·с, не менее	4,5	5	12
Фильтрация глинистой суспензии, содержащей 10 % бентонита, 10 % NaCl и 0,75 % КМЦ (в пересчете на основное вещество), см ³	10	5	5

КМЦ — понизитель фильтрации буровых растворов, а также понизитель вязкости соленасыщенных растворов в рецептурах комбинированных обработок с крахмалом и акриловыми полимерами. Область применения реагента определяется степенью полимеризации. Низковязкая КМЦ-250 (СП=200÷300) используется для стабилизации неминерализо-

ванных, слабоминерализованных, приготовленных на морской воде и известковых утяжеленных растворов. При добавках ее до 2 % практически не изменяются реологические свойства раствора. Устойчива при температуре до 125 °С. Средневязкая КМЦ-350 (СП=300÷400) предназначена для буровых растворов со средней степенью минерализации (до 15 % NaCl), а также для стабилизации гипсовых и хлоркальциевых растворов при температуре, не превышающей 125 °С.

Оптимальные добавки при первичной обработке составляют 1,5—2 %, при повторных 0,5—1 %.

Высоковязкая КМЦ-500 (СП=500) применяется для стабилизации соленасыщенных растворов при температуре до 150 °С. В сочетании с реагентами-понижителями вязкости она может использоваться и в растворах других типов (пресных, приготовленных на морской воде, известковых, гипсовых, хлоркальциевых, хлоркальциевых, малосиликатных). Оптимальные добавки для пресных растворов составляют 0,2—0,5 %, для среднеминерализованных (7—10 % NaCl) — 1—1,5 %, для соленасыщенных (26 % NaCl) — 1,5—2 %.

Высоковязкая КМЦ-600 (СП=600) предназначена для стабилизации высокоминерализованных растворов вплоть до их насыщения NaCl при температуре до 160 °С. В сочетании с понижителями вязкости она может использоваться и в растворах других типов (пресных, приготовленных на морской воде, известковых, гипсовых, хлоркальциевых, хлоркальциевых, малосиликатных). Эффективность защитного действия КМЦ-600 на 30—40 % выше, чем КМЦ-500. Оптимальные добавки КМЦ-600 в зависимости от минерализации бурового раствора и температуры находятся в пределах 0,7—1,5 % при первичной и 0,3—0,6 % при последующих обработках.

Все марки КМЦ наиболее эффективны при pH=8÷9, допускают содержание ионов кальция до 0,2 %.

Обработка растворов КМЦ осуществляется путем добавки реагента в циркулирующий раствор либо в сухом виде через гидросмеситель, либо в виде предварительно приготовленного водного раствора 8—10 %-ной концентрации. Лучший эффект снижения водоотдачи наблюдается при добавке КМЦ в сухом виде.

Установить марку и оценить качество КМЦ можно путем определения вязкости ее водного раствора и эффективности снижения водоотдачи стандартного минерализованного раствора.

КМЦ не токсична, поэтому при работе с ней соблюдение особых мер предосторожности не требуется.

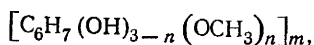
Упаковывают ее в многослойные крафт-мешки массой 20—25 кг. Перевозят всеми видами транспорта в условиях, исключающих увлажнение продукта. Хранится КМЦ в закрытых помещениях, а на буровых — под навесом или в штабелях, укрытых брезентом или полиэтиленовой пленкой.

Термостойкие модификации КМЦ можно применять при температуре до 180 °С. В условиях температур выше 150 °С КМЦ быстро подвергается термоокислительной деструкции, в результате чего происходят необратимые изменения ее и резко ухудшаются технологические показатели буровых растворов.

Исследованиями МИНХ и ГП им. И. М. Губкина установлено, что эффективный способ повышения термостойкости КМЦ — применение инги-

биторов термоокислительной деструкции — антиоксидантов. Лучший эффект достигается при введении их в процессе синтеза КМЦ. Таким способом получены модификации КМЦ — карбофен с добавкой в качестве антиоксиданта фенолов эстонских сланцев и карбоминол с добавкой эта-ноламина.

Модифицированная метилцеллюлоза ММЦ — простой метиловый эфир целлюлозы, содержащий 26—33 % метоксильных групп. ММЦ получается путем алкилирования предварительно мерсеризованной щелочью целлюлозы метилхлоридом в течение 4 ч при температуре 67 °С. Эмпирическая формула ММЦ:



где $n=1,5\div 2,02$.

ММЦ предложена для обработки буровых и цементных растворов ВНИИКРнефтью. Она представляет собой водорастворимую волокнистую массу белого цвета с любым оттенком. ММЦ должна соответствовать следующим техническим показателям, предусмотренным ТУ 39-08-047—74:

Растворимость, %, не менее	92
Вязкость 1 %-ного водного раствора, мПа·с, не менее	90
Содержание, %, не более:	
зола	8
влаги	6

ММЦ относится к полимерам, имеющим нижнюю критическую температуру растворения 55 °С, поэтому она хорошо растворяется в холодной воде, а при повышении температуры до 55 °С выпадает из раствора в виде геля. Присутствие электролитов понижает температуру растворения.

ММЦ предназначена для снижения показателя фильтрации пресных и минерализованных буровых и цементных растворов. Она применяется для снижения фильтрации буровых растворов, содержащих до 10—15 % хлористого кальция или магния при температуре 40—50 °С, а также для приготовления малоглинистых буровых растворов. На обработку раствора обычно расходуется 0,2—0,5 % ММЦ (сухого вещества к объему бурового раствора). Ее можно использовать во всех районах, где забойная температура не превышает 50 °С.

ММЦ используется в виде 3 %-ного водного раствора, процесс приготовления которого сводится к следующему. В любую емкость, снабженную перемешивающим устройством, загружают ММЦ, заливают $\frac{1}{4}$ — $\frac{1}{5}$ расчетного объема воды и дают набухать в течение 20—25 мин. Затем вводят остальной объем воды и смесь перемешивают в течение 20 мин. Во избежание вспенивания раствора необходима добавка 0,5—1 % (от объема раствора) пеногасителей (сивушного масла, соапстока и др.).

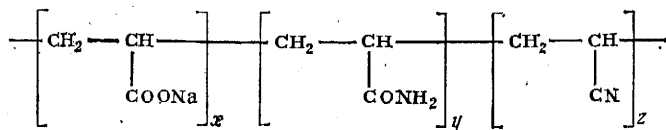
В соответствии с требованиями ТУ 39-08-047—74 контролируются вязкость и растворимость реагента. ММЦ обладает биологической устойчивостью, нетоксична и физиологически инертна.

Реагент упаковывают в бумажные четырехслойные непропитанные мешки с полиэтиленовым вкладышем. Допускается упаковка в четырехслойные ламинированные мешки по ТУ 81-04-49—71. Бумажные и лами-

нированные мешки прошивают, полиэтиленовые вкладыши заваривают или складывают конвертом. Допускается перевозка всеми видами транспорта в условиях, защищающих реагент от увлажнения и загрязнения посторонними примесями. Хранить его надо в сухом крытом помещении. Гарантийный срок хранения — 2 года со дня отгрузки реагента заводом-изготовителем.

Гидролизированный полиакрилонитрил (гипан) представляет собой сополимер акрилата натрия, акриламида и акрилонитрила, получаемый омылением полиакрилонитрила (ПАН) при соотношении ПАН:щелочь равном 1:0,7 (гипан — 0,7) или 1:1 (гипан 1:1).

Гипан имеет следующее строение:



Реагент разработан ВНИИБТ. Выпускается по ТУ 6-01-166—74. Это вязкая желтовато-коричневая жидкость с запахом аммиака, имеющая плотность 1,10—1,11 г/см³ и pH=12÷12,4.

Характеристика реагента

Сухой остаток, %	8—12
Вязкость 1 %-ного водного раствора, 10 ⁻³ Па·с	22—40
Показатель фильтрации раствора, содержащего 25 % дружковского глинопорошка, 10 % NaCl и 1 % гипана, см ³ , не более	7

Гипан — термостойкий понизитель фильтрации, предназначен для снижения фильтрации пресных и среднеминерализованных (до 10 % NaCl) растворов при температуре до 200 °С; весьма чувствителен к поливалентным ионам, не допускает присутствия ионов кальция выше 0,1 %. Ферментативно устойчив. Расход его для обработки пресных и слабоминерализованных растворов составляет 0,2—0,5 % (в расчете на сухое вещество) от объема раствора при температуре 100—120 °С, при 150—160 °С — 1—2 %, при 180—200 °С — 2—3 %. Оптимальный защитный эффект гипан проявляет в области pH=10÷11. При меньших и больших значениях pH коагулирует глинистые суспензии. Пресные растворы гипан загущает, а соленые — разжижает. Он хорошо сочетается со всеми известными реагентами, применяемыми для обработки буровых растворов.

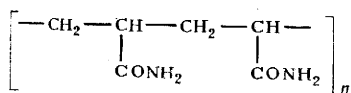
Гипан непосредственно добавляют в циркулирующий раствор. В зимнее время требуется разогрев реагента. При высоком содержании глинистой фазы в пресных растворах добавки гипана вызывают сильное повышение вязкости, поэтому перед обработкой концентрация глинистой фазы должна быть уменьшена путем разбавления. При температуре 80 °С загустевание может быть устранено добавкой хроматов.

Качество гипана может быть оценено по вязкости его 1 %-ного раствора и по эффективности снижения фильтрации бурового раствора. В связи с тем, что водный раствор гипана имеет pH>12, при работе с ним необходимо соблюдать меры предосторожности, предусмотренные при применении щелочей.

Гипан транспортируется в железных бочках или в железнодорожных цистернах по согласованию с потребителем. В зимнее время его следует хранить в складских помещениях при температуре не ниже 0 °С. Гарантийный срок хранения по ТУ ограничен 3 мес, так как при длительном хранении и замораживании ухудшается качество реагента. Для сохранения качества рекомендуется вводить в товарный реагент 0,05—0,1 % хроматов (по массе к сухому гипану).

Реагент К-4 — аналог гипана, продукт неполного омыления полиакрилонитрила едким натром при соотношении 2,5:1. Реагент выпускается в виде 10 %-ного водного раствора. Перед обработкой раствора реагент обычно разбавляется до 5 %-ной концентрации. Близким ему по составу и свойствам является реагент К-9, получаемый омылением промышленных отходов волокна нитрон. Назначение и область применения К-4 и К-9 аналогичны гипану. Реагенты предложены ИГИРНИГМ.

Полиакриламид ПАА (ТУ 6-01-1049—76; ОСТ 95.284—74) — высокомолекулярное вещество с молекулярной массой от $3 \cdot 10^4$ до $6 \cdot 10^6$. ПАА имеет следующую структурную формулу:



Технический ПАА выпускается разными химическими комбинатами в виде гранул или гелеобразного продукта, хорошо растворимого в воде. Сухой гранулированный ПАА представляет собой гранулы неоднородной крупности от беловато-зеленого до слабо-коричневого цвета с влажностью не более 20 %. Он растворяется в воде при температуре 40—50 °С в течение 48 ч. Водные растворы ПАА имеют большую вязкость, возрастающую с увеличением молекулярной массы полимера. По внешнему виду это гель от светло-желтого до голубовато-зеленого цвета с содержанием основного вещества — полимера — не менее 6 %, плотностью 1,16—1,18 г/см³, имеет слабощелочную или нейтральную реакцию. Различают сорта известкового и аммиачного ПАА.

В негидролизованном виде ПАА широко используется в качестве флокулянта для очистки вод (в том числе питьевых) от грубодисперсных и коллоидных частиц. Он может использоваться в качестве флокулянта, осаждающего выбуренную породу из буровых растворов с низким содержанием твердой фазы. Для бурения преимущественно используют гидролизированный полиакриламид ГПАА, являющийся активным стабилизатором пресных и минерализованных растворов. В результате гидролиза и добавок различных компонентов получили полиакриламидные реагенты РС-1, РС-2, РС-4 и ПАА+ГКЖ, отличающиеся по составу и назначению.

Реагенты РС предназначены для стабилизации (снижения фильтрации и регулирования структурно-реологических свойств) пресных и минерализованных (до 10—15 % NaCl) растворов с низким содержанием твердой фазы при повышенных температурах. Комплексная обработка ПАА+ГКЖ используется помимо снижения фильтрации для гидрофобизации и предотвращения диспергирования глинистых пород с целью уменьшения наработки избыточных объемов раствора, облегчения регулирования его

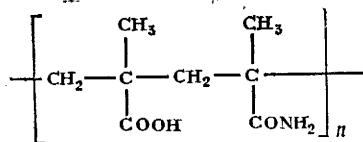
структурно-реологических свойств в условиях высокой глинистости разреза и высоких скоростей бурения.

Реагент РС-1 готовят из расчета 10 ч. товарного ПАА (6—8 %-ной концентрации) и 1—1,5 ч. каустической соды. РС-2—10 ч. товарного ПАА с 1 ч. NaOH и 1 ч. триполифосфата. РС-4—10 ч. товарного ПАА с 1,5 ч. NaOH и 1 ч. кальцинированной соды. Из каждого реагента готовят раствор 1—2 %-ной концентрации (из расчета на сухой ПАА). Для приготовления 1 %-ного раствора берут 88 ч. воды, а для 2 %-ного — 76—78 ч. воды. Добавки к буровым растворам реагентов серии РС колеблются от 0,2 до 1 % (в расчете на сухое вещество), поэтому использование их для утяжеленных и высокоминерализованных систем ограничено. Для высокотемпературных скважин рекомендуется применять ГПАА с добавкой 0,01 % хромпика.

Для приготовления 1 т реагента из ПАА+ГКЖ требуется: 125 кг ПАА товарного (8 %-ной концентрации); 200 кг ГКЖ—10 (11) товарной; 675 кг воды. Для первичной обработки расходуется 0,5 % комплексного реагента, для повторных — 0,1 % (к объему раствора).

ПАА мало токсичен и не опасен в обращении. Его поставляют в полиэтиленовых мешках и деревянных ящиках. Водные растворы ПАА можно хранить в течение 1 мес.

Метас — сополимер метакриловой кислоты (МАК) и метакриламида (ММА) с соотношением МАК:ММА=1:1. Разработан по ВНИИБТ, имеет следующую формулу:



Метас — порошок в виде мелкозернистых аморфных частиц. В соответствии с ТУ 6-01-257—74 он должен отвечать следующим требованиям:

Содержание азота, %	4,9—8,2
Влажность, %, не более	65
Вязкость 1 %-ного водно-щелочного раствора с pH = 8,5 ÷ 10 при 20 °С, мПа·с, не менее	60
Показатель фильтрации глинистой суспензии, содержащей 20 % NaCl, прогретой на водяной бане при 100 °С в течение 1 ч, см ³ , не более	10

Метас — термостойкий понизитель фильтрации, может использоваться как селективный флокулянт выбуренной породы в малоглинистых растворах. Применяется для пресных и минерализованных NaCl вплоть до насыщения растворов при температуре до 220 °С, а также для малоглинистых растворов. Оптимальные добавки его в зависимости от свойств глины и ее концентрации, содержания соли и забойной температуры колеблются от 0,2—0,3 % для пресных, до 1,5—2 % (на сухое вещество) для соленасыщенных растворов. Оптимальное действие метаса проявляется при pH=8,5. Как и все акриловые полимеры, метас чувствителен

к поливалентным катионам. Содержание их в растворе не должно превышать 0,1 %. Он хорошо сочетается с большинством реагентов, применяемых для обработки буровых растворов.

Метас добавляют в виде водно-щелочных растворов 7—10 %-ной концентрации. Соотношение метаса и щелочи должно быть от 1:0,35 до 1:0,45 (в расчете на сухое вещество). Реагент готовят с помощью любых перемешивающих устройств. Вначале заливают половину или $\frac{2}{3}$ необходимого количества воды и загружают расчетное количество реагента. Смесь перемешивают до полного диспергирования реагентов в воде, добавляют щелочь и перемешивают в течение 1 ч, затем вводят остальное количество воды.

При высоком рН обрабатываемого раствора (>10) допускается ввод метаса в сухом виде, если добавки невелики.

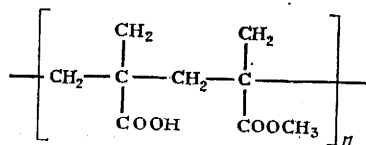
В связи с сильным загущением растворов при обработке метасом, особенно в случае высокого содержания в них глинистой фазы, необходимо перед обработкой уменьшить концентрацию глинистой фазы путем разбавления водой и использовать понизители вязкости (например окзил). При высокой температуре вязкость может быть снижена добавкой хроматов, однако наиболее эффективна совместная обработка растворов хроматами и понизителями вязкости, а также понизителями фильтрации, в частности КМЦ.

Основные показатели, определяющие качество реагента,— вязкость водно-щелочного раствора и эффективность его действия как понизителя фильтрации. Указанные показатели определяют в соответствии с требованиями, предусмотренными техническими условиями.

При приготовлении и применении водно-щелочных растворов метаса необходимо соблюдать меры предосторожности, предусмотренные для работы со щелочами.

Метас упаковывают в полиэтиленовые мешки, вложенные в многослойные бумажные мешки массой 25 кг. Перевозят его всеми видами транспорта, защищая от атмосферных осадков. Вследствие высокой влажности при отрицательных температурах он смерзается, а в летнее время при негерметичной упаковке высыхает, образуя труднорастворимые камни. В зимнее время метас следует хранить в складских помещениях при температуре не ниже 0 °С. Гарантийный срок хранения — 6 мес.

Сополимер М-14 — соединение метакриловой кислоты (МАК) и метилметакрилата (ММА) в соотношении МАК:ММА, равном от 3:1 до 4:1. Сополимер М-14 имеет следующее строение:



Молекулярная масса его $0,6 \cdot 10^6$ — $1 \cdot 10^6$. Разработан он совместно ВНИИКРнефтью и НИИПолимером им. акад. В. А. Каргина.

Сополимер М-14 — мелкогранулированный порошок. В соответствии с ТУ 6-01-1070—76 он должен отвечать следующим показателям:

Влажность, %, не более	30
Содержание МАК, %	75—80
Вязкость 1 %-ного водно-щелочного раствора при 20 °С, м ² /с, не менее	80
Показатель фильтрации 6 %-ной суспензии бентонита, содержащей 26 % NaCl и 2 % сополимера, см ³ , не более	6

Термосолеостойкий защитный реагент предназначен для снижения фильтрации буровых растворов, а также может использоваться как полимерная основа и селективный флокулянт выбуренной породы малоглинистых растворов.

Сополимер М-14 рекомендуется применять для стабилизации минерализованных, соленасыщенных (по NaCl) буровых растворов при температуре до 220—230 °С и неминерализованных растворов при температуре до 240 °С как самостоятельно, так и в комбинации с другими реагентами, а также для получения малоглинистых полимерных растворов и регулирования содержания твердой фазы в них. Он используется также для модифицирования глинопорошков с целью увеличения выхода раствора из 1 т порошка, является хорошим эмульгатором прямых эмульсий в соленасыщенных растворах. Обычно расход реагента на обработку пресных растворов составляет 0,1—0,2 % от объема раствора в расчете на сухое вещество, а для соленасыщенных — 1—1,5 %. Оптимальное действие его проявляется при pH=7÷12. Реагент не допускает содержания ионов кальция и магния выше 0,1—0,13.

Для обработки буровых растворов М-14 применяется в виде водно-щелочных растворов 5—8 %-ной концентрации. Соотношение М-14 и щелочи изменяется от 1:0,3 до 1:0,4 (в расчете на сухое вещество) в зависимости от щелочности обрабатываемого раствора. Реагент готовят с помощью любых перемешивающих устройств. Так же как и при растворении метаса вначале заливают $\frac{2}{3}$ расчетного количества воды, загружают полимер и после перемешивания в течение 30 мин добавляют щелочь и остальное количество воды. Затем смесь перемешивают до полного растворения полимера в течение 1 ч. Готовый реагент либо сразу вводят в раствор, либо сливают в запасную емкость, откуда по мере необходимости через мерник подают на обработку раствора. При высоком pH бурового раствора (>10) М-14 можно вводить в сухом виде в циркулирующий раствор через гидросмеситель или непосредственно в желобную систему.

Содержание коллоидной глинистой фазы в обрабатываемом растворе не должно превышать 3—4 %. Если содержание ионов кальция и магния выше допустимого, избыток их удаляется эквимолекулярным количеством кальцинированной соды (карбонат натрия Na₂CO₃). Вязкость и СНС регулируют лигносульфонатами и хроматами. При этом оптимальным соотношением полимер:лигносульфонат:хроматы является 1:0,25:0,025. В соленасыщенных растворах реологические свойства раствора эффективно регулируются добавками КМЦ. Очередную обработку раствора в про-

цессе бурения следует производить с момента повышения его фильтрации, а при бурении в сложных условиях (неустойчивые породы, интервалы, осложненные прихватами) — с момента повышения забойной фильтрации раствора.

Сополимер М-14 в течение длительного времени обеспечивает низкие значения фильтрации раствора в забойных условиях, положительно влияет на устойчивость глинистых пород, способствуя предупреждению прихватов и осложнений, связанных с нарушением устойчивости стенок скважины.

Качество реагента в промысловых условиях может быть оценено по вязкости водно-щелочного раствора полимера и эффективности снижения показателя фильтрации минерализованного раствора по методикам, предусмотренным техническими условиями. При недостаточной степени перевода карбоксильных групп полимера в натриевую форму или при меньшем, чем предусмотрено техническими условиями, содержании МАК в полимере возможно вспенивание соленасыщенных растворов. В этом случае необходимо увеличить pH раствора (до 10) и добавить в раствор дизельное топливо. Реагент, отвечающий требованиям технических условий по содержанию МАК и полностью переведенный в натриевую форму, не вызывает вспенивания соленасыщенных растворов.

Сополимер безвреден, но при приготовлении и использовании водно-щелочных растворов необходимо соблюдать меры предосторожности, предусмотренные для работы со щелочами. Реагент М-14 упаковывают в полиэтиленовые, а затем в бумажные мешки массой 25 кг. Перевозят его всеми видами транспорта, защищая от действия атмосферных осадков.

Сополимер хранят в закрытых сухих складских помещениях. Гарантийный срок хранения — 1 год со дня изготовления.

Лакрис-20 — водорастворимая модификация сополимера М-14 с повышенной специальными добавками термостойкостью. Разработан ВНИИКРнефтью совместно с НИИПолимеров и КПИ. Лакрис-20 выпускается двух марок, которые по физико-химическим свойствам должны соответствовать требованиям и нормам ТУ 6-01-2-542—79:

Марка реагента	А	Б
Внешний вид	Порошок или мелкие гранулы, допускаются отдельные комочки размером не более 15 мм	
Содержание влаги, %, не более	30	30
Кинематическая вязкость 1 %-ного водного раствора при $pH = 8 \div 10$, m^2/s , не менее	100	100
Наличие свободной щелочи (NaOH)	Нет	Нет
Показатель фильтрации обработанной 2 % лакриса-20 8 %-ной суспензии бентонита, содержащей 25 % NaCl после 6 ч прогрева при $230 \pm 5^\circ C$, cm^3 , не более	6	15

Лакрис-20 предназначен для использования в качестве: эффективного защитного реагента (понижителя фильтрации) пресных и насыщенных солью (NaCl) буровых растворов при температурах до $260-280^\circ C$; полимерной основы для растворов с низким содержанием твердой фазы; селективного (избирательного) флокулянта выбуренной породы; замедлителя

сроков схватывания цементных растворов. Он хорошо растворим в воде и не требует добавок щелочи при обработке раствора. Водные растворы реагента имеют слабощелочную реакцию ($\text{pH}=8\div 9$). Лакрис-20 повышает термостойкость растворов, обеспечивая низкие значения показателя фильтрации при высоких забойных температурах. Действие его устойчиво и длительно, что сокращает число повторных обработок и расход реагента. Он положительно влияет на устойчивость горных пород, способствуя предупреждению прихватов и осложнений, связанных с нарушением стенок скважины.

Лакрис-20 хорошо совместим с другими реагентами, применяемыми для обработки буровых растворов. Суммарное содержание в растворе поливалентных ионов (Ca^{2+} , Mg^{2+}) не должно превышать 600—1000 мг/л.

Лакрис-20 вводят как в сухом виде непосредственно в циркулирующий раствор через гидросмеситель или ФСМ, так и в виде предварительно приготовленного водного раствора 5—8 %-ной концентрации. Добавка проводится в два цикла. За первый обычно вводят половину требуемого (в соответствии с рецептурой) количества реагента.

В растворе, предназначенном для обработки, определяют содержание ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} , а также концентрацию коллоидной глинистой фазы. Если содержание их превышает допустимую норму, то избыток двухвалентных ионов удаляют добавкой эквимолекулярного количества кальцинированной соды (Na_2CO_3), а концентрацию коллоидной фазы уменьшают путем разбавления раствора водой или водными растворами хромлигно-сульфонатов (окзила, ФХЛС). В этом случае целесообразно применять лакрис-20 в виде водного раствора 5—8 %-ной концентрации, так как обработка сухим реагентом, особенно пресных растворов плотностью 1,8 г/см³ и выше, может привести к значительному росту вязкости.

Предельно допустимое содержание коллоидной глинистой фазы в соленасыщенных растворах зависит от количества добавляемого реагента, плотности раствора и определяется из следующего выражения:

$$C_{\text{гл}} + C_{\text{п}} = 11,73 - 3,31 \rho,$$

где $C_{\text{гл}}$ — концентрация коллоидной глинистой фазы, определяемая по адсорбции метиленовой сини, г/100 мл; $C_{\text{п}}$ — добавка полимера, г/100 мл; ρ — плотность раствора, г/см³.

Расход реагента (в пересчете на сухой продукт) на первичную обработку неминерализованных растворов составляет 0,1—0,3 % от объема раствора, а для соленасыщенных 1—2 %. Для пресных растворов при забойной температуре 180—200 °С периодичность обработок составляет 10—15 сут, для соленасыщенных 5—7 сут при расходе реагента на одну повторную обработку 0,1 % от объема раствора. Вязкость и СНС регулируют хромлигносульфонатами (оксидом, ФХЛС) и хроматами ($\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$). Показатели pH буровых растворов, обработанных лакрисом-20, следует поддерживать в пределах 8—10.

Основные показатели качества лакриса-20 — кинематическая вязкость 1 %-ного водного раствора и показатель фильтрации. Лакрис-20 имеет слабощелочную реакцию, поэтому при работе с ним необходимо пользоваться специальной одеждой из хлопчатобумажной ткани, резиновыми

перчатками и защитными очками. При попадании порошка сополимера в глаза необходимо его удалить, а глаза обильно промыть водой. При нормальных условиях сополимер токсическими свойствами не обладает. Это горючее вещество с температурой воспламенения 270 °С, температура самовоспламенения 370 °С. Совмещается с водопенными средствами тушения (огнетушители марок ОП-3, ОП-5).

Лакрис-20 упаковывают в четырех-шестислойные мешки марок ВМ и ПМ по ГОСТ 2226—75. Реагент разрешается перевозить автомобильным или железнодорожным транспортом в условиях, исключающих попадание влаги и пыли. Хранить его следует в закрытых сухих складских помещениях. Гарантийный срок хранения — 1 год со дня изготовления.

РЕАГЕНТЫ-РАЗЖИЖИТЕЛИ

Нитролигнин — продукт нитрования и окисления гидролизного лигнина азотной кислотой или меланжем. Действующим началом нитролигнина являются ортодиоксибензолные, кислотные, ортооксибензолные, ортонитрофенольные группировки и структуры хиноидного типа, образующиеся в процессе окисления, нитрования и частичной фрагментации полимерных молекул лигнина. Реагент разработан ВНИИБТ совместно с ИОХ АН СССР. Это желто-коричневый сыпучий порошок, растворимый в щелочных растворах. Он имеет следующую характеристику:

Влажность, %, не более	60
Растворимость в 1,5 %-ном растворе щелочи, %, не менее	65
Содержание, %, не менее:	
азота	2,5
карбоксильных групп	8

Нитролигнин предназначен для разжижения буровых растворов (снижения условной вязкости и напряжения сдвига), загустевших в результате поступления в них разбуриваемых пород, преимущественно глинистых. При больших добавках (1,5—2 %) он также способствует снижению фльтрации неминерализованных растворов. Нитролигнин можно использовать для разжижения пресных, известковых, слабоминерализованных (до 3 % NaCl) и сильноминерализованных растворов при температуре до 130 °С. Термостойкость реагента может быть повышена при комбинировании его с хроматами. Оптимальное действие его проявляется при pH=9÷10. При pH=7 реагент его не эффективен. Единовременные добавки его для разжижения пресных растворов составляют 0,2—0,3 %, а для сильноминерализованных — 0,5—0,6 % (в расчете на сухое вещество). Нитролигнин совместим с другими химическими реагентами.

Для обработки буровых растворов нитролигнин применяется в виде водно-щелочных растворов 5—10 %-ной концентрации. Соотношение нитролигнина и щелочи обычно составляет от 1:0,1 до 1:0,5 (в расчете на сухое вещество), в зависимости от pH обрабатываемого раствора. Реагент добавляют тонкой струей в циркулирующий раствор в течение цикла.

Водно-щелочной раствор реагента можно готовить в любой емкости, снабженной перемешивающим устройством. Время перемешивания 1—1,5 ч. Нитролигнин можно растворять в щелочных растворах других реа-

гентов. Используя избыток щелочи, содержащейся в реагентах УЩР, ГКЖ-10(11), можно приготовить раствор следующего состава:

- 1) 30 кг УЩР, 30 кг НЛ, 940 л воды;
- 2) 30 кг НЛ, 50 кг ГКЖ-10 (11), 920 л воды;
- 3) 80 кг НЛ, 115 кг ГКЖ-10 (11), 805 л воды.

В случае вспенивания добавляют 8—10 л дизельного топлива.

В условиях буровых предприятий качество реагента может быть оценено по двум показателям.

1. По растворимости в 1,5 %-ном растворе щелочи. Для этого готовят 5 %-ный раствор реагента при соотношении нитролигнина и щелочи 1:0,3. Навеску 1 г реагента, влажность которого определена, загружают в колбу вместимостью 50 см³ с раствором щелочи, перемешивают мешалкой в течение 1,5 ч при комнатной температуре, затем отфильтровывают с помощью воронки со стеклянным фильтром (№ 2), предварительно высушенным до постоянной массы, промывают до нейтральной реакции и сушат до постоянной массы при 105 °С.

Расчет ведется по формуле:

$$\text{Растворимость} = (a - b) 100 \% / a,$$

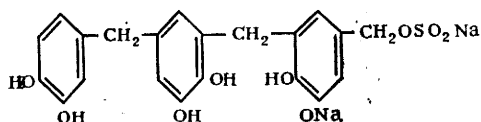
где a — навеска абсолютно сухого реагента, г; b — нерастворимый остаток на фильтре № 2, г.

2. По активности действия нитролигнина как разжижителя на стандартный буровой раствор, предусмотренный техническими условиями.

При использовании нитролигнина необходимо соблюдать такие же меры предосторожности, как и при работе с УЩР. Нитролигнин затаривают в трехслойные крафт-мешки массой 25 кг. Транспортируют его в закрытых проветриваемых вагонах или автомашинах, хранить реагент необходимо в закрытом проветриваемом помещении либо под навесом.

Игетан — водорастворимая модификация нитролигнина, получаемая путем обработки его кальцинированной содой (Na₂CO₃). Выпускается он в виде продукта пастообразной консистенции. Назначение и область применения его такие же, как и нитролигнина.

Полифенольный лесохимический реагент (ПФЛХ) — продукт конденсации фенолов (отход сухой перегонки древесины) с формальдегидом и формальсульфитирования образующихся при конденсации новолаков. По химической природе этот реагент относится к классу конденсированных синтетических танинов и представляет собой метансульфонированный трехкольчатый новолак из пирокатехина. ПФЛХ имеет следующее строение:



Основа реагента — ортодиоксibenзолные группировки. Реагент разработан ВНИИБТ совместно с ЦНИЛХИ. Он представляет собой твердое

вещество или порошок темно-коричневого (до черного) цвета, растворимый в воде и щелочных растворах, и имеет следующую характеристику:

Влажность, %:

для твердого вещества	10—20
для порошка, не более	7
Зольность, %, не более	18
Растворимость в воде подкисленного продукта, %, не менее	95

ПФЛХ предназначен для разжижения буровых растворов (снижение условной вязкости и напряжения сдвига), загустевших в результате поступления в них разбураиваемых глинистых пород. При добавке 0,5—0,6 % (в расчете на сухое вещество) способствует снижению показателя фильтрации пресных растворов. Применяется для разжижения пресных, маломинерализованных (в том числе на морской воде) и известковых растворов при температуре до 110—130 °С. Оптимальные добавки его 0,2—0,3 % от объема обрабатываемого раствора. Его можно применять при любых рН, но наиболее эффективен при $\text{pH}=9\div 10$.

Для обработки буровых растворов ПФЛХ используется в виде водных или водно-щелочных (при соотношении ПФЛХ и щелочи от 1:0,1 до 1:0,4 в расчете на сухое вещество) растворов 5—10 %-ной концентрации. Реагент готовят в глиномешалке или другой емкости, снабженной перемешивающим устройством. Время перемешивания до полного растворения составляет 1—1,5 ч. Обработка ведется добавкой тонкой струи реагента в циркулирующий раствор в течение цикла.

Качество реагента может быть оценено по следующим показателям.

1. По растворимости подкисленного продукта. Для этого около 1 г продукта растворяют в 5 мл подогретой до 60—70 °С дистиллированной воды, после чего раствор подкисляют прибавлением 2 мл 35 %-ной соляной кислоты до кислой среды. Выпавший осадок отфильтровывают и промывают 5—10 мл холодной дистиллированной воды. Осадок переносят в колбу смыванием с фильтра и доводят объем воды в колбе до 50—70 мл. Раствор в колбе нагревают до кипения, затем тщательным перемешиванием осадка добиваются полного растворения всех водорастворимых компонентов продуктов. После этого раствор фильтруют через предварительно высушенный до постоянной массы при 110—120 °С фильтр, охлаждают в эксикаторе и взвешивают с точностью до 0,001 г. Содержание нерастворимых компонентов в продукте x_2 (в % к абсолютно сухой навеске) вычисляют по разности масс фильтра с осадком и без осадка по формуле

$$x_2 = (100 G_c - 100)/H (100 - b),$$

где G_c — масса нерастворимого осадка в продукте, г; H — навеска продукта, г; b — влажность навески, %.

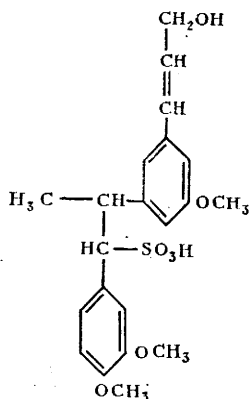
2. По активности действия ПФЛХ как разжижителя на стандартный буровой раствор, предусмотренный техническими условиями.

При использовании ПФЛХ необходимо соблюдать такие же меры предосторожности, как и при работе с УЩР и нитроглинином. ПФЛХ доставляют потребителям в деревянных барабанах, а порошок — в бумажных мешках массой 25—30 кг. Перевозят его по железной дороге в крытых железнодорожных вагонах, водным транс-

портом — в трюмах, автотранспортом — под брезентом. Хранится он в закрытых помещениях или под навесом.

Сульфит-спиртовая барда (ССБ), сульфит-дрожжевая бражка (СДБ) или литейный концентрат — многотоннажный отход целлюлозно-бумажной промышленности, представляющий собой в зависимости от способа варки древесины кальциевые, магниевые, натриевые или аммонийные соли лигно-сульфоновых кислот различной молекулярной массы с примесью редуцирующих минеральных веществ. Использование ССБ для обработки буровых растворов предложено П. З. Швейцер и Е. А. Яншиковой.

Действующее начало ССБ — соли лигносульфоновых кислот, представляющие собой фенилпропановые звенья, соединенные углерод-углеродными или эфирными связями и содержащие сульфоновые, гидроксильные и метоксильные функциональные группы. Лигносульфоновая кислота имеет следующее строение:



ССБ — густая темно-бурая жидкость или в соответствии с ТУ 81-04-225—73 — мучнистый порошок от светлого до темно-коричневого цвета. Жидкая ССБ содержит 50 % сухих веществ, имеет плотность 1,26—1,28 г/см³ и pH=5,6÷6.

Концентраты КБП должны отвечать следующим требованиям:

Влажность, %, не более	10
Содержание, %, не более:	
не растворимых в воде веществ	1,1
редуцирующих веществ	12
зола	16
Fe ₂ O ₃	0,5
Активная кислотность pH, не более	4,5

ССБ предназначена для разжижения буровых растворов (снижения условной вязкости и напряжения сдвига), загустевших как от поступления в них разбуриваемых преимущественно глинистых пород, так и от коагулирующего воздействия электролитов. Кроме того, ССБ используется для регулирования свойств цементных растворов (задержание сроков схватывания и улучшения подвижности).

ССБ можно использовать для разжижения пресных (приготовленных преимущественно из кальциевых глин), известковых, хлоркальциевых и среднeminерализованных (3—5 % NaCl) растворов при температуре до 120—130 °C. В сочетании с крахмалом ССБ используется для стабилизации соленасыщенных растворов. Разжижающее действие ее проявляется в щелочных средах. Оптимальные добавки реагента составляют 1—3 %, а для хлоркальциевых растворов 5—6 % от объема раствора. В концентрированных растворах NaCl, CaCl₂ и MgCl₂ она высаливается, образуя вязкую массу. В качестве понизителя фильтрации ССБ не применяется, так как обладает недостаточной молекулярной массой.

К недостаткам ССБ относится трудность транспортирования, хранения и применения ее в жидком виде, особенно в зимнее время, невысокая эффективность и способность вспенивать растворы при добавках 3—5 %.

Так как ССБ имеет кислую реакцию, то для обработки раствора ее обычно добавляют совместно со щелочью и лишь при высоком pH раствора (>10) можно применять без щелочи, если добавки невелики. В циркулирующий раствор вводят либо одновременно-раздельно ССБ и NaOH, либо предварительно приготовленный щелочной реагент, в состав которого входят от 20 до 30 % ССБ (в расчете на сухое вещество) и 3—5 % едкого натра (от объема реагента).

Водно-щелочной реагент можно приготовить в любой емкости, снабженной перемешивающим устройством. В случае вспенивания раствора необходимо использовать пеногасители.

В условиях буровых предприятий качество реагентов оценивается по содержанию сухих веществ в жидкой ССБ путем определения плотности ее водных растворов. Зависимость содержания сухих веществ от плотности водных растворов ССБ приведена в приложении 7.

Так как раствор обрабатывают ССБ совместно с NaOH, необходимо соблюдать меры предосторожности, предусмотренные для работы со щелочами. При использовании сухой ССБ надо пользоваться противопылевыми респираторами.

Жидкая ССБ транспортируется в железнодорожных цистернах, а на промыслах — в автоцистернах и хранится в металлических емкостях. Порошкообразные концентраты КБП упаковывают в четырехслойные крафт-мешки из бумаги М-80, ламинированные полиэтиленом, массой 20 кг. Перевозят КБП в крытых вагонах и закрытых автомашинах в условиях, предупреждающих увлажнение продукта. Хранят концентраты КБП в закрытых, проветриваемых помещениях ярусами в четыре-пять рядов. Срок хранения не более 12 мес. На буровых сухая ССБ хранится под навесом или в штабелях, укрытых брезентом или полиэтиленовой пленкой.

Окисленный и хромзамещенный лигносульфонат (оксил) представляет собой продукт окисления кальциевых лигносульфонатов (ССБ, СДБ) хромпиком в кислой среде при следующем соотношении компонентов: кальциевая ССБ : бихромат : H₂SO₄ : NaOH : вода — 1 : 0,9÷0,13 : 0,12÷0,16 : 0,06 : 2,92. Действующее начало оксила — хромлигносульфонатные комплексы. Реагент разработан ВНИИБТ, представляет собой темно-коричневую жидкость. В соответствии с ТУ 84-229—71 реагент должен иметь следующую характеристику:

Плотность, г/см ³	1,12—1,14
Содержание сухих веществ, %, не менее	25—27
Величина pH	3,5—4,5
Вязкость 25 %-ного раствора, 10 ⁻³ Па·с	12—20
СНС бурового раствора, содержащего 45 % дружковского глинопорошка, 0,5 % окзила (в пересчете на сухое вещество) и 0,2 % NaOH, дПа, не более:	
за 1 мин	25—30
за 10 мин	50—60

Содержание хрома в реагенте обычно составляет 3 %.

Окзил предназначен для разжижения буровых растворов (снижения условной вязкости и СНС), загустевших от действия выбуренных глинистых пород, различных электролитов и температуры. В пресных и маломинерализованных растворах окзил снижает фильтрацию. Он рекомендуется для обработки пресных, приготовленных на морской воде, известковых, гипсовых, хлоркальциевых и соленасыщенных растворов при температуре 190 °С. Эффективен при бурении в глинах, гипсах и ангидридах. Оптимальное действие его проявляется при pH=8,5÷9,5. Окзил хорошо сочетается со всеми известными реагентами (УЦР, КССБ, КМЦ, крахмалом, гипаном, метасом, М-14 и др.).

Для обработки буровых растворов реагент применяется в виде водных растворов 2,5; 5 или 10%-ной концентрации. Соотношение окзила и щелочи обычно колеблется от 1:0,1 до 1:0,3 (в расчете на сухое вещество). При pH>10 можно применять окзил без добавок щелочи. Оптимальные добавки его при использовании как разжижителя составляют 0,2—0,5 % (в расчете на сухое вещество), а при необходимости поддержания низких значений фильтрации без применения других реагентов расход увеличивается до 1,5—2 %.

Качество реагента контролируется по показателям свойств, предусмотренным техническими условиями (содержанию сухих веществ, вязкости и эффективности снижения СНС глинистой суспензии). Однако наиболее важный показатель — содержание хрома, определение которого возможно в условиях заводских лабораторий или в лабораториях научно-исследовательских институтов.

Окзил транспортируется в железнодорожных цистернах, а на промыслах — в автоцистернах. Хранится он в металлических емкостях.

Феррохромлигносульфонат (ФХЛС) — продукт взаимодействия лигносульфонатов (ССБ или СДБ) с сернокислым железом и бихроматом натрия. В химическом отношении он представляет собой полимер нерегулярного строения, в котором хром и железо находятся в трехвалентном состоянии и связаны макромолекулами в виде сложных комплексов. Действующее начало реагента — сложные феррохромлигносульфонатные комплексы. Реагент разработан УкргипроНИИнефть.

ФХЛС — неслеживающийся сыпучий порошок темно-коричневого цвета, полностью растворимый в воде. В соответствии с ТУ 39-01-08-274—77 реагент должен отвечать следующим техническим требованиям:

Растворимость органической части, %, не менее	90
Влажность, %, не более	10
Содержание золы, к массе сухих веществ, %, не более	35
pH 1 %-ного водного раствора	4—4,5

ФХЛС предназначен для разжижения буровых растворов, загустевших от действия глины, различных солей и температуры, а также для сжижения фильтрации пресных и среднеминерализованных (10—15 % NaCl) растворов. Он способствует ингибированию гидратации глинистых пород. ФХЛС рекомендуется для обработки пресных, на морской воде, известковых, гипсовых и загрязненных ангидритами, цементом, минерализованными водами или солью, растворов при температуре до 170—190 °С. Оптимальное действие проявляет при $\text{pH}=8,5\div 9,5$. Он сочетается с другими реагентами, поэтому в ряде случаев эффективны комбинированные обработки.

ФХЛС применяют в виде 30—40%-ного водного раствора или в виде сухого порошка. В последнем случае необходимо обеспечить хорошее перемешивание раствора. Одновременно с реагентом в буровой раствор вводят каустическую соду в количестве, достаточном для поддержания $\text{pH}=8,5\div 9,5$. Обычно каустической соды требуется около 20 % от массы ФХЛС в расчете на сухие вещества. Количество ФХЛС для первичной обработки определяется предварительными испытаниями и, как правило, составляет 2—3 %. ФХЛС меньше склонен к пенообразованию, чем ССБ и КССБ, однако в случае необходимости для гашения пены могут быть использованы пеногасители (кальциевый мылосток, СВСЖС, сивушное масло и др.), РС, ПЭС, МАС-200, Т-66.

Качество реагента контролируется по показателям свойств, предусмотренным техническими условиями. Отличительным признаком реагента является содержание в нем трехвалентного хрома и железа.

Сухой ФХЛС относится к группе не токсичных соединений и аллергенным действием не обладает.

Вследствие тонкодисперсности порошка ФХЛС при растаривании мешков возможно значительное распыление реагента. В этом случае необходимы противопылевые респираторы и очки. Так как ФХЛС имеет кислую реакцию, то при работе с водными растворами реагента следует пользоваться защитными очками и резиновыми перчатками. Температура тления при самовозгорании 200 °С, температура самовоспламенения аэрогеля 500 °С. Пыль не взрывоопасна до концентрации 250 г/м³.

ФХЛС упаковывают в четырехслойные бумажные мешки с ламинированной прослойкой массой 40 кг. Транспортируется он в закрытых вагонах на автомашинах в условиях, предупреждающих увлажнение продукта. Хранить реагент следует в закрытых помещениях, укрытым брезентом или полиэтиленовой пленкой. Гарантийный срок хранения 12 мес.

Фосфорнокислые соли натрия (фосфаты, полифосфаты) — натриевые соли, соли фосфорной (ортофосфорной) и конденсированных полифосфорных (пиро- и метафосфорных) кислот. Натриевые соли ортофосфорной кислоты — белые кристаллические порошки, хорошо растворимые в воде и обладающие основными свойствами. Конденсированные фосфаты (полифосфаты) — стекловидные неправильной формы кусочки, медленно растворяющиеся в воде.

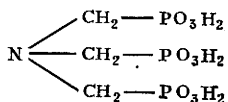
Эти растворы применяют в качестве разжижителей и как реагенты, связывающие ионы кальция. Для связывания кальция используется в основном тринатрийфосфат Na_3PO_4 . Для разжижения пресных буровых растворов, загустевших от повышенного содержания глинистой фазы, в основ-

ном применяют полифосфаты: гексаметафосфат натрия (NaPO_3)₆, триполифосфат натрия $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$ и тетраполифосфат натрия $\text{Na}_4\text{P}_4\text{O}_{13}$. Добавляют их в виде водных растворов 5—10 %-ной концентрации. Полифосфаты эффективно действуют при температуре, не превышающей 80—90 °С. Поскольку фосфаты активизируют пептизацию глин, применение их наиболее целесообразно при одновременной обработке (при спуске колонн, электрометрических работах и т. д.). Обязательным является соблюдение $\text{pH}=9$.

Нецелесообразно их применять для разжижения соленых растворов, а также известковых гипсовых и хлоркальциевых, так как они инактивируются растворимыми солями кальция.

НТФ (*нитрилтриметиленфосфоновая кислота*) представляет собой бесцветный кристаллический порошок. Содержание основного вещества не менее 96 %, температура плавления (с разложением) 210 °С. Хорошо растворяется в воде, кислотах и щелочах.

Структурная формула:



Реагент — эффективный разжижитель буровых растворов. Оптимальные добавки его составляют тысячные и сотые доли процента от объема раствора. НТФ эффективна как разжижитель пресных буровых растворов при температуре до 180—200 °С.

РЕАГЕНТЫ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ pH

Гидроокись натрия (*едкий натр, каустическая сода*) NaOH представляет собой бесцветную, непрозрачную кристаллическую массу, хорошо растворимую в воде. На буровые NaOH поступает либо в твердом виде (плотностью 2,02 г/см³) в железных барабанах массой 100—200 кг, либо в виде раствора 43—47 %-ной концентрации. На воздухе NaOH поглощает воду и углекислый газ, при взаимодействии с которыми переходит в карбонат натрия Na_2CO_3 . При этом на поверхности щелочи получается корочка, поэтому NaOH необходимо держать в закрытой таре.

NaOH — основной реагент для регулирования pH буровых растворов, поэтому она применяется при бурении практически во всех условиях. Ее используют также для приготовления щелочерастворимых реагентов (УЦР, нитролигнин, крахмальный, акриловый и др.) и как ограничитель растворимости извести в известковых растворах. При небольших добавках к глинистым суспензиям NaOH действует как пептизатор. Большие добавки вызывают коагуляцию суспензий, повышая их вязкость и фильтрацию.

Едкий натр — сильная щелочь; при действии на кожный покров образуется болезненный ожог. Попавшую на кожу щелочь следует тотчас

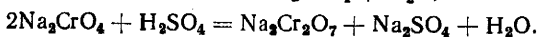
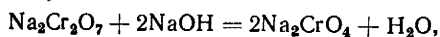
же смыть водой, затем смочить пораженное место слабым раствором уксусной кислоты и вновь промыть водой. При работе со щелочью необходимо пользоваться защитными очками, резиновыми фартуками, сапогами и перчатками.

Для регулирования pH раствора используют также карбонат натрия Na_2CO_3 и известь $\text{Ca}(\text{OH})_2$.

Гидроокись калия (KOH) представляет собой белую кристаллическую массу плотностью $2,04 \text{ г/см}^3$, хорошо растворимую в воде (112 г на 100 г воды при 20°C). Поставляется она либо в твердом виде в железных барабанах массой 140—150 кг, либо в жидком виде. Основное назначение — регулирование pH ингибирующих калиевых растворов, используется также для приготовления щелочнорастворимых реагентов (УЩР, акриловые полимеры и др.).

ТЕРМОСТАБИЛИЗИРУЮЩИЕ РЕАГЕНТЫ

Хроматы и бихроматы щелочных металлов — натриевые или калиевые соли хромовой H_2CrO_4 или бихромовой $\text{H}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ кислоты. Это порошки желтого (хроматы) и оранжевого (бихроматы) цвета, хорошо растворимые в воде. Поставляются заводами-изготовителями в железных барабанах массой 130—220 кг. В водных растворах в зависимости от pH хроматы переходят в бихроматы и наоборот по следующей схеме:



Поэтому в буровых растворах, имеющих обычно щелочную среду, присутствует только ион хромата независимо от того, хроматы или бихроматы введены в раствор. Добавка бихроматов, естественно, приводит к снижению pH раствора. Реагенты предложены для обработки буровых растворов ВНИИБТ.

Термостабилизирующая и ингибирующая добавки используются для сохранения подвижности (разжижения) буровых растворов и повышения эффективности защитных реагентов при высоких забойных температурах. Хроматные реагенты хорошо совместимы со всеми реагентами и растворами различной рецептуры (пресными, минерализованными, известковыми, гипсовыми, эмульсионными, утяжеленными и т. д.). Хроматы и бихроматы эффективно действуют при небольших (десятые, сотые доли процента) добавках. Улучшающий эффект начинает проявляться при $70\text{—}80^\circ\text{C}$, но наиболее эффективны они при температуре выше 100°C . Действие хроматов устойчиво и длительно. Они позволяют существенно расширить температурный диапазон применения большинства защитных реагентов. Хроматы вводят в виде водных растворов 5—10 %-ной концентрации.

На буровой раствор реагента готовят следующим образом. В начале желобной системы устанавливают специальную емкость с вентилями. В нее заливают воду (в случае калиевого хромпика желательно теплую) и засыпают порошок реагента из расчета 10 кг на 90 л воды. Раствор перемешивают в течение 15—30 мин, после чего вводят в циркулирующий раствор. Добавка реагента в каждом конкретном случае уточняется на

основании лабораторных опытов. Об эффективности действия следует судить по изменению свойств раствора после его термообработки в течение 6—8 ч при температуре, равной забойной. Во избежание передозировки и разжижения раствора сверх допустимых пределов обработку следует вести в течение двух циклов циркуляции. Разжижающее действие хроматов обычно проявляется после первого цикла, поэтому необходимо внимательно следить за показателями раствора. В случае чрезмерного разжижения для восстановления структуры необходимо добавить глинопорошок. Хроматы и бихроматы токсичны. Следует остерегаться попадания их на слизистые оболочки и на незащищенную поверхность кожи. На буровой необходимо соблюдать следующие меры предосторожности:

- 1) вскрывать барабаны с хромпиком во избежание распыления в защищенном от ветра месте;
- 2) при растаривании барабанов и растворении хромпика пользоваться противопылевыми респираторами, резиновыми сапогами, перчатками и фартуками из водонепроницаемой ткани;
- 3) раствор хромпика хранить в закрытой емкости и сливать в желоб через патрубок без разбрызгивания;
- 4) при попадании хромпика на кожу тщательно обмыть ее водой и смазать жировой мазью.

РЕАГЕНТЫ-ИНГИБИТОРЫ ГИДРАТАЦИИ И ДИСПЕРГИРОВАНИЯ ГЛИН И СЛАНЦЕВ

Силикат натрия или калия (жидкое стекло) имеет химическую формулу щелочных силикатов $R_2O \cdot nSiO_2$, где R_2O может быть Na_2O или K_2O , n — число молекул кремнезема (модуль). Жидкое техническое стекло Na_2SiO_3 выпускается по ГОСТ 13078—81. В бурении применяется силикат натрия, водный раствор которого — вязкая жидкость от светло-желтого до желто-коричневого цвета плотностью 1,36—1,5 г/см³ — имеет щелочную реакцию ($pH=11 \div 12$).

Хранить жидкое стекло следует в закрытых емкостях. Можно хранить и в открытой емкости, если на поверхности жидкого стекла имеется 5—10-мм слой дизельного топлива.

Жидкое стекло в основном используется для приготовления специальных «силикатных» буровых растворов, применяемых для предупреждения набухания и гидратации склонных к обвалам глинистых сланцев. Небольшие добавки (2—5 %) жидкого стекла повышают термостойкость растворов, обработанных КМЦ, до 180 °С. Жидкое стекло — сильный структурообразователь, поэтому оно используется при борьбе с поглощениями как для повышения вязкости и прочности структуры бурового раствора, так и в качестве составной части быстросхватывающихся паст для закупоривания трещин и каверн, в которые уходит буровой раствор. Жидкое стекло образует с катионами поливалентных металлов труднорастворимые соединения.

При работе с силикатами натрия или калия следует соблюдать меры предосторожности, предусмотренные для работы со щелочами.

Таблица 20

Показатели качества хлористого калия

Показатели	Норма для марок			Для сельского хозяйства	
	К		Ф		
	1 сорт	2 сорт	3 сорт	1 сорт	2 сорт
Внешний вид				Мелкокристаллический порошок белого цвета с сероватым оттенком	
Содержание KCl в пересчете на сухое вещество, %	98	95±1	95±1	95±1	91±1
Содержание влаги, %, не более	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Содержание NaCl в пересчете на сухое вещество	1,4	4,5±1,0	7,0±1,0	Не нормируется	
Содержание нерастворимого в воде остатка в пересчете на сухое вещество, %, не более	0,2			Не нормируется	

Хлористый калий KCl — нейтральный электролит, мало меняющий щелочность среды, образующий бесцветные кубические кристаллы, хорошо растворимые в воде. В зависимости от метода получения технический KCl выпускается двух марок: К-продукт, получаемый кристаллизацией из растворов; Ф-продукт, получаемый флотационным обогащением калийных руд. Для сельского хозяйства KCl выпускают в виде гранул и крупнозернистых естественных кристаллов, получаемых в результате флотации. По физико-химическим показателям KCl должен соответствовать нормам, приведенным в табл. 20.

Хлористый калий применяется как ингибитор гидратации, набухания и дезинтеграции сланцев и глинистых пород. Он используется для приготовления специальных калиевых буровых растворов, особо эффективных при бурении в неустойчивых глинистых породах. Реагент транспортируется навалом в специальных саморазгружающихся или крытых железнодорожных вагонах. При перевозке железнодорожным и водным путем продукт должен быть упакован в бумажные битуминизированные мешки по ГОСТ 2226—75, полиэтиленовые мешки по ГОСТ 17811—78 или специальные контейнеры.

Срок хранения его 6 мес. со дня изготовления. Хранить надо в закрытом помещении. Хлористый калий пожаро- и взрывобезопасен, мало токсичен.

Гидроокись кальция (гашеная известь) $\text{Ca}(\text{OH})_2$ — сильная щелочь, представляет собой порошок белого цвета. Растворимость ее в воде невелика и уменьшается с повышением температуры. Добавление другой более растворимой щелочи, например каустической соды, также снижает растворимость извести. На воздухе активно взаимодействует с углекислым газом, образуя карбонат кальция CaCO_3 . Поэтому при длительном хранении на воздухе активность извести резко снижается.

Гашеная известь — ингибитор набухания и диспергирования сланцев и глинистых пород, а также регулятор pH высококальциевых растворов. В бурении известь используется: 1) для приготовления ингибированных известковых растворов (совместно с каустической содой, понизителями фильтрации и лигносульфонатами), обладающих технологическими преимуществами (меньшей чувствительностью к содержанию твердой фазы, легкой регулируемостью реологических свойств); 2) в соленасыщенных растворах при бурении интервалов глинистых пород, хорошо диспергирующихся в насыщенном растворе хлористого натрия; 3) для регулирования pH хлоркальциевых растворов; 4) как структурообразователь для загущения растворов при борьбе с поглощениями.

Известь обычно применяют в виде известкового молока, представляющего собой водный раствор $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и избыточное количество нерастворившейся $\text{Ca}(\text{OH})_2$, придающей раствору белый цвет.

При работе с известью следует соблюдать меры предосторожности, предусмотренные для работы со щелочами. При использовании сухой извести необходимо пользоваться противопылевыми респираторами.

Сульфат кальция (гипс) $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ (ГОСТ 4013—74) — белое порошкообразное вещество плотностью 2,32 г/см³, труднорастворимое в воде (при 20 °C растворяется 0,202 %). В присутствии NaCl растворимость его возрастает в 2,5—2,8 раза. С небольшим количеством воды гипс быстро образует твердеющую массу. Добывается он из природных залежей.

Применяется сульфат кальция как ингибитор гидратации и набухания сланцев и глинистых пород. Добавляют его совместно с реагентами-понизителями фильтрации и разжижителями (хром и феррохромлигносульфонатами) для приготовления ингибированных гипсовых растворов.

При работе с порошком гипса в случае его распыления необходимо пользоваться противопылевыми респираторами и очками.

Хлористый кальций CaCl_2 — бесцветное кристаллическое вещество, хорошо растворимое в воде. Выпускается он либо в жидком виде (28—30 %-ной концентрации), либо в сухом (гранулированном), очень гигроскопичен, поэтому хранение сухого хлористого кальция в незапечатанной таре не допускается.

Применяется как ингибитор гидратации и набухания сланцев и глинистых пород, а также для приготовления ингибированных хлоркальциевых растворов.

Добавляется CaCl_2 в буровой раствор в виде 30—50 %-ного раствора. Безвреден.

Хлористый натрий (поваренная соль) NaCl — нейтральный электролит, мало меняющий щелочность среды. Доставляется на буровые либо в незатаренном виде самосвалами, либо в джутовых мешках массой 50 кг.

Поваренная соль используется в основном для приготовления соленасыщенных буровых растворов, применяемых при вскрытии солевых отложений с целью предупреждения образования каверн в скважине. Содержание соли в буровом растворе определяется путем сравнения плотности его фильтрата и водных растворов соли. Может использоваться как структурообразователь перестабилизованных пресных растворов. Добавки соли при этом не превышают 0,1—0,3 % от объема раствора.

Бишофит $MgCl_2 \cdot 6H_2O$ — шестиводная соль хлорида магния, хорошо растворяющаяся в воде любой минерализации. Выпускается бишофит в виде чешуированных кристаллов, затаривается в мешки массой 40 кг. Качество поставляемого бишофита характеризуется следующим показателем:

Содержание ионов магния, %, не менее	11,8
В пересчете на $MgCl_2 \cdot 6H_2O$, %, не менее	96
Содержание хлористого кальция в пересчете на CaO, %, не более	0,2
Содержание сульфат-ионов, %, не более	1,1
Содержание ионов щелочных металлов ($Na^+ + K^+$), %, не более	1,0
Содержание нерастворимого в воде остатка, %, не более	0,2

Реагент предназначен для получения буровых растворов на основе гидрогеля магния, а также для насыщения буровых растворов при разбуривании солевых отложений с пропластками карналлита и бишофита. Для получения насыщенного раствора добавляют к объему воды 306 % бишофита. При этом первоначальный объем увеличивается в 1,5 раза.

Бишофит обладает высокой гигроскопичностью, поэтому хранить его необходимо в закрытых мешках.

Гидрофобизирующие кремнийорганические жидкости (ГКЖ-10 и ГКЖ-11) представляют собой 30 %-ные водно-спиртовые растворы моноватриевой соли этилсилантриола — $C_2H_5Si(OH)_2ONa$ (ГКЖ-10) или метилсилантриола — $CH_3Si(OH)_2ONa$ (ГКЖ-11).

Это желтоватые или светло-коричневые однородные (без осадка) жидкости. Свойства их нормируются ТУ 6-02-696—72:

Плотность, г/см ³	1,17—1,19
Содержание основного вещества, %, не менее	30
Щелочность pH	13—14
в пересчете на NaOH	15 ± 2 %

Реагенты ГКЖ-10 и ГКЖ-11 применяются в качестве гидрофобизирующей добавки, предотвращающей диспергирование, гидратацию и переход глин в буровой раствор и обеспечивающей вследствие этого сохранение хороших реологических свойств раствора при бурении в отложениях глин. Применение их в комбинации с реагентами, вызывающими вспенивание раствора (ССБ, КССБ), исключает пенообразование. Реагенты термостойки до 200 °С. Ограничения к применению: солевая агрессия по NaCl до 10 %, по $CaCl_2$ — до 1 %.

ГКЖ-10 и ГКЖ-11 используются либо в товарном виде, либо в виде 5—10 %-ных водных растворов, не токсичны и биологически безвредны, однако вследствие высокой щелочности при их использовании необходимо соблюдать меры предосторожности, предусмотренные при работе со щелочами.

СМАЗОЧНЫЕ ДОБАВКИ

Смад-1 — смесь окисленного петролатума (побочного продукта депарафинизации авиационных масел), представляющего собой смесь твердых углеводородов парафинового и нафтенового рядов и высокомолекулярных жидких углеводородов с дизельным топливом в соотношении 1:1.

Действующим началом смада-1 являются карбоновые, окси- и эфирокислоты.

Продукт для обработки растворов предложен ВНИИБТ. Это — вязкая жидкость плотностью 0,9 г/см³. По ТУ 38-101-614—76 смад-1 должен отвечать следующим техническим требованиям:

Кислотное число, мг КОН на 1 г продукта	20
Температура застывания, °С, не более	0
Поверхностное натяжение 0,5 %-ного раствора смад-1 в дизельном топливе на границе с дистиллированной водой, Н/м	20

Смазочную добавку для буровых растворов можно использовать как структурообразователь в соленасыщенных растворах, а также в качестве гидрофобизатора твердой фазы в растворах на нефтяной основе. Смад-1 можно применять при бурении с промывкой водой, пресными, минерализованными, неутяжеленными и утяжеленными растворами, имеющими $pH \leq 10$ и содержание ионов кальция и магния не более 400 мг/л. Смад-1 совместима со всеми реагентами, используемыми для обработки этих систем. Оптимальная концентрация ее для неутяжеленных растворов 0,5—1 %, а для утяжеленных 1,5—2 % (в расчете на активный компонент), оптимальное содержание в растворах на нефтяной основе 1—5 %.

В буровой раствор смад-1 вводят равномерно через желобную систему и приемы буровых насосов. При бурении с промывкой водой или неутяжеленным буровым раствором первичная обработка ведется из расчета 2 % товарного продукта, а в процессе бурения добавки составляют 5 кг на 1 м проходки, для утяжеленных растворов соответственно 4 % и 25 кг на 1 м проходки. При высоком содержании глины реагент смад-1 вызывает некоторое загустевание раствора, которое устраняется обычными методами. При утяжелении раствора флотационным баритом добавка смад-1 в нефтемulsionные растворы может вызвать гидрофобную флокуляцию утяжелителя, предотвратить которую можно предварительной обработкой реагентами УЩР, КМЦ, гипаном. При работе в зимнее время емкости для хранения смад-1 должны быть снабжены паровым обогревом. Применение этого реагента способствует увеличению проходки на долото на 20—35 % и профилактике затяжек и прихватов бурильной колонны.

Основной показатель качества продукта — кислотное число. Содержание смад-1 в буровом растворе можно определить путем сравнения хлороформной вытяжки окисленного петролатума из проб бурового раствора при ее люминесцентном освещении со специально приготовленными эталонами. Смад-1 — горючая жидкость с температурой вспышки не ниже 65 °С, предельно допустимая концентрация ее составляет 0,3 мг/л (в пересчете на углерод). При хранении и применении смад-1 запрещается обращаться с открытым огнем. Все работы с ней необходимо проводить в спецодежде, по окончании работ следует вымыть руки водой с мылом.

Смад-1 поставляется в железнодорожных цистернах. На промыслах хранится в металлических емкостях. Пункты приема и хранения ее в зимнее время должны быть обеспечены пароподогревом. Гарантийный срок хранения 1 год.

СГ — смесь гудронов, получаемых при дистилляции жирных кислот растительного или животного происхождения. Активное начало *СГ* — предельные и непредельные жирные кислоты и их сложные эфиры. По внешнему виду она представляет собой пастообразное маслянистое вещество.

Назначение и область применения *СГ* аналогичны смад-1. *СГ* как смазочная добавка предложена УкрпипроНИИнефтью.

Нефть (ГОСТ 9965—76) представляет собой смесь органических веществ, в которых растворены различные твердые углеводороды и смолистые вещества. В зависимости от их содержания нефти делятся на легкие и тяжелые. Для добавок к буровым растворам рекомендуются нефти плотностью 0,83—0,89 г/см³, обладающие высокой поверхностной активностью.

При введении 10—20 % нефти в раствор улучшается процесс бурения: снижается коэффициент трения между трубами и фильтрационной коркой, уменьшается опасность прихватов, повышается эффективность работы долота, снижаются гидравлические сопротивления. Смазочные свойства нефти усиливаются добавками графита (1—2 %).

Рекомендуемые добавки нефти в зависимости от плотности приведены ниже:

Плотность раствора, г/см ³	1,2—1,3	1,3—1,5	1,5—1,7	1,7—2,0
Содержание нефти, %	8—10	10—12	12—15	15—18

Содержание нефти в растворе контролируется не реже 1 раза в сутки прибором Дина—Старка или центрифугированием. Последний способ не требует квалифицированного исполнения, обладает достаточной для промысловых исследований точностью и нетрудоемок.

Графит — кристаллический порошок серебристого цвета. Получают его путем флотационного обогащения естественного графита и доменных шлаков. Противоизносные свойства его невелики, однако эффект значительно усиливается при комбинировании добавок 1—2 % с нефтью или со смад-1. Графит поставляется в мешках массой 30—35 кг.

Значительно улучшаются смазочные свойства и при добавках до 0,3 % сульфенола, при этом коэффициент трения снижается на 15 %.

ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА (ПАВ). ЭМУЛЬГАТОРЫ

УФЭ₈ — продукт конденсации технических угольных фенолов с окисью этилена — неионогенное поверхностно-активное вещество. Это — густая жидкость темно-коричневого цвета плотностью 1,12 г/см³, хорошо растворяющаяся в воде. При добавке 0,5—0,8 % ее снижается поверхностное натяжение на границе вода — нефть до 2—3 Н/м.

Она сохраняет поверхностно-активные свойства и не образует осадка в минерализованных водах.

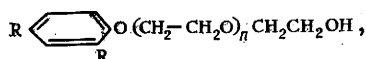
УФЭ₈ предназначена для снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз нефть — вода — порода с целью сохранения нефтепроницаемости призабойной зоны пласта при вскрытии продуктивных коллекторов растворами на водной основе. Для поддержания низкого поверхностного натяжения фильтрата раствора расход *УФЭ₈* составляет

1—1,5 % от объема раствора. При этом также улучшаются и смазочные свойства раствора.

Реагент вводят в раствор в конце желобной системы или во всасывающую линию насосов. Дополнительные обработки ведут при снижении концентрации ПАВ до 0,4—0,5 %. Контроль за содержанием ПАВ в буровом растворе осуществляется путем сравнения величины поверхностного натяжения фильтрата раствора с величиной поверхностного натяжения водных растворов этого ПАВ известной концентрации на границе с керосином.

На буровых УФЭ₈ хранится в закрытых емкостях. Водные растворы ее не токсичны и поэтому не требуют особых мер предосторожности при работе с ними.

ОП-10 неионогенное ПАВ — продукт конденсации моно- и диалкилфенолов, алкилированных полибутиленом, с окисью этилена. ОП-10 имеет следующее строение:



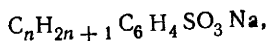
где $n=10\div 12$.

В зависимости от массы окиси этилена, входящей в состав реагента, различают ОП-4 ($n=4$), ОП-7 ($n=7$), ОП-10 ($n=10\div 12$), ОП-20 ($n=20$). ОП-4 — маслорастворимый, ОП-7 масло- и водорастворимый, ОП-10 и выше водорастворимые. Показатели качества ОП-10 регламентируются ГОСТ 8433—81. Это маслообразная вязкая жидкость от светло-желтого до темно-коричневого цвета, плотностью при 20 °С от 1,02 до 1,05 г/см³, хорошо растворяющаяся в воде. Обладает слабощелочной или слабокислой реакцией, 0,1 %-ный водный раствор имеет $\text{pH}=6\div 8$, сохраняет поверхностно-активные свойства и не образует осадка в минерализованных водах при температуре до 80—90 °С.

Так же как и УФЭ₈, реагент ОП-10 применяется для обработки буровых растворов при вскрытии продуктивных пластов с целью сохранения их нефтепроницаемости, кроме того, он используется как добавка, улучшающая эмульгирование нефти в буровых растворах, особенно в утяжеленных. В отличие от некоторых ионогенных ПАВ, например сульфанола, ОП-10 предупреждает флокуляцию флотационных баритовых утяжелителей в нефтеэмульсионных растворах.

Технология применения и контроль за обработкой такие же, как и при использовании УФЭ₈. Реагент ОП-10 имеет высокую температуру вспышки, взрывоопасных смесей с воздухом не образует, токсичными свойствами не обладает, при работе с ним не требуется особых мер предосторожности.

Сульфонол НП-1 — ионогенное ПАВ, представляющее собой алкиларилсульфонат — продукт алкилирования бензола додециленом с последующей его ректификацией, сульфированием и нейтрализацией, имеет следующую формулу:



где $n=12\div 18$.

Сульфонол выпускается в виде порошка светло-желтого цвета, упакованного в бумажные мешки, или по ТУ 6-01-862—73 в виде вязкой темной жидкости плотностью $1,16 \text{ г/см}^3$, затаренной в деревянные бочки, с содержанием активного вещества 45 %. Сульфонол хорошо растворим в воде и нефти, в минерализованных водах дает хлопьевидные осадки, при добавке 0,18 % снижает поверхностное натяжение воды на границе с керосином до 24 Н/м. Сульфонол в меньшей степени адсорбируется на песчанике, чем ОП-10, максимальная адсорбция его составляет 1,5 против 2,84 мг/л для ОП-10.

Сульфонол применяется для обработки буровых растворов при вскрытии продуктивных пластов с целью сохранения их нефтепроницаемости, как эмульгатор нефти в растворах, а также как гидрофобизатор твердой фазы в растворах на нефтяной основе. Добавки 0,01—0,03 % (на активное вещество) сульфонола снижают коэффициент трения скольжения металла о породу. Не рекомендуется использование сульфонола в качестве эмульгатора в нефтеэмульсионных буровых растворах, утяжеленных флотационными баритовыми утяжелителями, так как в этом случае он приводит к гидрофобизации утяжелителя и его флокуляции. В целях лучшего эмульгирования сульфонол предварительно растворяют в нефти (0,3 % от объема нефти). Нефтяной раствор эмульгатора вводят в буровой раствор через всасывающую линию насосов. Во избежание вспенивания запрещается добавлять сульфонол непосредственно в циркуляционную систему. В остальном технология применения сульфонола аналогична описанной выше для УФЭ₈.

Продукт не токсичен и безопасен в обращении.

Дисолваны 4400, 4411-65, 4422, 4433 — импортные ионогенные ПАВ (фирма «Анарган», ФРГ), представляющие собой блоксополимеры на основе окисей этилена и пропилена (полиалкиленгликоли), хорошо растворимые в воде. Обычно дисолван поставляется в виде 65 %-ного раствора в растворителе, состоящем из смеси метилового спирта и воды в соотношении 3:1, имеет вид светлой прозрачной жидкости плотностью $0,95\text{—}0,97 \text{ г/см}^3$. В товарном виде он легко смешивается с нефтью. Разбавленные водные растворы (0,5—3 %-ные) не реагируют с солями, слабыми щелочами и кислотами. Для эмульгирования нефти в буровые нефтеэмульсионные растворы вводят 0,1—0,5 % дисолвана.

Дисолваны слабо токсичны, пожароопасны (температура воспламенения около 100°C), при работе с ними необходимо применять средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, фартуки) и соблюдать требования противопожарной безопасности. Хранить их следует в плотно закрытой таре, в местах, недоступных для посторонних лиц.

РЕАГЕНТЫ-ПЕНОГАСИТЕЛИ

Основными причинами вспенивания буровых растворов являются: 1) обработка пенообразующими реагентами; 2) физико-химическое взаимодействие буровых растворов с различными солями, приводящее к изменению гидрофильно-гидрофобного баланса молекул химических реагентов, содержащихся в растворе; 3) поступление газа в раствор при разбуривании газовых и газодонефтяных горизонтов, а также наличие в растворе

ПАВ и химических реагентов, способствующих стабилизации пузырьков газовой фазы.

В практике бурения нефтяных и газовых скважин применяются следующие способы дегазации буровых растворов:

снижение поверхностного натяжения на границе раздела жидкость—газ, твердое тело—газ или вытеснение стабилизатора газовых пузырьков более активными ПАВ с менее прочными защитными слоями;

применение специальных вакуумных дегазаторов, эффективно удаляющих газ из маловязких растворов, однако эффективность их действия резко снижается при использовании растворов высокой вязкости и плотности;

совместное использование ПАВ и вакуумных дегазаторов.

Соапсток — отходы маслозаводов, производящих рафинирование растительных масел. Он представляет собой пасту (50 %-ную), состоящую из смеси нейтрального жира, мыла жирных кислот и примесей. Различают хлопковый, подсолнечный и касторовый соапсток. Наибольшей активностью обладает хлопковый, образующий стабильную водную эмульсию, в дизельном топливе — нестойкую, а подсолнечный и касторовый — наоборот.

Соапсток применяется в качестве пеногасителя в пресных и минерализованных растворах, содержащих лигносульфонаты, ПАВ. Чаще его готовят с известковым молоком по следующим рецептурам (в %):

1. Товарный соапсток	7	2. Товарный соапсток	15
Каустическая сода	2	Известковое молоко	15
Известковое молоко		Дизельное топливо	70
($\rho = 1,12 \div 1,17 \text{ г/см}^3$)	1		
Вода	90		

Соапсток вводят совместно с реагентами-пенообразователями (0,3—0,5 % их объема). Эффект пеногашения усиливает добавка графита, для чего на каждый кубический метр приготовленного соапстока вводят 75—100 кг графита.

Т-66 — побочный продукт производства диметилдиоксиана при получении изопрена из изобутилена и формальдегида. Основные компоненты реагента — диоксановые спирты и их производные.

Т-66 представляет собой легко подвижную жидкость с характерным запахом, растворимую в воде и органических растворителях. В соответствии с ТУ 38-3033—70 он характеризуется следующими свойствами:

Плотность, г/см^3	1,01—1,07
Вязкость по ПВ-5, с	45—60
Растворимость в воде, %	90
Температура, °С:	
замерзания, ниже	—25
вспышки	70—102

Т-66 — активный пеногаситель и структурообразователь минерализованных буровых растворов (независимо от характера, степени минерализации, типа пенообразователя и температурных условий). Он обладает смазочным действием и способствует снижению фильтрации, нейтрализует H_2S с образованием нерастворимых углеродистых соединений и тританов, являющихся ингибиторами сероводородной коррозии.

Реагент Т-66 можно добавлять как непосредственно в циркулирующий раствор, так и в водные растворы реагентов, вызывающих вспенивание. Наиболее эффективно пеногасящие свойства проявляются при добавках 3—5 %. При обработке раствора реагентами, вызывающими вспенивание, Т-66 лучше вводить в жидкую ССБ или КССБ в соотношении 2 : 1. Высокий уровень дегазации сохраняется в течение длительного времени. На активность Т-66 существенно влияет щелочность бурового раствора. Оптимальный диапазон рН находится в пределах 7,8—8,2. Для химического связывания сероводорода используют добавки 1—2 % Т-66.

Реагент Т-66 — малотоксичное соединение. При работе с ним необходимо пользоваться защитными очками, спецодеждой и перчатками, а при чистке емкостей — противогазом марки БКФ.

МАС-200 (ТУ 39-08-125—77) представляет собой высокодисперсный пирогенный гидрофобизированный кремнезем. Это — легкосыпучий порошок, сохраняющий сыпучесть при температуре от —40 до +50 °С. Гидрофобность его ≥ 90 %, рН водной суспензии $\geq 3,6$, истинная плотность 2,2 г/см³, насыпная масса 25—50 г/л, размер частиц 0,004—0,04 мкм, удельная поверхность 175 ± 25 м²/г.

Он применяется в качестве эмульгатора, стабилизатора инвертных эмульсий и пеногасителя буровых растворов. В промышленных условиях МАС-200 готовят в виде 5—10 %-ной суспензии в дизельном топливе. Для приготовления 0,5 м³ пеногасителя требуется: 47,8 кг (объем 21,7 л) МАС-200 и 478,2 л дизельного топлива. При обработке полученную пасту разбавляют 2—5 раз дизельным топливом и вводят в раствор. Для первичной обработки расходуетея 0,5 % суспензии МАС-200, при этом обеспечивается стойкий пеногасящий эффект в течение длительного времени. Оптимальная концентрация реагента в растворах на нефтяной основе 2—5 кг на 1 м³ раствора.

МАС-200 поставляется в бумажных или полиэтиленовых мешках массой 5—7 кг. Он сохраняет свои свойства в течение 1 года.

ПВ-1 — противовспениватель буровых растворов представляет собой смесь трибутилового эфира ортофосфорной кислоты (C₄H₉O)₃PO (молекулярная масса 266,31) с бутиловым спиртом. Он предложен для буровых растворов ВНИИКРнефтью совместно с ВПО «Химпром» им. С. М. Кирова.

Реагент ПВ-1 — маслянистая желтая или бесцветная жидкость; допускается окрашивание его в коричневый цвет. ПВ-1 имеет следующую характеристику:

Плотность при 20 °С, г/см ³	0,96
Температура, °С:	
кипения	289
плавления	50
воспламенения	189 ± 3
Растворимость	Растворим в углеводородных жидкостях, с водой образует эмульсию
Массовая доля трибутилфосфата, %, не менее	90

Таблица 21

Свойства и эффективность пеногасителей, применяемых при бурении скважин

Реагент	Химическая формула или состав (основные компоненты)	Физико-химические свойства					Форма применения	Добавка пеногасителя, %
		температура плавления, °С	плотность, г/см ³	вязкость $\eta \cdot 10^3$, Па·с	поверхно- стное натя- жение $\delta \cdot 10^3$, Н/м	раствори- мость в воде, %		

Производственные отходы

Сивушное масло	Изоамиловый спирт (55—72 %) Другие высшие спирты (18—23 %) Этиловый спирт (4—11 %) Вода (6—12 %)	Жидкость	0,82—0,84	—	22,1	6,5	Раствор в дизель- ном топ- ливе (10 %-ный)	1—2
Соапсток	Неомыляемые жиры (10—15 %) Омыляемые жиры (до 25 %) Свободная щелочь (до 0,5 %) Вода (до 60 %)	Жидкость или мазь	—	—	31,2	Не раст- ворим	Эмульсия в воде или ди- зельном топливе (1 : 10)	1—1,5
Карболинеум (отходы лесо- химической промышлен-	Нейтральные масла (47 %) Технические масла (42 %)	Жидкость	0,97	—	—	—	В чистом виде	1—2

ности)	Фенолы (до 10 %) Щелочь (до 2 %)							
Парафин окисленный	Жирные кислоты (до 55 %) Алканы (до 45 %)	40	—	—	—	Не раст- ворим	Раствор в дизель- ном топ- ливе (50 %-ный)	0,3—0,5
Мылонафт кальция	Нафтеновые кислоты (43 %) Неомыляемые ве- щества (до 15 %) Минеральные соли (4—6 %)	Мазь	—	—	—	То же	Раствор в керосине или ди- зельном топливе (1 : 4 ÷ 6)	0,8—1
Спирты синте- тические жир- ные «Альфа- нол-79»	$C_7H_{15}OH \div C_9H_{19}OH$	—5	0,82—0,83	—	27—29	»	Раствор в дизель- ном топ- ливе (20 %-ный)	1,0—1,5
Резиновая крошка (пе- ногаситель РС)	Крошка бутадиен- стирольного кау- чука СКС-30 и СКС-30-АРМ-15	—	—	—	—	»	Суспензия в дизель- ном топ- ливе (10 %-ная)	1—2

Реагент	Химическая формула или состав (основные компоненты)	Физико-химические свойства					Форма применения	Добавка пеногасителя, %
		температура плавления, °C	плотность, г/см ³	вязкость $\eta \cdot 10^3$, Па·с	поверх- стное натяжение $\delta \cdot 10^3$, Н/м	раствори- мость в воде, %		
Полиэтиленовая крошка (пеногаситель ПЭС)	Полиэтиленовая крошка в дизельном топливе	—	—	—	—	Не растворим	Суспензия в дизельном топливе (10 %-ная)	0,7—1,5

Природные жиры и масла

Касторовое масло	Триглицериды кислот рацинолевой (80—85 %), олеиновой (3—9 %)	—10 ÷ —18	0,96	950 (при 20 °C)	36,4 (при 18 °C)	»	В чистом виде	≤1
------------------	--	-----------	------	--------------------	---------------------	---	---------------	----

Спирты

Изоамиловый	$(\text{CH}_3)_2\text{CHCH}_2\text{CH}_2\text{OH}$	—117,2	0,812	—	23,2	2,75	В чистом виде или в виде раствора	≤0,5
-------------	--	--------	-------	---	------	------	-----------------------------------	------

							в дизельном топливе	
--	--	--	--	--	--	--	---------------------	--

Кремнийорганические соединения

Полиметил- силоксан ПМС-200 (используются так же ПМС-15000, ПМС-9000, ПМС-1000)	$(\text{CH}_3)_3[\text{SiO} \times \text{Si}(\text{CH}_3)_2\text{O}]_n \text{Si}(\text{CH}_3)_3$	—70	0,97	200	20,4	Не раство- рим	В виде 1 %-ной эмульсии в глини- стой суспензии плотностью 1,1 г/см ³ , стабилизи- рованной 0,5 % хо- зяйствен- ного мыла	0,005—0,001 (в расчете на ПМС)
--	--	-----	------	-----	------	-------------------	---	--------------------------------------

Соли органических кислот

Стеарат алюминия	$[\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{16} \times \text{COO}]_3\text{Al}$	Твердое вещество	—	—	—	Не раст- ворим	Смесь с ди- зельным топливом (1 : 10)	0,05—3
---------------------	--	---------------------	---	---	---	-------------------	--	--------

Основное назначение ПВ-1 — предупреждение пенообразования и гашение пены в буровых растворах. Его можно использовать для предупреждения пенообразования или гашения пены как в пресных, так и минерализованных буровых растворах, в том числе при высокой температуре. Если ПВ-1 применяется для предупреждения образования пены в лигносульфонатных реагентах, то его предварительно вводят в воду затворения и перемешивают в течение 10 мин; далее лигносульфонатный реагент готовят в обычной последовательности. Добавка ПВ-1 составляет для пресных растворов 0,5, для минерализованных 1 % от массы сухого лигносульфонатного реагента.

Пена в буровых растворах гасится либо вводом лигносульфонатного реагента, предварительно обработанного ПВ-1, либо добавкой непосредственно противовспенивателя. Ориентировочная дозировка ПВ-1 составляет 0,1—0,3 л/м³. Конкретную дозу ПВ-1 выбирают по методу оценки эффективности.

Основа ПВ-1 — трибутилфосфат, обладающий общетоксичным действием, поэтому следует избегать длительного непрерывного вдыхания его паров. Предельно допустимая концентрация паров трибутилфосфата в воздухе 0,5 мг/м³. При разливе продукта необходимо пользоваться фильтрующим противогазом марки БКФ, резиновыми перчатками и фартуком. Трибутилфосфат химически устойчивое соединение, на воздухе не окисляется и не разлагается. Токсичных соединений в воздушной среде не образует. Пары ПВ-1 не взрывоопасны. ПВ-1 легко растворяется в органических растворителях и адсорбируется глиной. Поэтому при попадании ПВ-1 на кожу необходимо смыть его спиртом, керосином или вытереть глинопопорошком и обмыть теплой водой с мылом.

Реагент ПВ-1 транспортируется в стальных бочках по ГОСТ 13950—76 вместимостью 100—200 л. Хранить его необходимо в условиях, исключающих повреждение тары.

Сведения о свойствах других пеногасителей, применяемых в бурении, приведены в табл. 21. Активность пеногасителей оценивается на пробе раствора, содержащего 10 % КССБ. Оптимальная концентрация реагента — концентрация, обеспечивающая остаточное содержание воздуха во вспененном растворе не более 1—2 %.

РЕАГЕНТЫ ДЛЯ СВЯЗЫВАНИЯ КАЛЬЦИЯ И МАГНИЯ

Углекислый натрий — карбонат натрия, кальцинированная сода Na_2CO_3 (ГОСТ 83—79). Это — белый мелкокристаллический порошок плотностью 2,5 г/см³. Доставляется на буровые в многослойных бумажных мешках массой 60 кг. В результате гидролиза раствор Na_2CO_3 имеет сильно щелочную реакцию ($\text{pH} = 12$).

Основное назначение кальцинированной соды — связывание агрессивных ионов кальция и магния при загрязнении бурового раствора минерализованными хлоркальциевыми, хлормagneйевыми водами, гипсом, ангидритом и цементом. Применяется она и как химический диспергатор глины при приготовлении растворов из кальциевых глин и для облагораживания глинопопорошков с целью увеличения выхода раствора, для смягчения жесткости воды и регулирования pH бурового раствора.

Кальцинированную соду используют в сухом виде и в виде растворов 5—10 %-ной концентрации. Так как водные растворы ее имеют сильно щелочную реакцию, при работе с ними необходимо соблюдать меры предосторожности, предусмотренные для работы со щелочами.

Углекислый барий BaCO_3 представляет собой белый тяжелый порошок, растворимый в воде. За рубежом применяется для удаления из бурового раствора агрессивных ионов кальция и SO_4^{2-} . С этими ионами он образует практически нерастворимые соединения CaCO_3 и BaSO_4 . Как и все растворимые соединения бария, карбонат бария является ядом и в настоящее время его не используют.

РЕАГЕНТЫ ДЛЯ СВЯЗЫВАНИЯ СЕРОВОДОРОДА

В ряде районов страны (Татария, Башкирия, Оренбургская, Саратовская и Волгоградская области, Краснодарский край, Западный Казахстан) при бурении скважин наблюдается проявление сероводорода H_2S , что значительно затрудняет буровые работы, так как сильно корродируется оборудование, создается опасность загрязнения окружающей среды и отравления работающих.

Для нейтрализации H_2S в отечественной практике ограничено применяют хлорное железо FeCl_3 , NaOH , 1,3-диоксициклан, окись и гидроксид железа. За рубежом для связывания сероводорода используют губчатое железо. Хлорное железо и щелочь как нейтрализаторы H_2S имеют ряд недостатков: реакция их с H_2S обратима и приводит к повторному выделению газа. Кроме того, FeCl_3 вызывает разрушение резинотехнических изделий бурового оборудования; 1,3-диоксициклан — горючая жидкость с температурой вспышки 85°C , реакция его с H_2S при нормальной температуре протекает медленно (в течение нескольких часов) и неполно. В настоящее время найдены эффективные нейтрализаторы H_2S , лишенные указанных недостатков.

Нейтрализатор H_2S ВНИИТБ-1 — многотоннажный отход витаминного производства — не горюч, не образует в результате реакции токсичных соединений, совместим с буровыми растворами различного физико-химического состава. Продукт производится отечественными заводами в удобной для транспортировки и применения таре. Обладает высокой емкостью (табл. 22) и скоростью связывания сероводорода (табл. 23).

Таблица 22

Расход реагента ВНИИТБ-1 для полной нейтрализации H_2S

Концентрация H_2S в буровом растворе		Расход реагента ВНИИТБ-1, кг/м ³
%	кг/м ³	
1,0	0,015	0,045
3,3	0,050	0,150
6,0	0,091	0,270
9,8	0,148	0,440
15,0	0,228	0,670
45,0	0,685	2,020

Таблица 23

Скорость реакции нейтрализации H_2S для различных реагентов

Реагент-нейтрализатор	Количество введенного в раствор реагента, кг/м ³	Остаточная концентрация сероводорода (в %) через, мин				
		1	5	10	15	20
ВНИИТБ-1	0,5	0,3	—	—	—	—
Хлорное железо	2,0	1,2	0,7	0,3	0,3	0,3
«Губчатое» железо	2,83	1,2	1,0	0,8	0,7	0,5

[Примечание. Начальная концентрация сероводорода в растворе 9 %.

Для нейтрализации H_2S в буровых растворах на водной основе при содержании его в пластовом флюиде до 10 % следует вводить: 0,5; до 20 % — 1,0 и более 20 % — 1,5 кг/м³ реагента ВНИИТБ-1. Этот реагент уменьшает интенсивность сероводородной коррозии. Скорость коррозии стали в высокоминерализованном буровом растворе, содержащем 340 г/л H_2S , уменьшается в 2 раза при добавке 1 г/л реагента (от 0,5328 до 0,2664 м²/ч).

ЖС-7 — железный сурик Fe_2O_3 — тонкодисперсный порошок, предназначенный для связывания H_2S в буровых растворах. Имеет следующие свойства:

Плотность, г/см ³	4,1—4,3
Влажность, %	1
Поглотительная способность, г/г	0,64

Реагент ЖС-7 связывает H_2S с целью защиты бурового раствора и оборудования от агрессивного его воздействия, повышения надежности и безопасности буровых работ в условиях сероводородопроявления. Он предложен институтом ВолгоградНИПИнефть. Он совместим с буровыми растворами всех типов.

В буровой раствор ЖС-7 вводят обычными методами, при этом не требуется дополнительного оборудования. Технологические параметры раствора после ввода ЖС-7 регулируются обычными методами. В буровом растворе реагент активно взаимодействует с сероводородом, образуя нерастворимые соединения типа пирита FeS_2 , и предотвращает выход на дневную поверхность свободного H_2S . Количество ЖС-7 как добавки в буровой раствор определяется условиями бурения и ожидаемой концентрацией H_2S в пластовом флюиде. Величину добавки рассчитывают по номограмме, приведенной на рис. 10.

Номограмма построена с учетом максимально допустимой газонасыщенности бурового раствора (0,6), предельно допустимой концентрации (ПДК) сероводорода в атмосфере над поверхностью раствора (10 мг/м³) и поглотительной способности реагента (0,2 мг/мг).

Исходные данные для расчета концентрации ЖС-7: D — диаметр скважины, м; d — наружный диаметр бурильных труб, м; F_R — площадь

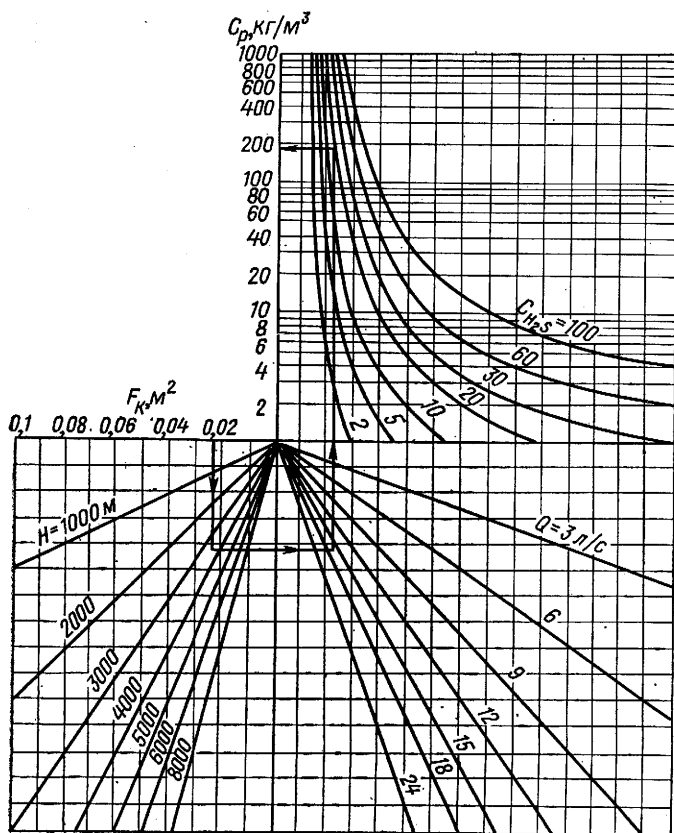


Рис. 10. Номограмма для определения величины добавки нейтрализатора сероводорода ЖС-7

поперечного сечения кольцевого затрубного пространства скважины, м^2 ; H — глубина залегания сероводородсодержащего пласта, м; $C_{\text{H}_2\text{S}}$ — объемная концентрация сероводорода в пластовом флюиде, %; Q — подача насосов, л/с.

Пример. Дано: $F_k = 0,022 \text{ м}^2$, $H = 3700 \text{ м}$, $Q = 16 \text{ л/с}$, $C_{\text{H}_2\text{S}} = 20 \%$. От точки на оси $F_k = 0,022$ проводим прямую, перпендикулярную к оси F_k , до пересечения с прямой $H = 3700$, далее от точки пересечения проводим прямую, параллельную оси F_k , до пересечения ее с линией $Q = 18 \text{ л/с}$ и затем параллельно оси C_p до пересечения с кривой $C_{\text{H}_2\text{S}} = 20 \%$. От этой точки, проводя прямую, параллельную оси F_k , на пересечении ее с осью C_p находим требуемое количество ЖС-7. В данном случае 177 кг/м^3 .

Сероводород-нейтрализующая утяжеляющая добавка СНУД — магнетит Fe_3O_4 — концентрат ЮГОКа специального помола. Предложена ВНИИКРнефтью и предназначена для связывания сероводорода с целью

защиты буровых растворов всех типов и оборудования, повышения надежности и безопасности работ в условиях сероводородной агрессии. Свойства и технология применения такие же, как и реагента ЖС-7.

РЕАГЕНТЫ ДЛЯ РАСТВОРОВ НА НЕФТЯНОЙ ОСНОВЕ

Битум нефтяной высокоокисленный — продукт окисления кислородом воздуха гудронов нефти. Битум — коллоидная фаза растворов на нефтяной основе, регулирующая его структурно-механические и фильтрационные свойства. Состав и коллоидно-химические свойства битумов зависят от природы сырья и условий его окисления. Они содержат масла, смолы, асфальтены, карбоны.

Битумы, получаемые окислением гудронов прямой гонки при температуре 270—290 °С, обладают хорошей структурообразующей способностью при отношении асфальтенов к смолам не менее 2,5 : 1. Битумы, получаемые из остатков парафиновых нефтей безкомпрессорным методом при температуре 250 °С, обладают структурообразующей способностью, если отношение содержания асфальтенов и смол к маслам больше 1,4.

Косвенный показатель пригодности битума для приготовления растворов на нефтяной основе — температура его размягчения по методу кольца — шар, которая должна быть в пределах 135—155 °С, а пенетрация ≤ 5 . Этим требованиям отвечает, например, высокоокисленный битум Херсонского НПЗ. В соответствии с ТУ 38-УССР-2-01-84—75 битум выпускается и поставляется в виде порошка в композиции с активным наполнителем — известью с размером зерен не менее 1 мм, затаренный в крафт-мешки. Такие порошки не слеживаются при длительном хранении.

Органофильные глины — тонкодисперсные фракции монтмориллонитового бентонита, обработанные аминами, с определенной длиной углеводородного радикала. Они хорошо диспергируются и набухают в органических средах. Связывание аминов глиной обусловлено обменной и физической адсорбцией, а также образованием поверхностных комплексов.

Органофильные глины используют в качестве структурообразующего и коркообразующего компонента растворов на нефтяной основе для высоких температур. Они образуют структурированные растворы при содержании их более 5 %. Структурированные олеофильной глиной битумные растворы или смолистая нефть обладают высокой удерживающей способностью в отношении утяжелителя и остаются стабильными при температуре выше 250 °С. Промышленное производство органофильных глин для бурения у нас пока не организовано.

Большое распространение имеет метод модификации глин аминами, например АБДМ-хлоридом, в растворе на нефтяной основе или в инвертной эмульсии.

Оксид кальция CaO — негашеная известь (ГОСТ 19179—73) — тонкодисперсный порошок, содержащий не менее 60 % CaO . Действие оксид кальция в растворе на нефтяной основе многофункционально: 1) является омыляющим компонентом; с кислыми компонентами образует мыла, выполняющие роль структурообразователей, гидрофобизаторов и эмульгаторов; 2) при взаимодействии с водой образует высокодисперсную гидроокись $\text{Ca}(\text{OH})_2$, частицы которой, адсорбируя гидрофобизирующие компоненты

раствора, являются активными наполнителями, обеспечивающими необходимые структурно-механические свойства раствора.

Молотая окись кальция поставляется в металлических барабанах. Некоторые предприятия строительной и цементной промышленности поставляют окись кальция незатаренной в вагонах.

Мел CaCO_3 (ГОСТ 17498—72 и ГОСТ 12085—73) может использоваться в качестве активного наполнителя и для утяжеления растворов на нефтяной основе и инвертных эмульсий до плотности 1,24—1,26 г/см³.

Мел адсорбирует ПАВ и гидрофобизирующие компоненты растворов на нефтяной основе, чем и обеспечиваются его функции как активного наполнителя и утяжелителя. Он затаривается в крафт-мешки или в контейнеры и хранится на крытых площадках или в складских помещениях.

Омываемые компоненты растворов на нефтяной основе — высшие жирные кислоты, кальциевые и натриевые мыла которых загущают растворы на нефтяной основе и стабилизируют инвертные эмульсии. В качестве таких компонентов используются различные фракции синтетических жирных кислот (СЖК), окисленный петролатум, окисленный парафин, талловое масло, soapstock, мылонафт.

СЖК — синтетические жирные кислоты с числом атомов углерода от 6 до 25. СЖК выпускают многие нефтехимические заводы. Мыла СЖК — хорошие стабилизаторы инвертных эмульсий, гидрофобизаторы твердой фазы и структурообразователи. Наибольшей стабилизирующей способностью обладают кальциевые мыла СЖК. Для применения в растворах и эмульсиях на нефтяной основе пригодны кубовые остатки при дистилляции СЖК (фракции C_{20} — C_{28} и выше). В обычных условиях это аморфные вязкие вещества, расплавляющиеся до жидкого состояния при температуре выше 60—70 °С.

Окисленный парафин — промежуточный продукт получения СЖК, содержит смесь СЖК, в том числе до 18—20 % фракций C_{18} — C_{20} .

Талловое масло содержит жирные кислоты, главным образом олеиновую, линолевую, линоленовую. Получают талловое масло при обработке сульфатного мыла (побочного продукта производства целлюлозы). Состав сырого таллового масла зависит от породы и качества древесины.

Мылонафт — смесь натриевых или кальциевых солей нафтенных кислот, воды и минеральных солей. Получается при щелочной очистке керосиновых, газойлевых и соляровых нефтяных фракций.

Поверхностно-активные вещества ПАВ используются в растворах и эмульсиях на нефтяной основе в качестве: гидрофобизаторов твердой фазы с целью защиты ее от гидрофильной флокуляции; эмульгаторов; разжижителей, повышающих объемное заполнение системы дисперсной фазой. Для указанных целей используются анионо- и катионоактивные ПАВ.

Сульфонаты — соли жирных сульфокислот. Промышленностью выпускается смесь натриевых алкилсульфонатов под названием сульфонат. Системы, полученные с использованием сульфонатов вместо сульфонола, менее термостойки.

Нейтрализованный черный контакт НЧК — водный раствор нейтрализованного известью гудрона, получаемого при очистке керосиногазойлевых

фракций серной кислотой. НЧК содержит 15—20 % солей сульфокислот, не более 5—8 % сульфонов, не более 5—7 % минерального масла, имеет слабощелочную или нейтральную реакции. Он применяется в качестве стабилизатора растворов на нефтяной основе при температурах до 80—100 °С.

Аминосодержащие ПАВ — катионоактивные, нефтерастворимые ПАВ — используются как эффективные гидрофобизаторы глинистой фазы и утяжелители. Наиболее эффективны соли аминов, содержащие алкиларильные радикалы с числом атомов углерода не менее 17 (АБДМ-хлорид — диметилалкилбензиламмоний хлорид — продукт нейтрализации кубовых остатков при дистилляции аминов, катамин АБ, катамин А и др.).

Специальные эмульгаторы применяют для обеспечения стабилизации инвертных эмульсий, особенно при высоком содержании воды (50—80 %), а также при агрессивном воздействии гидрофилизирующих агентов.

Эмультал (ТУ 6-14-1035—74) — сложный эфир триэтаноламина и дистиллята таллового масла. Это — вязкая жидкость коричневого цвета плотностью 0,98 г/см³, хорошо растворяющаяся в дизельном топливе. Поверхностное натяжение 0,5 %-ного раствора эмультала в дизельном топливе на границе с дистиллированной водой составляет $(4 \div 5) \cdot 10^{-3}$ Н/м.

Эмультал — эффективный эмульгатор, предназначенный для получения инвертных эмульсий с высоким содержанием воды. Кроме того, он может использоваться в качестве эффективного регулятора структурно-реологических свойств ИБР. Необходимые добавки эмультала для получения инвертных эмульсий с высоким содержанием воды составляют 0,5—1,5 %. Инвертные эмульсии на основе эмультала устойчивы до 100 °С. Реагент разработан ВНИИБТ.

Эмульсин ЭК-1 (ТУ 34-08-19—78) — компаунд, состоящий из окиси кальция, кубовых остатков СЖК и жирных кислот растительного происхождения, взятых в определенном соотношении. Это — порошок светло-коричневого цвета с включением гранул.

Эмульсин ЭК-1 характеризуется следующими показателями:

Содержание органической части, %	20 ± 2
Содержание окиси кальция, %	65 ± 5
Глиноемкость эмульсии (испытание на бентонит), г/л	225
Величина электропробоя, В, не менее	300

При расходе 2 % эмульгатора на активное вещество можно получить эмульсии со следующими свойствами: $\rho = 1,03 \div 2,1$ г/см³, $T = 150 \div 200$ °С, $\text{СНС}_1 = 3 \div 24$ дПа, $\text{СНС}_{10} = 11 \div 48$ дПа, $\Phi = 3 \div 6$ см³, электростабильность 250—500 В. При температуре до 120 °С ЭК-1 обеспечивает утяжеление эмульсий без дополнительных структурообразователей. Эмульсин ЭК-1 предназначен для получения термостойких в интервале 160—200 °С инвертных эмульсий, применяемых при бурении скважин в увлажненных неустойчивых глинистых породах, солях полиминерального состава, при вскрытии продуктивных пластов и глушении скважин.

Укразин (ТУ 39-08-86—76) — продукт нейтрализации жирных или нафтенных кислот аминсоединениями. Он представляет собой вязкую темно-коричневую жидкость плотностью около 1 г/см³, хорошо растворяющаяся в углеводородной среде. Поверхностное натяжение 0,5 %-ного рас-

твора украмина в дизельном топливе на границе с дистиллированной водой составляет $(5 \div 6) \cdot 10^{-3}$ Н/м.

Украмин-ПАВ комплексного действия, являющееся эмульгатором, стабилизатором и гидрофобизатором твердой фазы. Он предназначен для получения термостойких в интервале 160—200 °С инвертных эмульсий. Оптимальная концентрация его в инвертных эмульсиях 2—4 %.

Украмин поставляется в железнодорожных цистернах и бочках. При поступлении продукта в железнодорожных цистернах его следует сливать в емкость с дизельным топливом и хранить в виде 50 %-ного раствора.

ИКБ-2 (ТУ 38-101-236—72) — ПАВ из группы имидозалинов. Реагент представляет собой пасту темного цвета, растворимую в углеводородных жидкостях. По физическим свойствам, функциям в растворах на нефтяной основе, оптимальной концентрации, условиям хранения и транспортировки ИКБ-2 аналогичен украмину.

Все перечисленные выше эмульгаторы и ПАВ в холодное время года теряют свою подвижность и требуют подогрева.

В качестве реагентов для растворов на нефтяной основе используются также описанные ранее МАС-200, смад-1, soapstok, сульфолон.

УТЯЖЕЛИТЕЛИ

При бурении скважин неперенным условием предупреждения газо-, нефте- и водопроявлений, обвалов стенок скважины и связанных с ними осложнений является регулирование гидростатического давления столба бурового раствора в зависимости от давления вскрываемых нефтегазовых и водоносных пластов и порового давления глинистых пород. Один из методов регулирования гидростатического давления столба раствора — изменение плотности последнего.

Буровые растворы, приготовленные на основе бентонитовых глин, имеют плотность 1,05—1,08 г/см³. Глины других типов (каолинитовые и гидрослюдистые) в зависимости от их качества позволяют получать растворы плотностью 1,18—1,3 г/см³, а при соответствующей химической обработке — до 1,4—1,45 г/см³. Когда необходим раствор с большей плотностью, используют добавки тонко размолотых порошков инертных тяжелых минералов — утяжелителей. Как показал опыт, даже при небольшом утяжелении выгоднее добавлять немного утяжелителя высокой плотности, чем большое количество низкосортного утяжелителя малой плотности или малоколлоидные глины, которые приводят к высокому содержанию твердой фазы в растворе, что отрицательно сказывается на скорости бурения, регулируемости свойств раствора и расходе химических реагентов.

Основной показатель качества любого утяжелителя — утяжеляющая способность, которая характеризуется максимально достижимой плотностью бурового раствора при определенном содержании твердой фазы и сохранении им оптимальных структурно-реологических, фильтрационных и других свойств.

Рекомендуется утяжеляющую способность характеризовать плотностью раствора после введения 300 % утяжелителя (по массе к объему исходной суспензии). После утяжеления суспензия должна иметь условную вязкость 60 с и $\Phi = 5 \div 6$ см³ за 30 мин по ВМ-6. При этом следует исполь-

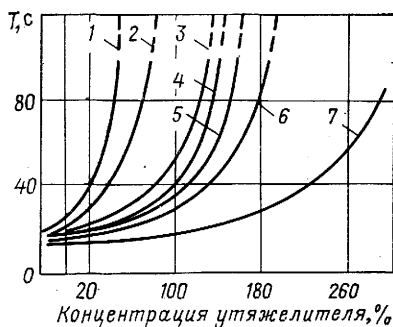


Рис. 11. Зависимость вязкости T от концентрации утяжелителя различной плотности:

1 — сидерит; $\rho = 3,11 \text{ г/см}^3$; 2 — известняк; $\rho = 2,7 \text{ г/см}^3$; 3 — кировобадский барит; $\rho = 3,6 \text{ г/см}^3$; 4 — колошниковая пыль; $\rho = 4,6 \text{ г/см}^3$; 5 — гематит, $\rho = 4,4 \text{ г/см}^3$; 6 — барит; $\rho = 4,3 \text{ г/см}^3$; 7 — феррофосфор. $\rho = 6,78 \text{ г/см}^3$

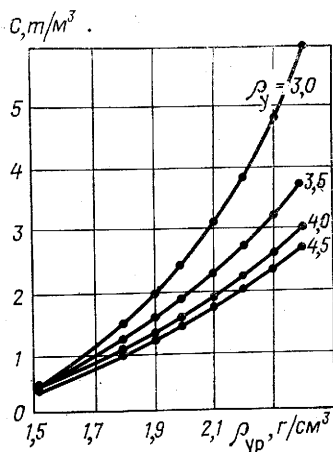


Рис. 12. Зависимость расхода утяжелителя C от его плотности ρ_y и плотности утяжеленного бурового раствора ρ_{yp}

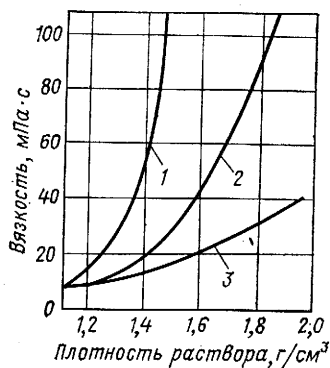
зывать определенную постоянную концентрацию одной и той же глины. Утяжеляющая способность материала зависит от его плотности, дисперсности, гидрофильности, химического и минералогического составов.

Плотность утяжелителя — один из наиболее важных показателей, характеризующих его свойства и технологическую эффективность. Утяжелители с более высокой плотностью имеют меньшую объемную концентрацию, а следовательно, получаются меньшие значения вязкости раствора при одной и той же его плотности. Меньшее содержание твердой фазы в буровом растворе способствует улучшению технико-экономических показателей бурения. Чем выше плотность утяжелителя, тем большее его количество можно ввести в раствор без существенного изменения его свойств (рис. 11) и тем меньше его расход для получения одной и той же плотности (рис. 12). Особенно резко это проявляется при утяжелении до высоких величин плотности растворов.

Утяжеляющая способность значительно зависит от степени дисперсности утяжелителя. Утяжелители крупного помола вызывают ухудшение седиментационной устойчивости буровых растворов и усиление абразивного износа бурового оборудования. Однако с повышением степени дисперсности увеличивается адсорбционная и структурообразующая способность утяжелителя. Последний превращается в активный компонент, увеличивающий вязкость и структурно-реологические свойства бурового раствора. При разжижении растворов плотность их снижается. Следовательно, очень высокая степень дисперсности приводит к уменьшению утяжеляющей способности материала. Поэтому дисперсность утяжелителей

Рис. 13. Зависимость пластической вязкости буровых растворов от их плотности и содержания ВРС в утяжелителях:

1 — $\rho_y = 3,65$ г/см³; содержание CaSO_4 — 0,65 %; 2 — $\rho_y = 3,6$ г/см³; содержание CaSO_4 — 0,28 %; 3 — $\rho_y = 4$ г/см³; содержание CaSO_4 — 0,14 %



регламентируется как по содержанию фракций крупных размеров, так и фракций коллоидных (2 мкм) и близких к ним размеров.

Влияние водорастворимых солей (ВРС), присутствующих в утяжелителях, на его утяжеляющую способность заключается в том, что при некоторой их концентрации наблюдается коагуляция бурового раствора, выражающаяся в росте показателя фильтрации и резком ухудшении структурно-реологических свойств. Отрицательно влияют ВРС при содержании их в утяжелителе более 0,30—0,35 %, более 0,15 % (рис. 13) солей щелочноземельных металлов (CaCl_2 , CaSO_4 , MgO_4 , MgCl_2) и более 0,003—0,004 % солей двух- и трехвалентного железа.

В зависимости от основы минерала утяжелители из природных руд делятся на несколько видов: карбонатные (мергель, известняк, доломит, сидерит), баритовые, железистые (гематит, магнетит, ильменит), свинцовые (галенит).

КАРБОНАТНЫЕ УТЯЖЕЛИТЕЛИ

Мергель — осадочная горная порода, состоящая из кальцита (40—60 %) и глинистого материала. Плотность его 2,65 г/см³, применяется он ограниченно.

Известняк — осадочная порода, состоящая главным образом из кальцита и кремнезема. Плотность его 2,7 г/см³.

Доломит Ca , $\text{Mg}(\text{CO}_3)_2$ — минерал. Плотность его 2,8—2,9 г/см³, твердость по шкале Мооса 3,5—4, применяется ограниченно для повышения плотности раствора.

Сидерит (карбонат железа) FeCO_3 — минерал. Плотность его 3,8—3,9 г/см³, твердость по шкале Мооса 3,5—4.

Поскольку карбонаты растворимы в кислой среде, карбонатные утяжелители рекомендуются для повышения плотности растворов при вскрытии продуктивных пластов. Это дает возможность с помощью кислотных обработок частично устранять вредное влияние колюматации продуктивного пласта твердой фазой бурового раствора.

БАРИТОВЫЕ УТЯЖЕЛИТЕЛИ

Барит BaSO_4 — сульфат бария — минерал белого цвета, в чистом виде (без примесей) имеющий плотность 4,48 г/см³ и твердость по шкале Мооса 3—3,5. В природе в зависимости от количества и характера содержащихся в нем примесей (Sr, Pb, Ra, Fe_2O_3) минерал бывает серого, красного и желтого цветов и имеет плотность 4,3—4,7 г/см³. Барит наиболее широко используемый утяжелитель, применяется для буровых растворов всех типов.

В бурении используют преимущественно баритовые концентраты производства обогатительных фабрик цветной металлургии. В настоящее время выпускается шесть марок флотационных баритовых концентратов (табл. 24).

До недавнего времени применялся баритовый концентрат влажностью 10—12 % и лишь иногда — подсушенный до влажности 5 %. При-

Таблица 24

Показатели качества флотационного баритового концентрата

Показатели	Нормы для марок барита					
	КБ-1	КБ-2	КБ-3	КБ-4	КБ-5	КБ-6
Содержание сернокислого бария, %, не менее	95	92	90	87	85	80
Содержание двуокиси кремния, %, не более:						
для класса А	1,5	1,5	2,5	3,5	4,5	4,5
для класса Б			Не нормируется			
Содержание железа в пересчете на Fe_2O_3 , %, не более:						
для класса А	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	2,5
для класса Б			Не нормируется			
Содержание суммы кальция и магния в пересчете на CaO , %, не более:						
для класса А	0,5	1,0	1,5	6,0	7,0	7,0
для класса Б			Не нормируется			
Содержание водорастворимых солей, %, не более, в том числе кальция:	0,25	0,3	0,35	0,40	0,45	0,45
для класса А			Не нормируется			
для класса Б	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Содержание влаги, %, не более	2	2	2	2	2	2
Содержание остатка на сите № 009К по ГОСТ 3584—73, %, не более:						
для класса А			Не нормируется			
для класса Б	4	4	4	4	4	4
Содержание фракций размером 5 мкм, %, не более:						
для класса А			Не нормируется			
для класса Б	5	5	10	15	20	20
Реакция водной вытяжки, pH:						
для класса А	6—8	6—8	6—8	6—8	6—8	6—9
для класса Б			Не нормируется			

менение влажного утяжелителя приводит к его комкованию и смерзанию в зимнее время и делает невозможной механизацию погрузочно-разгрузочных работ, поэтому в последние годы используют сухой барит. Показатели качества сухого баритового утяжелителя для буровых растворов, получаемого путем сушки и обработки фосфатами флотационного баритового концентрата, регламентируются ТУ 39-126—76:

Сорт баритового утяжелителя	1	2	3
Содержание сернокислого бария, %, не менее .	92	87	80
Плотность, г/см ³ , не менее	4,25	4,15	4,05
Содержание воды, %, не более	1,5	1,5	1,5
Содержание водорастворимых солей, %, не более	0,30	0,35	0,35
В том числе кальция	0,05	0,05	0,05
Содержание остатка после просева на сите с сеткой № 0095 по ГОСТ 3584—73, %, не более .	4	4	4
Содержание фракций размером 5 мкм, %, не более	5	10	15

Качество утяжелителей на основе флотационных баритовых концентратов ниже, чем чистого жильного барита или барита, получаемого при гравитационном обогащении чисто баритовых руд. Это связано с тем, что флотационные баритовые концентраты содержат вредные примеси флотореагентов, ухудшающие его смачивание в буровом растворе и вызывающие вспенивание. Высок также в них уровень содержания водорастворимых солей, тонкодисперсных и глинистых фракций. К трудностям использования утяжелителей на основе флотационных баритовых концентратов относится сравнительно легкая гидрофобизация их поверхности анионоактивными ПАВ. Гидрофобизацию барита вызывают сульфол, используемый для снижения поверхностного натяжения фильтратов растворов и эмульгирования нефти, смазочная добавка на основе окисленного петролатума (смад), пеногасители типа касторового соапстока и другие вещества.

Гидрофобизация утяжелителя обуславливает его нефтесмачиваемость, что приводит к образованию крупных флоккул из смоченных нефтью частиц барита и к катастрофическому выпадению утяжелителя из раствора. Наиболее часто интенсивная флокуляция баритовых утяжелителей наблюдается в нефтэмульсионных растворах, содержащих ПАВ и обработанных лигносульфатами. Нефтесмачиваемость баритовых утяжелителей и, как следствие, их флокуляция зависят от физико-химических свойств нефти, вводимой в буровой раствор. Для уменьшения флокуляции следует применять легкие нефти вязкостью не более $15 \cdot 10^{-4}$ м²/с. Это необходимо учитывать и при установке нефтяных ванн в случае прихватов буровой колонны.

Без больших затрат времени и средств стабильность сфлокулированных нефтэмульсионных растворов, содержащих анионоактивные ПАВ, можно восстановить комбинированной обработкой раствора гидрофилизирующими реагентами: УЩР, акриловыми полимерами (гипан, М-14, метас), КМЦ совместно с дизельным топливом. Для предотвращения нефтесмачиваемости, а следовательно, и флокуляции флотационных баритовых утяжелителей нефтэмульсионные растворы с анионоактивными ПАВ необходимо перед вводом нефти и ПАВ обработать реагентами, обладаю-

щими эффективными гидрофилизирующими свойствами (УЩР, гипан, М-14, метас, КМЦ, а также полифосфаты — гексаметафосфат, триполифосфат и др.).

Для повышения качества баритового утяжелителя, ослабления или нейтрализации вредного влияния различных примесей флотационные баритовые концентраты при помоле или перед сушкой обрабатывают водными растворами обезвоженных фосфатов — кислого пирофосфата или триполифосфата. Это позволяет гидрофилизировать поверхность частиц барита, нейтрализовать загущающее действие тонкодисперсных фракций утяжелителя и глинистых частиц, связать ионы кальция, вызывающие коагуляцию раствора. При этом повышается общее качество утяжелителя, в связи с чем снижаются его расход, а также затраты времени и средств на утяжеление и обработку раствора.

Обработка утяжелителей обезвоженными фосфатами предложена ВНИИКРнефтью.

Наиболее полно требованиям утяжеления буровых растворов отвечает утяжелитель из концентратов, полученных путем гравитационного обогащения баритовых руд. Утяжелители, полученные измельчением гравитационных концентратов до необходимой дисперсности, имеют ряд преимуществ перед баритом, полученным флотационным методом:

отсутствие флотореагентов на поверхности утяжелителя;

возможность обеспечения оптимального гранулометрического состава в соответствии с требованиями бурения;

отсутствие большого количества коагулирующих солей, возникающих вследствие разложения нетермостойких примесей в процессе интенсивной сушки флотоконцентратов, так как гравитационные концентраты можно сушить при более мягких режимах.

Способ определения нефтесмачиваемости утяжелителя основывается на способности нефти прочно адсорбироваться на гидрофобной поверхности утяжелителя. Для определения нефтесмачиваемости применяется лабораторная центрифуга, например ЦЭ-3, с мерными пробирками вместимостью 10 мл. Частота вращения центрифуги — в пределах 3000 об/мин, время центрифугирования — 30 мин.

Нефтесмачиваемость барита определяют в следующем порядке.

1. В пробу бурового раствора, подлежащего утяжелению, вводят расчетное количество утяжелителя, 10 % нефти и раствор тщательно перемешивают в течение 1 ч.

2. Подготовленным раствором заливают наполовину пробирки центрифуги, затем их заполняют водой до полного объема и подвергают центрифугированию.

3. По окончании центрифугирования в каждой пробирке по границе раздела фиксируется количество нефти, не адсорбированной твердой фазой бурового раствора (v). Количество нефти, адсорбированной твердой фазой бурового раствора (v_1), рассчитывают по формуле

$$v_1 = [(0,5 - v) 100] 0,5,$$

где 0,5 — общее количество нефти, содержащейся в полном объеме пробирки, мл.

Утяжелитель считается нефтесмачиваемым, непригодным к введению в буровой раствор без предварительной обработки гидрофилизирующими реагентами, если $v_1 \geq 25\%$.

ЖЕЛЕЗИСТЫЕ УТЯЖЕЛИТЕЛИ

Гематит Fe_2O_3 — один из главных минералов железных руд вишнево-красного цвета. Плотность его (без примесей) $5,3 \text{ г/см}^3$, твердость по шкале Мооса 5—6. Природные руды с содержанием гематита 54—60 % могут иметь цвет от черного до серо-стального и плотность $4,15\text{—}4,4 \text{ г/см}^3$. Гематитовый утяжелитель обладает высокой абразивностью.

Магнетит $\text{FeO} \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$ — минерал железных руд черного цвета со слабым металлическим блеском. Он представляет собой двойной окисел с содержанием FeO до 31 %, мало отличается от гематита по плотности и твердости. Плотность магнетита $4,9\text{—}5,2 \text{ г/см}^3$, твердость по шкале Мооса 5,5—6,5. Он обладает сильными магнитными свойствами. Для утяжеления растворов применяются руды, содержащие 53—55 % магнетита в виде порошка плотностью $4,2\text{—}4,35 \text{ г/см}^3$. Магнетитовый утяжелитель имеет повышенные абразивные свойства. Наличие магнитных свойств приводит к образованию плотных слоев магнетита на поверхности буровых труб, что создает условия для возникновения прихватов труб. Поэтому применение его в качестве утяжелителя ограничено.

Ильменит $\text{FeO} \cdot \text{TiO}_2$ представляет собой двойной окисел железа и титана. Плотность его $4,79 \text{ г/см}^3$, твердость по шкале Мооса 5—6. В качестве утяжелителя применяется в исключительных случаях. (В США рекламировался как утяжелитель для тампонажных растворов).

Качество железистых утяжелителей регламентируется ТУ 39-035—74:

Плотность, г/см^3 , не менее	4,15
Содержание влаги, %, не более	12,0
Содержание водорастворимых солей, %, не более	0,3
В том числе кальция	0,05
Содержание остатка на сите № 009К по ГОСТ 3584—73, %, не более	10

СВИНЦОВЫЕ УТЯЖЕЛИТЕЛИ

Галенит PbS , или свинцовый блеск, — один из основных минералов свинцовых руд. Плотность его $7,4\text{—}7,6 \text{ г/см}^3$, твердость по шкале Мооса 2—3. Галенит рекомендуется применять как утяжелитель для получения растворов высокой плотности (свыше $2,3 \text{ г/см}^3$). При его добавке можно получать буровые растворы плотностью более 3 г/см^3 .

Приготовление буровых растворов — составная часть технологии промывки скважин, представляющая собой ряд последовательных операций по подготовке дисперсионной среды, смешиванию с ней дисперсной фазы, утяжелению, химической обработке и т. д. В современных условиях бурения для приготовления буровых растворов используется следующее оборудование: блок приготовления раствора БПР-70 или БПР-40 с выносными гидрозжекторными смесителями и загрузочными воронками, емкости циркуляционной системы с гидравлическими и механическими перемешивателями, диспергатор, насосы.

БЛОК ПРИГОТОВЛЕНИЯ РАСТВОРА ТИПА БПР

Блоки БПР-70 или БПР-40 предназначены для приготовления и утяжеления бурового раствора, а также для хранения запаса порошкообразных материалов на бурящейся скважине.

БПР-70 представляет собой агрегат (рис. 14), состоящий из двух вертикальных металлических силосов, заканчивающихся коническими днищами. Оба силоса соединены в общий блок, но каждый силос имеет собственную раму. В комплект блока входят два выносных гидросмесителя эжекторного типа, которые соединены с силосами гофрированными шлангами. Силос состоит из цилиндрической обечайки, крышки, конического

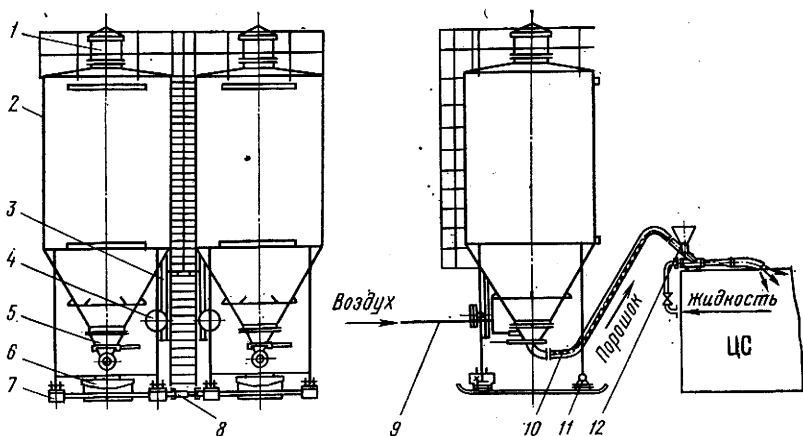


Рис. 14. Блок приготовления бурового раствора БПР-70:

1 — фильтр; 2 — силос; 3 — загрузочная труба; 4 — указатель массы материала; 5 — разгрузочное устройство; 6 — датчик массы; 7 — основание; 8 — соединительное звено; 9 — аэрирующее устройство; 10 — гофрированный рукав; 11 — шарнирное соединение; 12 — гидросмеситель

днища и загрузочной трубы. При помощи фланцев к крышке силоса крепится фильтр. Здесь же имеется смотровой люк. К нижней части днища посредством фланца прикреплено разгрузочное полнопроходное пневматическое устройство. Днище также снабжено системой аэрирования порошкообразного материала, включающей восемь соединенных между собой трубами аэродорожек, по которым подается воздух компрессором.

Один из основных узлов БПР-70—гидроэжекторный смеситель (рис. 15), который состоит из приемной 3 и смесительной 6 камер, сменного штуцера 5 и загрузочной воронки 1 с клапаном 2. Он оборудуется также сливным патрубком 4 и диффузором 7. Гидросмеситель монтируется на приемном резервуаре циркуляционной системы и располагается на расстоянии не более 8—10 м от силоса БПР.

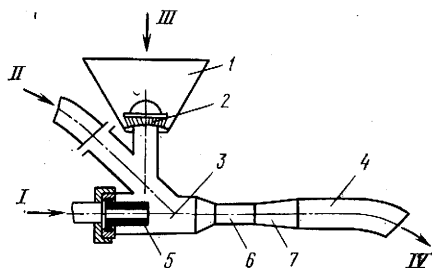


Рис. 15. Гидроэжекторный смеситель: линия подвода; I — жидкости, II—III — порошка; IV — слив

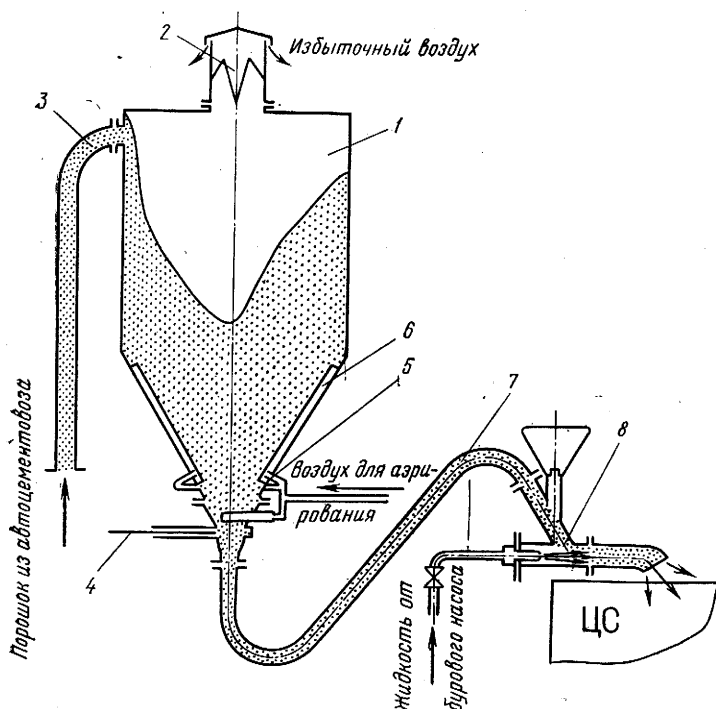


Рис. 16. Схема работы блока БПР:

1 — силос; 2 — фильтр; 3 — загрузочная труба; 4 — разгрузочное устройство; 5 — система аэрирования; 6 — аэродорожка; 7 — подводящий шланг; 8 — гидросмеситель

Принцип действия блока БПР состоит в следующем (рис. 16). Порошкообразный материал (глина, барит и др.), привезенный на скважину автоцементовозом, загружается в силосы 1 пневмотранспортом при помощи компрессора. Поступая в силос, материал отделяется от воздуха, а воздух выходит в атмосферу через фильтр 2. При необходимости подачи порошкообразного материала в гидроэжекторный смеситель вначале аэрируют материал в силосе, чтобы исключить его зависание при опорожнении силоса, затем открывают шиберную заслонку, чем обеспечивают доступ материала в гофрированный шланг.

Жидкость, прокачиваемая насосом через штуцер гидросмесителя, в камере последнего создает разрежение, а так как в силосе поддерживается атмосферное давление, то на концах гофрированного шланга возникает перепад давления, под действием которого порошкообразный материал перемещается в камеру гидросмесителя, где смешивается с прокачиваемой жидкостью. Воронка гидросмесителя служит для ввода материала в зону смешивания вручную. В обычном случае ее патрубок закрыт пробкой.

БПР-70 оборудован гидравлическим измерителем массы порошкообразного материала ГИВ-М.

Техническая характеристика БПР-70

Число силосов в одном блоке	2	
Объем каждого силоса, м ³	35	
Способ загрузки силосов		Пневматический
Смесительное устройство		Гидравлическое эжекторного типа
Производительность блока при подаче порошкообразных материалов в гидросмесители одновременно из двух силосов, кг/с	10	
Габариты, мм	6200×3300×8000	

Серийно БПР-70 выпускается Хадыженским машиностроительным заводом.

Блок БПР-40 (рис. 17) состоит из основания 1, на котором смонтированы два цилиндрических телескопических силоса 3, гидравлического смесителя эжекторного типа 4, тарельчатых питателей 2 и пневматического эжектора 7. Нижняя неподвижная и верхняя подвижная части силосов соединены между собой при помощи резинотканевого уплотнения. Подвижная часть силоса оборудована воздушным фильтром 5, предохранительным клапаном, загрузочной трубой 6 и манометром. Подвижная часть силоса в рабочем положении закрепляется специальным фиксатором.

На неподвижной части силоса смонтировано разгрузочное устройство, включающее тарельчатый питатель, пневматический эжектор и гидравлический смеситель. Последний можно устанавливать как на площадке блока, так и на емкости циркуляционной системы буровой установки. В последнем случае вместо тарельчатого питателя применяется шиберный затвор с аэратором в верхней его части. Привод тарельчатого питателя осуществляется при помощи электродвигателя с редуктором. Так как тарелка питателя вращается с постоянной частотой, то подача порошкообразного материала в зону смешивания регулируется изменением положения специального ножа, входящего в комплект питателя.

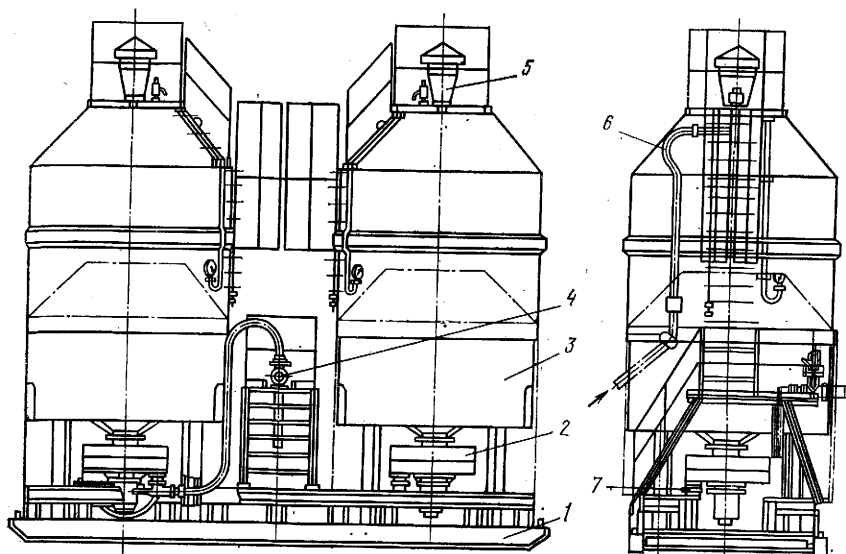


Рис. 17. Блок приготовления бурового раствора БПР-40

В рабочее положение телескопические силосы приводят при помощи сжатого воздуха, который под давлением 0,005 МПа подается в верхнюю подвижную часть бункера через загрузочную трубу. Под действием сжатого воздуха подвижная часть силоса перемещается в верхнее крайнее положение и закрепляется фиксаторами. Из рабочего положения в транспортное телескопический силос переводится при помощи лебедки.

Принцип работы блока БПР-40 практически не отличается от принципа работы БПР-70.

Техническая характеристика БПР-40

Полезный объем каждого силоса, м ³	20—25
Максимальное внутреннее давление в силосе, МПа	0,05
Наибольшая подача тарельчатого питателя, м ³ /ч	28
Мощность электродвигателя питателя, кВт	1,5
Габариты, мм	7500×2750×7250
Масса, т	12

Серийно БПР-40 выпускается Отраденским РМЗ Куйбышевской области.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ

Основная функция перемешивателей — не допустить расслоения бурового раствора и обеспечить равномерное распределение его компонентов во всем объеме циркуляционной системы. Для приготовления, обработки и циркуляции бурового раствора в практике бурения скважин применяют гидравлические и механические перемешиватели.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ

Отечественная промышленность выпускает гидравлические перемешиватели трех типов: 4УПГ, ПГ и ПГС. Перемешиватель 4УПГ (рис. 18) состоит из корпуса 2, вращающегося в тройнике 3 ствола 4 и закрепленной на консоли ствола насадки 5. Подвижные сочленения выполнены таким образом, что ствол с насадкой имеет возможность поворачиваться в двух взаимно перпендикулярных плоскостях, обеспечивая тем самым любое направление струи посредством рукоятки 1.

Техническая характеристика перемешивателя 4УПГ

Рабочее давление, МПа	4,0
Диаметр сменной насадки, мм	16; 20; 30; 40
Расход жидкости, л/с	15—90
Габариты, мм	335×170×2200
Масса, кг	33,5

Раствор подается буровым или центробежным насосом по манифольду в корпус гидравлического перемешивателя, откуда через тройник и ствол поступает к насадке. Здесь поток существенно ускоряется и с высокой скоростью выбрасывается из насадки. Поворачивая ствол за рукоятку, оператор направляет струю бурового раствора в застойные и наиболее отдаленные от приема насоса зоны, тем самым обеспечиваются вовлечение всего объема бурового раствора в циркуляцию, гомогенизация рас-

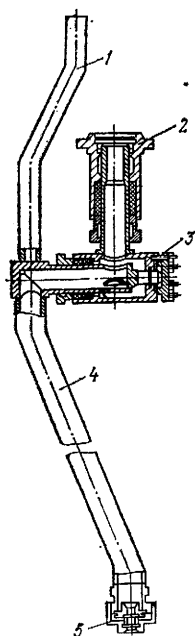


Рис. 18. Гидравлический перемешиватель 4УПГ

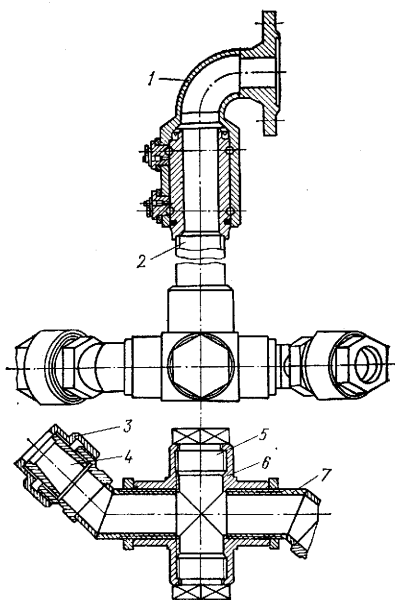
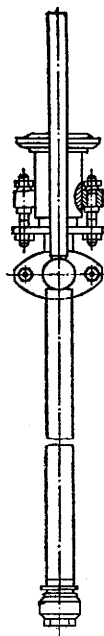


Рис. 19. Гидравлический перемешиватель ПГС

твора, диспергирование твердой фазы и эмульгирование жидких компонентов при приготовлении эмульсионных растворов.

Принцип работы перемешивателя ПГ такой же, как и 4УПГ, однако перемешиватель ПГ позволяет фиксировать с помощью двух пальцев положение монитора по отношению к корпусу и корпуса по отношению к приемному патрубку. Для этой цели к приемному патрубку и к корпусу приварены диски с отверстиями. Угольник монитора и приемный патрубок фиксируют в корпусе от осевого перемещения при помощи шариков, которые выполняют также роль подшипников качения. В связи с тем, что основные детали перемешивателя литые, масса его в 1,5 раза меньше массы перемешивателя 4УПГ.

Техническая характеристика перемешивателя ПГ

Наибольшее рабочее давление, МПа	6,0
Диаметр сменной насадки, мм	20; 25; 30; 40
Габариты, мм	273×160×2000
Масса, кг	23,8

Гидравлический самовращающийся перемешиватель ПГС (рис. 19) перемешивает жидкость без вмешательства оператора. Он состоит из приемного патрубка 1, ствола 2, крестовины 6, двух колен 7 с резьбовыми напильниками, сменных насадок 4, закрепляемых с помощью накладных гаек 3. Сочленение ствола с приемным патрубком осуществляется при помощи специального шарикового подшипника. Крестовина присоединяется к нижней части ствола при помощи резьбы. Два конца крестовины заглушены пробками 5, а к двум другим (противоположащим) подсоединены колена с насадками.

Техническая характеристика ПГС

Наибольшее рабочее давление, МПа	4,0
Диаметр, мм:	
сменных насадок	20; 25; 30; 40
окружности, описываемой вращающимися коленями	480
Высота, мм	1777
Масса, кг	38

Буровой раствор, нагнетаемый насосом в ствол перемешивателя, с большой скоростью вытекает из насадок в противоположных направлениях. Возникающая при этом реактивная пара сил заставляет вращаться крестовину в подшипнике, в результате чего изменяется направление действия струи с некоторой постоянной скоростью, зависящей от рабочего давления, развиваемого насосом, и реологических свойств бурового раствора. Крестовина вращается против часовой стрелки.

Основной недостаток перемешивателя типа ПГС — направление действия струи бурового раствора изменяется только в одной плоскости.

МЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ

Для циркуляционных систем буровых установок отечественной промышленностью выпускаются механические перемешиватели ПМ, ПМ₁, ПМ₂, ПЛ₁, ПЛ₂.

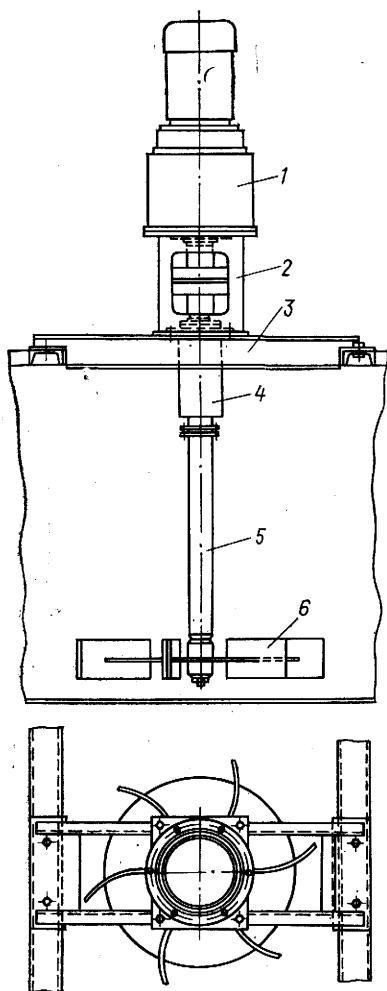


Рис. 20. Механический перемешиватель ПМ

вающим органом, позволяющим значительно повысить эффективность перемешивания буровых растворов. Кроме того, их конструкция упрощена, а вместо дефицитного мотор-редуктора МПО2-15В-5,5/45,5 используются редукторы массового производства.

Техническая характеристика перемешивателя ПМ

Частота вращения вала с лопастями, об/мин	45,5
Диаметр перемешивающего органа, мм	950
Число лопастей мешалки	6
Высота лопастей мешалки, мм	60
Привод перемешивателя	Мотор-редуктор

Механический перемешиватель ПМ (рис. 20) состоит из мотор-редуктора 1, который крепится болтами к опоре 2, установленной на сварной раме 3, промежуточного вала 4, закрепленного на валу мотор-редуктора при помощи пальцевой муфты, лопастного вала 5 и перемешивающего органа 6. Промежуточный вал установлен в двух шариковых подшипниках, расположенных в верхнем и нижнем концах цилиндрического корпуса, прикрепленного жестко к раме 3. Подшипники защищены от внешних воздействий и загрязнения кожухом, который приварен к фланцу промежуточного вала и вращается вместе с ним.

Сварная рама ПМ устанавливается на верхней площадке емкости циркуляционной системы так, что зазор между лопастями и дном емкости составляет не менее 90 мм. На каждую емкость (или отдельный отсек) циркуляционной системы устанавливают, как правило, два механических перемешивателя.

На ПМ₁ установлен взрывозащищенный электродвигатель, а ПМ₂ отличается от описанного отсутствием цилиндрической опоры и пальцевой муфты.

В настоящее время налажено серийное производство наиболее совершенных механических перемешивателей ПЛ₁ и ПЛ₂ (рис. 21). Главным преимуществом их является то, что они оснащены комбинированным турбинно-пропеллерным перемешивающим органом.

Тип электродвигателя	АО-42-4
Мощность электродвигателя, кВт	5,5
Габариты, мм	1430×950×3262
Масса, кг	477

Механический перемешиватель с комбинированным перемешивающим органом создает в буровом растворе перекрестные потоки сразу в нескольких плоскостях, в результате чего обеспечивается интенсивное перемешивание бурового раствора, предупреждается выпадение утяжелителя на дно емкостей, исключаются застойные зоны в буровом растворе.

Техническая характеристика перемешивателей

Тип перемешивателя	ПЛ ₁	ПЛ ₂
Мощность привода, кВт	5,5	3,0
Частота вращения крыльчатки, об/с	2,2	0,75
Диаметр крыльчатки, мм	700	1240
Тип мешалки	Турбинно-пропеллерная	
Число лопастей	3×4	6×6
Габариты, мм	700×1320×2700	1240×1320×2700

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ДИСПЕРГАТОР

Даже при интенсивном перемешивании гидравлическими и механическими перемешивателями буровой раствор длительно проявляет нестабильность своих свойств в результате главным образом нестабильности дисперсного состава суспензии (для глинистых растворов) или эмульсии (для растворов на углеводородной основе). Для ускорения гидратации глины в воде и эмульгирования масла (или воды) в дисперсионной среде используется диспергатор. Последний позволяет при меньшем расходе материалов обеспечить удовлетворительные показатели раствора.

Гидравлический диспергатор ДГ-1 (рис. 22) состоит из корпуса с камерой 2, внутри которой помещены соосно керамические (металлокерамические, твердосплавные) насадки 3, закрепленные с помощью накидных гаек в посадочных выточках. Сверху камера закрыта глухим фланцем, открывающим доступ для смены насадок. К ней приварены входные и выходной патрубки для подачи и слива бурового раствора. Выходной патрубок 4 позволяет подсоединяться к гидроэжекторному смесителю БПР. На входной трубе 1 устанавливается задвижка высокого давления, манометр и предохранительный клапан на давление до 15 МПа.

Техническая характеристика ДГ-1

Рабочее давление, МПа	12—15
Подача по готовому буровому раствору, м ³ /ч	15—20
Диаметр насадок, мм	9; 11; 13; 16
Масса, кг	76

Принцип действия гидравлического диспергатора основан на том, что при соударении высокоскоростных встречных струй в камере ограниченного объема возникают кавитационные явления, ультразвук и другие эффекты, интенсифицирующие процессы диспергирования. Обработанные таким способом суспензии или эмульсии в последующем не изменяют своих свойств под влиянием менее мощных диспергирующих эффектов, возни-

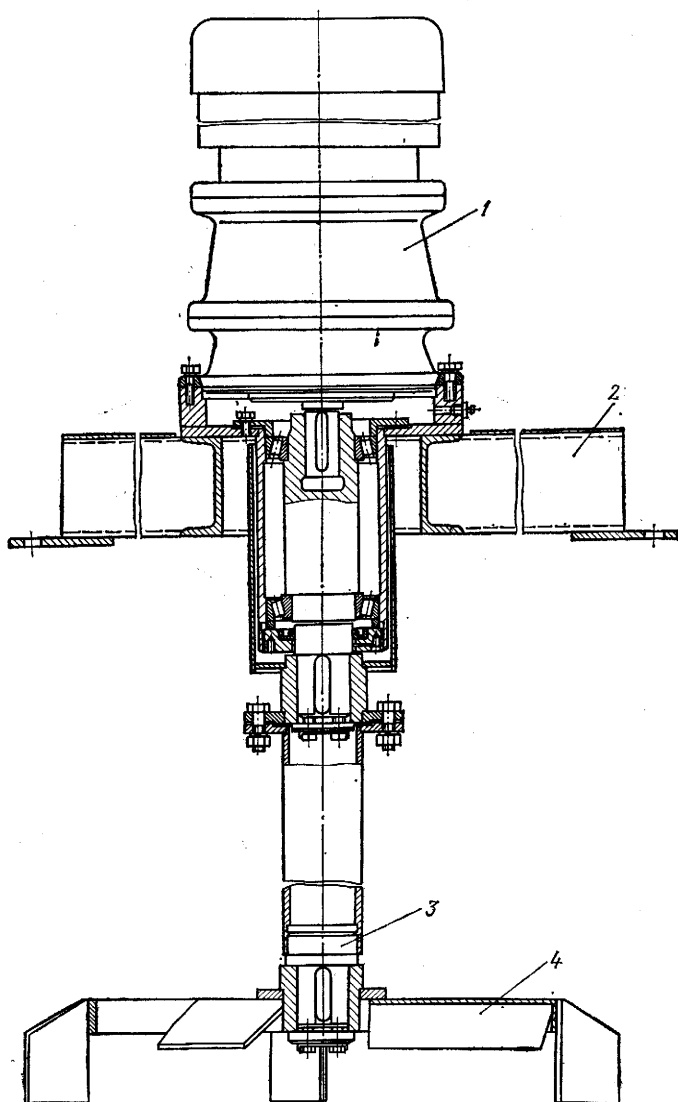


Рис. 21. Механический перемешиватель с турбинно-пропеллерной мешалкой:

1 — мотор-редуктор; 2 — основание; 3 — вал; 4 — мешалка

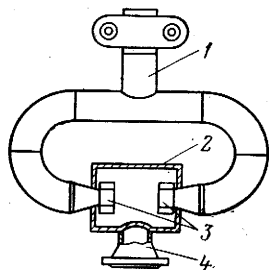
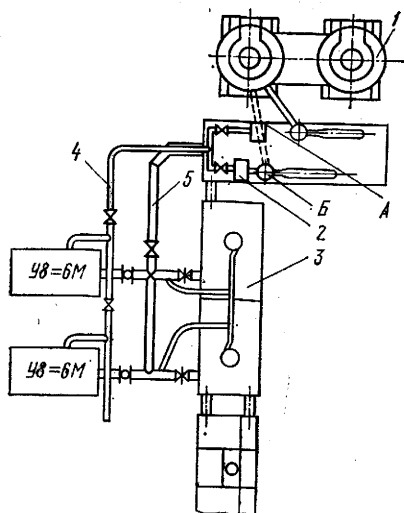


Рис. 22. Гидравлический диспергатор ДГ-1

← Рис. 23. Схема работы диспергатора:

1 — БПР; 2 — диспергатор; 3 — резервуар; 4, 5 — нагнетательный и всасывающий трубопроводы

кающих при работе насосов, турбобуров, долот и других механизмов в процессе бурения скважины. Кроме того, происходит дополнительное измельчение глиноматериалов, нефти, битума, в результате чего для получения бурового раствора с одними и теми же показателями этих материалов и химических реагентов (стабилизаторов, эмульгаторов) требуется меньше.

Работа диспергатора возможна по двум схемам (рис. 23): в режиме диспергирования подготовленной суспензии или эмульсии (схема А); в режиме совмещения смешивания и диспергирования компонентов бурового раствора (схема Б).

В первом случае с помощью БПР, эжекторного гидросмесителя, перемешивателей и насосов готовится водоглинистая (или водонефтяная) система, которую прокачивают несколько раз через диспергатор при перепадах давления в насадках 11—12 МПа до практической стабилизации реологических показателей. При необходимости систему разжижают.

Во втором случае диспергатор, эжекторный смеситель и БПР включаются в работу одновременно. Дисперсионная среда подается насосом в гидравлический диспергатор, выходной патрубком которого подключен к нагнетательному патрубку гидроэжекторного смесителя. При этом в камере диспергатора поддерживается избыточное давление, необходимое для создания вакуума в камере эжекторного смесителя. Материалы, поступающие из силосов БПР в камеру гидроэжекторного смесителя, смешиваются с дисперсионной средой, сливаются в емкость и вновь поступают на прием бурового насоса. Насос подает смесь снова в диспергатор. Далее, поступая в эжекторный смеситель, эта смесь обогащается новой порцией компонентов. Цикл замыкается и повторяется до тех пор, пока все компоненты введут в систему. К моменту окончания ввода компонентов система практически уже стабильна и дальнейшего диспергирования, как правило, не требуется.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ПРИГОТОВЛЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Для приготовления неутяжеленных глинистых растворов используются глинопорошок и пресная вода, для утяжеленных растворов — глина, барит и вода. Растворы можно приготовить как с применением диспергатора, так и без него.

Перед началом процесса определяют количество компонентов, необходимых для приготовления требуемого объема бурового раствора. Для неутяжеленного раствора компонентный состав можно определить с помощью табл. 25, где в числителе приведены данные в случае применения диспергатора, а в знаменателе — без него. Для ориентировочного расчета компонентного состава утяжеленного бурового раствора при использовании диспергатора рекомендуется табл. 26. Если диспергатор при приготовлении не используется, то количество глины в утяжеленном растворе необходимо увеличить по сравнению с данными табл. 26 по меньшей мере на 30 % для саригюхского и черкасского бентонита и на 50 % для куганакского и нефтеабдского.

Таблица 25

Ориентировочный компонентный состав и показатели неутяжеленных глинистых растворов (при условной вязкости раствора 25 с)

Глино-порошок	Концентрация глины в воде, %	Плотность раствора, г/см ³	СНС, Па	Показатель фильтрации, см ³ за 30 мин	Пластическая вязкость, 10—3 Па·с	Динамическое напряжение сдвига, Па	Количество раствора из 1 т глины, м ³
Саригюхский	5,0—5,5	1,038	2—4	15—18	8—10	3—6	18—20
	7,0—7,5	1,04		10—15			12—14
	5,5—7,5	1,04	2—5	15—25	8—10	3—6	13—18
	8,0—9,0	1,045		12—18			10—12
3 »	7,5—11	1,055	1—3	—	—	—	9—14
	13—18	1,080					6—8
4 »	11—15	1,070	1—2	10—15	15	2—4	7—9
	20—22	1,120		8—12			4,5—5
	6—8	1,095	4—7	15—20	8—10	6—7,5	12—15
	10—12	1,160		10—15			8—10
Черкасский	15—20	1,080	1—2	15—20	15	2,5—3	5,7
	24—26	1,160		10—12			4,0
Куганакский, Альметьевский	20—25	1,120	5—7	35—40	5—10	7—10	4,5—5,5
	32—36	1,210		30—35			3,0
Дружковский	20—25	1,150	6—8	25—30	8—12	8—10	4,5
	36—38	1,260		25			2,5—3,0
Нефтеабдский	20—25	1,150	6—8	25—30	8—12	8—10	4,5
	36—38	1,260		25			2,5—3,0

Таблица 26

Компонентный состав утяжеленного глинистого раствора

Глинопорошок	Плотность бурового раствора, г/см ³					
	1,1	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0
Саригюхский:						
1 сорт	47	43	37	33	29	26
	95	230	500	780	1050	1310
2 »	55	50	45	38	34	30
	90	255	490	775	1040	1300
4 »	120	110	92	80	72	65
	35	180	450	730	1010	1280
Куганакский	—	165	140	125	110	100
		135	420	700	980	1250
Нефтебадский	—	245	210	185	165	145
		65	360	650	950	1210

Примечание. В числителе приведено содержание глины, а в знаменателе барита в кг/кг.

Технологический процесс приготовления глинистого раствора заключается в следующем.

1. Технологическую линию обязывают, как показано на рис. 24.
2. В емкость 9 заливают воду в количестве, равном $\frac{1}{2}$ — $\frac{2}{3}$ расчетного объема приготавливаемой порции раствора.
3. Устанавливают на гидравлическом диспергаторе насадки в соответствии с подачей буровых насосов:

Подача буровых насосов, л/с	16	20	24	28	32	38
Диаметр насадок в диспергаторе, мм	11—12	12—13	14	14—15	15—16	17

4. Устанавливают на гидроэжекторном смесителе штуцер диаметром 30 мм на период ввода глинопорошка (при введении утяжелителя должен стоять штуцер диаметром 20 мм).

5. Включают на 5—7 мин аэрацию в силосе, содержащем глинопорошок, причем давление воздуха должно быть 0,02—0,03 МПа.

6. Включают буровой насос по схеме емкость — гидравлический диспергатор (если он используется) — эжекторный гидросмеситель — емкость; давление в нагнетательной линии насосов должно быть 12—14 МПа (при отсутствии диспергатора не более 4 МПа).

7. Открывают разгрузочное отверстие силоса БПР, повернув шиберную заслонку на 15—20°.

8. Вводят в воду через эжекторный гидросмеситель расчетное количество глинопорошка.

9. Прекращают подачу глинопорошка и диспергируют водоглинистую суспензию в течение четырех-пяти циклов круговой циркуляции.

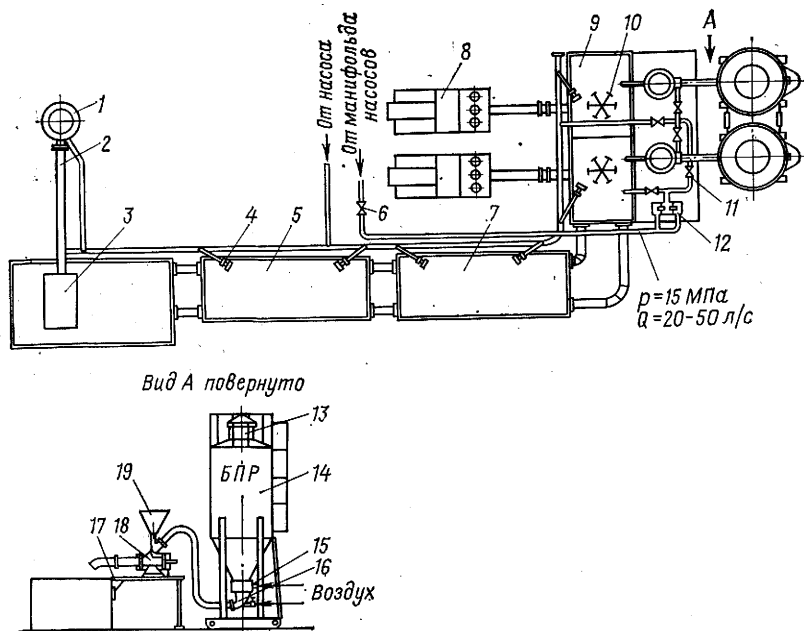


Рис. 24. Схема обвязки технологического оборудования для приготовления буровых растворов:

1 — скважина; 2 — желоб; 3 — вибросито; 4 — гидравлический перемешиватель; 5, 7, 9 — резервуары циркуляционной системы; 6 — задвижка высокого давления; 8 — буровые насосы; 10 — механический перемешиватель; 11 — задвижка; 12 — гидравлический диспергатор; 13 — фильтр; 14 — силос БПР; 15 — шибер; 16 — аэратор; 17 — площадка; 18 — камера гидросмесителя; 19 — загрузочная воронка

10. Останавливают буровой насос и при непрерывном перемешивании разбавляют суспензию водой до условной вязкости 25 с.

При приготовлении утяжеленного бурового раствора плотностью 1,4 г/см³ и менее последовательность операций 1—10 повторяется. Затем операции выполняют в следующем порядке.

11. Аэрируют порошкообразный баритовый утяжелитель, находящийся в бункере БПР.

12. Обеспечивают циркуляцию с помощью бурового насоса по схеме емкость — гидравлический диспергатор — эжекторный гидросмеситель — емкость.

13. Диспергируют водоглинистую суспензию в течение одного-двух циклов, если есть такая возможность, или интенсивно ее перемешивают 1—2 ч. По достижении статического напряжения сдвига водоглинистой суспензии $\text{СНС}_1 = 0,3 \div 0,6$ Па (при котором барит не оседает в емкости) в эжекторный гидросмеситель вводят баритовый утяжелитель, открыв заслонку разгрузочного отверстия на 15—20°.

14. После получения заданной плотности суспензии прекращают подачу барита.

15. Диспергируют полученную суспензию в течение двух-трех циклов при перепаде давления в диспергаторе 11—12 МПа, а при отсутствии

диспергатора интенсивно ее перемешивают 1—2 ч.

16. Останавливают буровой насос и при непрерывном перемешивании разбавляют суспензию водой до заданного объема.

Для приготовления утяжеленного бурового раствора плотностью более 1,4 г/см³ последовательность операций 1—13 повторяется. Затем операции выполняют в следующем порядке. После достижения плотности суспензии 1,3—1,35 г/см³ прекращают подачу барита. Диспергируют полученную суспензию еще в течение двух-трех циклов при перепаде давления в диспергаторе 11—12 МПа, а при отсутствии диспергатора интенсивно перемешивают ее 1—2 ч. При непрерывном перемешивании суспензии через эжекторный гидросмеситель вводят расчетное количество баритового утяжелителя при одновременном заполнении емкости водой до заданного объема.

Технологический режим ввода глинопорошка можно выбирать по номограмме, приведенной на рис. 25.

Пример. Необходимо определить время ввода бентонитового порошка¹ для приготовления 80 м³ бурового раствора плотностью 1,06 г/см³, если известно, что давление перед эжекторным смесителем $p_a = 1$ МПа, а диаметр насадки в нем $d = 20$ мм.

На нижнем левом графике (рис. 25) проводим прямую из точки $\rho = 1,06$ г/см³ параллельно оси q до пересечения с кривой. Из точки пересечения a проводим прямую, параллельную оси $\rho - Q$, вверх до пересечения с линией, обозначающей объем приготавливаемого раствора. В нашем случае 80 м³. На верхнем левом графике построены прямые, характеризующие расход бентонитового порошка для приготовления 40, 60, 80, 100 и 120 м³ раствора. Получаем точку b . Проводя из нее прямую, параллельную оси q , на оси Q_T получим точку, показывающую, сколько бентонитового порошка необходимо для приготовления 80 м³ раствора. В нашем случае $Q = 8$ т. Из полученной точки проводим прямую, параллельную оси $q - G$ вправо.

По условию задачи известно, что $p_a = 1$ МПа и $d = 20$ мм. На правом нижнем графике из точки $p_a = 1$ МПа проводим прямую, параллельную оси G , вправо до пересечения с прямой, характеризующей насадку с $d = 20$ мм. Получаем точку d . Из этой точки проводим прямую, параллельную оси $p_a - Q$, до пересечения с ранее проведенной прямой (точка c

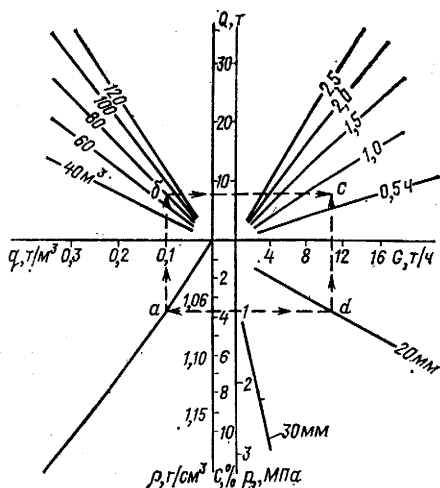


Рис. 25. Номограмма для выбора режима работы БПР в процессе подачи глинопорошка в гидросмеситель

¹ При расчете номограммы плотность глины принята равной 2,6 г/см³.

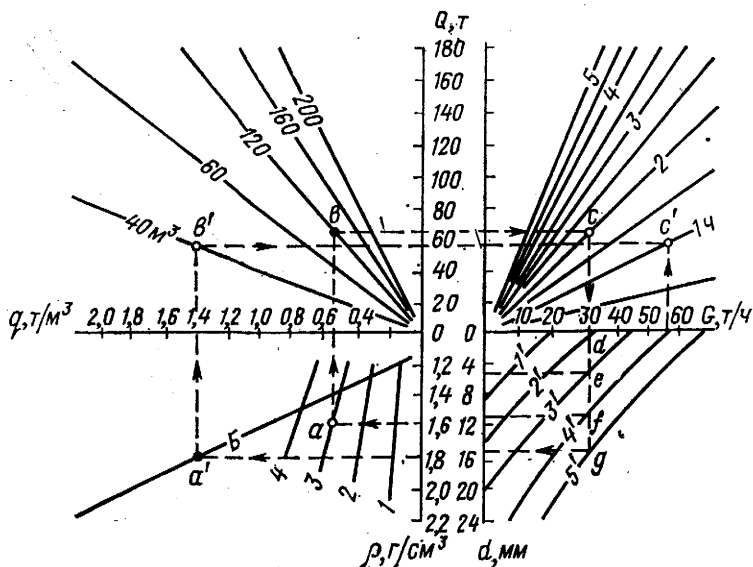


Рис. 26. Номограмма для выбора режима работы БПР в процессе подачи порошкообразного барита в гидросмеситель:

приращение плотности $\Delta\rho$, г/см³: 1 — 0,1; 2 — 0,2; 3 — 0,3; 4 — 0,4; значения p , МПа; 1' — 1,0; 2' — 1,5; 3' — 2,0; 4' — 2,5; 5' — 3,0

в правом верхнем углу). Полученная точка c показывает, что для ввода порошка при заданных условиях необходимо 45 мин.

Кроме рассмотренной выше задачи номограмма позволяет решать и ряд других вопросов, например определять режим работы эжекторного смесителя (давление на входе и диаметр насадки), если известен объем раствора, его плотность и время на ввод бентонитового порошка.

Технологический режим ввода сухого баритового утяжелителя можно выбирать по номограмме, приведенной на рис. 26.

Пример 1. Требуется определить время работы БПР при утяжелении глинистого раствора, приготовленного из бентонитового порошка, до плотности 1,8 г/см³, если известно, что объем утяжеляемого раствора равен 40 м³ и давление перед эжекторным гидросмесителем равно 2,5 МПа.

На оси p левого нижнего графика находим точку, соответствующую значению плотности, до которой необходимо утяжелить буровой раствор. Из найденной точки проводим прямую, параллельную оси q , до пересечения с прямой B . Затем из точки пересечения a' проводим прямую, параллельную оси Q — p , до пересечения с прямой, соответствующей объему 40 м³ (левый верхний график).

Из точки пересечения b' проводим прямую, параллельную оси q — G . После этого по правому нижнему графику с учетом, что порционное утяжеление бурового раствора желательно проводить при максимально возможной подаче БПР, т. е. при заглушенном отверстии на всасывающей линии пневмотранспорта (при $d=0$), определяем подачу. В нашем случае

при давлении перед эжекторным гидросмесителем $p=2,5$ МПа будем иметь $G=57$ т/ч.

Из точки, соответствующей $G=57$ т/ч, проводим прямую, параллельную оси $Q-d$, до пересечения с прямой, проведенной из точки b' левого верхнего графика параллельно оси $q-G$. Точка пересечения c' , полученная на правом верхнем графике, будет соответствовать значению времени, равному 1 ч. Это и есть время работы БПР, необходимое для утяжеления 40 м³ водоглинистой суспензии до плотности $1,8$ г/см³.

Пример 2. Требуется утяжелить буровой раствор от $\rho=1,6$ г/см³ до $\rho=1,9$ г/см³ ($\Delta\rho=0,3$ г/см³). Выбрать технологический режим процесса утяжеления, при котором требуемое количество утяжелителя будет введено в буровой раствор равномерно по всему циклу, если известно, что объем утяжеляемого бурового раствора равен 120 м³, а время одного цикла прокачивания указанного объема через эжекторный гидросмеситель равно 2 ч.

Для этого на оси ρ левого нижнего графика (рис. 26) находим точку, соответствующую плотности исходного бурового раствора (в нашем случае $1,6$ г/см³). Затем из найденной точки проводим прямую, параллельную оси q , до пересечения с одной из прямых $1, 2, 3, 4$, выражающих зависимость расхода утяжелителя на 1 м³ бурового раствора от приращения плотности. Для нашего примера ($\Delta\rho=0,3$ г/см³) до пересечения с прямой 3 в точке a . После этого из точки a проводим прямую, параллельную оси $\rho-Q$, до пересечения на левом верхнем графике с прямой, соответствующей заданному объему 120 м³. Из точки пересечения b проводим прямую, параллельную оси G , до пересечения на верхнем графике с прямой значения времени (в нашем случае 2 ч).

Затем из точки пересечения c проводим прямую, параллельную оси $Q-d$, до пересечения с осью G (точка d) и прямыми $1', 2', 3', 4', 5'$. Точка d будет соответствовать тому значению подачи БПР, которое обеспечит ввод утяжелителя в течение всего цикла циркуляции утяжеляемого бурового раствора. Точки пересечения с прямыми $1', 2', 3', 4'$ и $5'$ на графике будут соответствовать тем режимам, при которых будет обеспечиваться необходимая подача БПР. В нашем примере прямая, проведенная из точки c , пересекла ось G в точке, соответствующей производительности 30 т/ч, а также прямые $3', 4', 5'$ в точках e, f, g . Таким образом, для выполнения данной задачи необходимо, чтобы была обеспечена подача БПР, равная 30 т/ч.

Спроектировав точки пересечения e, f, g на ось d , получим значение диаметров сменных диафрагм, соответствующих определенной величине давления перед эжекторным смесителем, при которых обеспечивается заданный режим утяжеления бурового раствора.

ОЧИСТКА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ОТ ШЛАМА

Очистке буровых растворов от шлама необходимо уделять первостепенное внимание, так как поступающие в буровой раствор частицы выбуренной породы вредно влияют на его основные технологические свойства, а в конечном счете на технико-экономические показатели бурения. Для очистки бурового раствора от шлама используется комплекс механических устройств: вибрационные сита, блоки параллельно соединенных гидроциклонов (песко- и илоотделители), сепараторы (блок гидроциклонов в комбинации с виброситом), глиноотделители (гидроциклоны, работающие по обратному циклу, центрифуги). В наиболее неблагоприятных условиях, когда буровой раствор интенсивно обогащается тонкодисперсным шламом, его перед очисткой обрабатывают реагентами-флокулянтами (полиакриламидом, метасом, М-14 и др.).

При выборе оборудования для очистки раствора надо учитывать конкретные условия. К оборудованию для очистки буровых растворов от шлама предъявляются следующие основные требования.

1. Каждый аппарат (или ступень) должен пропускать количество раствора, превышающее максимальное количество циркулирующего бурового раствора.

2. В циркуляционной системе аппараты для очистки должны работать в строгой последовательности: скважина — газовый сепаратор — блок грубой очистки от шлама (вибросита) — дегазатор — блок тонкой очистки от шлама (песко- и илоотделители, сепаратор) — блок регулирования содержания и состава твердой фазы в буровом растворе (гидроциклонный глиноотделитель, центрифуга).

3. Каждое устройство должно выполнять вполне определенную функцию и использоваться только по необходимости. Нагрузку по очистке на каждый аппарат следует планировать, исходя из предельных размеров удаляемых частиц шлама: для вибросита — 75, для пескоотделителя — 40, для илоотделителя — 25, для центрифуги — 5 мкм.

4. Для очистки неутяжеленного раствора надо применять трехступенчатую систему: вибросита (1-я ступень), пескоотделитель (2-я ступень), илоотделитель (3-я ступень).

5. Для утяжеленного раствора необходима двухступенчатая система: вибросита (1-я ступень), гидроциклонный сепаратор (2-я ступень). Если утяжеленный раствор обогащен глиной, в качестве неполной третьей ступени очистки используются глиноотделители.

ВИБРОСИТА

Буровой раствор очищают вибрационными ситами путем просеивания его через вибрирующую сетку. Главные факторы, определяющие глубину очистки и пропускную способность вибросита, — размер ячеек сетки и пло-

щадь просеивающей поверхности. В настоящее время для очистки бурового раствора от шлама вибросита оснащают сетками с размером ячеек 0,16×0,16; 0,20×0,20; 0,25×0,25; 0,4×0,4; 0,9×0,9 мм. Сетки для вибросит, как правило, поставляются в виде кассет с боковым обрамлением, что позволяет хорошо натягивать их при установке на вибрационное сито.

ВИБРОСИТО ВС-1

Серийно выпускаемое Краснодарским заводом «Нефтемашремонт» и Бакинским заводом им. Сардарова вибрационное сито ВС-1 представляет собой устройство с двумя последовательно установленными ситовыми полотнами и имеет следующую характеристику:

Максимальная пропускная способность при оснащении сеткой с ячейками 0,16×0,16 мм при бурении с промывкой водой, м³/с	0,038
Рабочая поверхность в м² при ширине сетки, мм:	
1000	1,8
1300	2,67
Минимальный размер удаляемых частиц, мм	0,16
Мощность приводного электродвигателя, Вт	3000
Частота колебаний при амплитуде 3,5 мм, мин⁻¹	1130
Тип смазки	ЦИАТИМ-201 (ГОСТ 6267—74) или литол-24
Габариты, м	3,0×1,85×1,64
Масса, кг	2162

Основными элементами вибросита ВС-1 являются (рис. 27): станина 1, предназначенная для крепления вибросита на блоке очистки циркуляционной системы буровой установки, а также для сбора и распределения очищенного бурового раствора, и вибрирующая рама 8 для крепления сетки и сброса шлама. Станина представляет собой пространственную конструкцию, выполненную из профильного проката. Полосы 14 соединены между собой поперечными трубами 15 и листом-поддоном 13. На полосах установлена приемная емкость 3, в верхней части которой смонтированы на осях распределители потока 18, обеспечивающие равномерную подачу бурового раствора на сетку кассеты 6. Распределители могут фиксироваться под любым углом к направлению потока.

Если надо подать раствор, минуя сетку, в приемной емкости имеется клиновой шибер 23, степень открытия которого регулируется вручную рычагом 19 и фиксируется круглозвенной цепью 20. С обеих сторон станины имеются отверстия, закрываемые заслонками 12, которые позволяют выпускать очищенный буровой раствор в растворную емкость или желоб циркуляционной системы. К станине приварены четыре тумбы 10 для монтажа вибрирующей рамы. Связь между станиной и вибрирующей рамой осуществляется при помощи четырех винтовых цилиндрических пружин 9. Для предотвращения разбрызгивания раствора к полосам станины приварены ограждающие листы 11. На приемной емкости со стороны входного патрубка 16 размещена пусковая аппаратура электродвигателя (кнопочный пост) 22 и клеммная коробка 21. Для смазки узлов смонтирована станция 17.

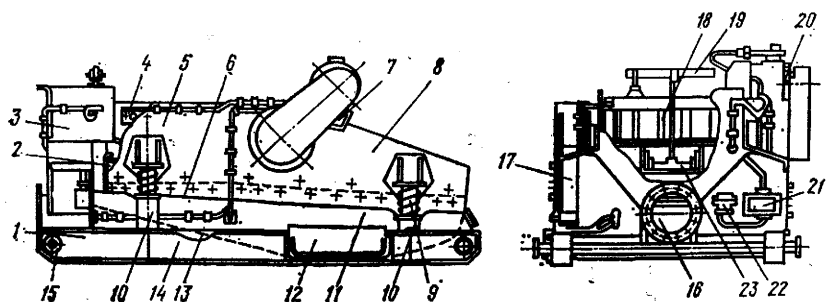


Рис. 27. Вибросито ВС-1

Вибрирующая рама 8 состоит из основания сетки 2 и двух боковин 5, скрепленных между собой болтами М16. Боковины скреплены распоркой 4, рамой привода 7 и корпусом вибратора. В последнем размещен вал, на концах которого смонтированы дебалансы, обеспечивающие регулируемую амплитуду колебаний. На раме привода 7 установлен электродвигатель, создающий при вращении необходимую частоту колебаний, а с противоположного края рамы привода расположены грузы, уравнивающие массу привода. Передача вращения от электродвигателя к вибратору осуществляется двумя клиновыми ремнями. Узел крепления кассеты представляет собой два прижима с планками. С помощью планок и шести болтов натяжных механизмов полотно сетки кассеты растягивается и прижимается к резиновым накладкам вибрирующей рамы.

Вибросито ВС-1 устанавливают на первой емкости циркуляционной системы таким образом, чтобы его основание было расположено ниже врезки манифольда или дна желоба не менее чем на 1,3 м. В этом случае перепад высот позволяет обеспечить подачу около 55 л/с бурового раствора на прием вибросита.

Обвязка вибрационного сита с устьем скважины выполняется манифольдом или желобом. Манифольд (рис. 28) представляет собой трубопровод 3 диаметром не менее 250 мм, оборудованный распределительной гребенкой 5 с двумя шиберами 4, позволяющими временно отключать подачу бурового раствора на любое вибросито. В случае обвязки вибросита при помощи желобов (рис. 29) используют подающий желоб 3 и два подводящих желоба 4. Каждое вибросито имеет свой подводящий желоб, который оснащен шиберной заслонкой и заканчивается соединительным люком 5 с площадью живого сечения не менее 0,05 м². Очищенный раствор после вибросита поступает в емкость 2 поверхностной циркуляционной системы, а шлам сбрасывается с вибросита и удаляется в отвал по транспортному желобу 1.

К вибрационному сити должны быть подведены водяная и воздушная линии для орошения и очистки поверхностей сеток от остатков раствора, шлама, соли, нефти и т. д. При монтаже вибросита на емкости необходимо следить за его горизонтальным положением. Вибросито надо смазывать один раз в месяц, причем расход смазки за 30 ч работы должен составлять около 100 см³.

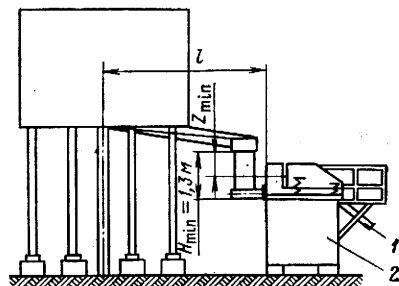
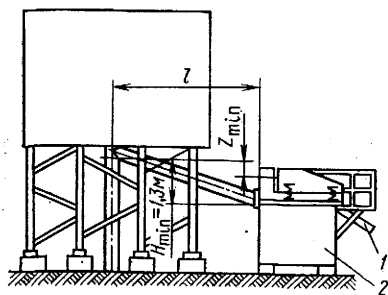


Рис. 28. Схема установки и обвязки вибросита ВС-1 при помощи манифольда:

1 — транспортный желоб; 2 — емкость поверхностной циркуляционной системы; 3 — манифольд; 4 — шибер; 5 — распределительная гребенка

Рис. 29. Схема установки и обвязки вибросита ВС-1 при помощи желобов:

1 — транспортный желоб; 2 — емкость поверхностной циркуляционной системы; 3 — подающий желоб; 4 — подводящий желоб; 5 — соединительный люк

При правильной эксплуатации вибросита срок службы кассет сеток должен соответствовать приведенному ниже:

Размер ячейки сетки кассеты, мм . .	0,9×0,9	0,55×0,55	0,4×0,4
Средний срок службы кассеты, ч . .	1000	600	500

Продолжение

Размер ячейки сетки кассеты, мм . .	0,25×0,25	0,2×0,2	0,16×0,16
Средний срок службы кассеты, ч . .	400	350	100

Кассета считается изношенной, когда на ее ситовой поверхности появляется разрыв длиной более 100 мм.

На вибросите сначала устанавливают верхнюю кассету, а затем нижнюю в следующем порядке.

1. Проверить состояние резиновых накладок на поддерживающих опорах рамы вибросита, при необходимости заменить износившиеся накладки (накладка считается изношенной и подлежит немедленной замене, если размер ее по высоте уменьшился на 3—4 мм).

2. Тщательно промыть и очистить все резиновые накладки, стыки опорных поверхностей должны быть гладкими.

3. Не допускать перегибов и коробления сетки кассеты.

4. Устанавливать кассету на вибрирующей раме таким образом, чтобы с каждой стороны между боковиной вибросита и кассетой оставались равные промежутки.

5. Установить на место прижимы и с помощью шести болтов натяжных устройств, которые проходят через соответствующие отверстия в прижимах, натянуть сетку кассеты (прижимы должны касаться угольника кассеты, но не самой сетки).

6. Шестью прижимными механизмами предварительно натянуть сетку кассеты так, чтобы на каждом болте показалось два-три витка резьбы (натяжение начинать с центральных механизмов, а затем затягивать по краям).

7. Проверить, нет ли складок и провисания сетки, если они имеются, значит, прижимы расположены неровно и в этом случае необходимо расправить сетку руками.

8. Затянуть гайки на центральных пружинах механизмов так, чтобы показалось 15 витков резьбы (11,25 мм), а затем проделать эту же операцию с остальными гайками.

9. Затянуть гайку до полного сжатия пружины (но не более). Сжатые пружины сохраняют достаточное растягивающее усилие. Если после сжатия пружины сетка окажется ослаблена, заменить ее новой.

10. Затягивать пружинный болт после первоначального полного сжатия пружины запрещается, так как возможен разрыв сетки.

Снимать кассету надо в обратном порядке. Следует помнить, что если сетка с ячейками размером $0,16 \times 0,16$ мм была по какой-то причине снята после 4 ч работы, то ее нельзя использовать повторно. При необходимости замены опорных пружин надо домкратом, который устанавливается на станине вибросита, поднять нижний конец вибрирующей рамы на высоту, достаточную для снятия опорной пружины, сменить пружину и опустить раму в первоначальное положение.

Технологические указания по работе вибросита сводятся к следующему.

1. Отрегулировать распределители-перегородки желоба таким образом, чтобы раствор подавался равномерно по сетке. Равномерность распределения проверить по линии жидкости на второй (нижней) сетке, которая должна быть прямой и располагаться на расстоянии 250 мм от края сетки. Выпрямлять линию надо с помощью тех же распределителей-перегородок желоба.

2. Не допускать потерь раствора, вызываемых повышением вязкости после каждой спуско-подъемной операции. Для чего при установке сетки и регулировке шиберов или задвижки следует добиться максимальной пропускной способности вибросита и уже в процессе работы дополнительно регулировать его при помощи шиберов или задвижек.

3. Если циркуляция приостанавливается больше чем на 15 мин, сетки вибросита необходимо очистить от бурового раствора и остатков шлама. Очистка ведется для утяжеленных растворов струей сжатого воздуха, для неутяжеленных — струей воды.

4. Перед пуском потока бурового раствора на очистку необходимо включить вибросито и смочить сетку водой.

5. При бурении скважин в глинистых отложениях (для растворов на водной основе) промывка сеток обязательна. Расход воды при этом должен быть не более 1 % от подачи буровых насосов.

6. Сетки для вибросита выбирают согласно их пропускной способности отдельно для растворов на водной и нефтяной основе. При этом пропускная способность вибросита должна превышать подачу буровых насосов на 25 %. Нельзя допускать недогрузки вибросита по объему подаваемого на очистку раствора более чем на 25 % его максимальной пропускной способности, так как это приводит к уменьшению срока службы сеток.

Для эффективной работы вибросита надо выбрать сетку с требуемым минимальным размером ячеек, обеспечивающую прохождение всего объема прокачиваемого раствора. Пропускная способность сетки с определенным размером ячеек зависит от многих факторов, которые следует учитывать при выборе сеток. На пропускную способность вибросита влияют тип бурового раствора, его пластическая вязкость и характеристика шлама. С увеличением вязкости пропускная способность сита уменьшается (рис. 30). При очистке неутяжеленного бурового раствора виброситом ВС-1, оснащенным сеткой с размером ячеек $0,25 \times 0,25$ мм, увеличение пластической вязкости от 10 до 20 мПа·с может привести к уменьшению пропускной способности с 50 до 35 л/с. Для достижения максимально возможной пропускной способности вибросита, оснащенного сетками с небольшим размером ячеек, необходимо стремиться применять буровые растворы с минимальной вязкостью.

Тип бурового раствора также заметно влияет на пропускную способность сетки вибросита. У буровых растворов на нефтяной основе и у обратных эмульсий вязкость обычно выше, чем у буровых растворов на водной основе. Так, если пластическая вязкость растворов на водной основе плотностью $1,15\text{--}2,2$ г/см³ находится в диапазоне 10—60 мПа·с, то вязкость буровых растворов на нефтяной основе обычно на 40—50 % выше и находится в пределе 30—100 мПа·с, в связи с чем пропускная способность сеток ниже в крайнем случае на 10 %. Неблагоприятное влияние на пропускную способность вибросита оказывают соленасыщенные буровые растворы, обработанные высоковязкими полимерными реагентами (крахмалом, КМЦ, акриловыми). Эти буровые растворы обычно имеют повышенную вязкость (40—80 мПа·с), а также способствуют забиванию сетки кристаллами соли.

Пропускная способность вибросита ВС-1 не снижается с увеличением содержания в буровом растворе твердой фазы (при постоянной его вяз-

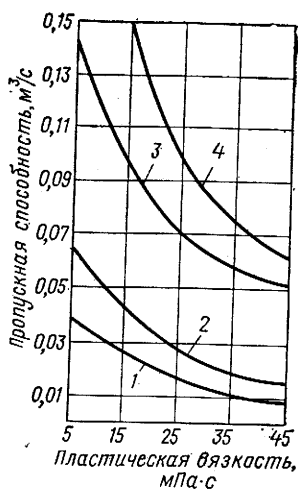


Рис. 30. Зависимость пропускной способности сетки от пластической вязкости бурового раствора:

1 — сетка № 018; 2 — сетка № 025; 3 — сетка № 04; 4 — сетка № 4

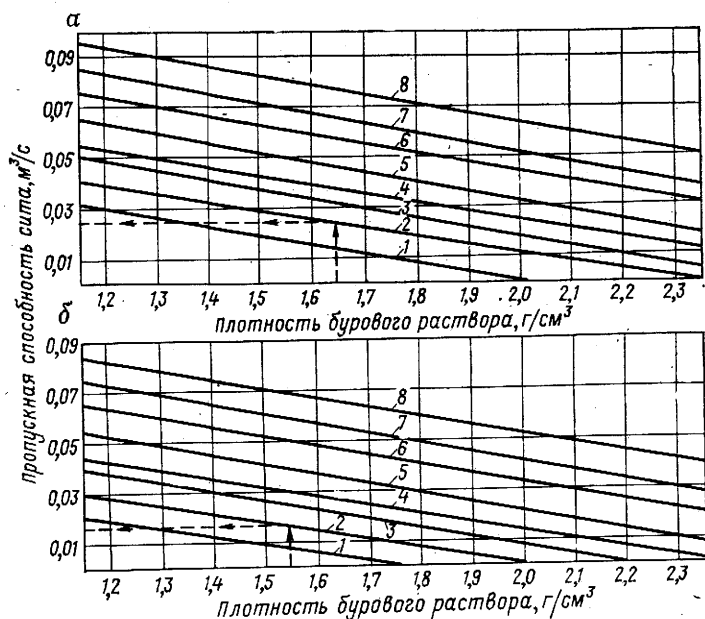


Рис. 31. Номограмма для оценки пропускной способности вибросита:

а — раствор на водной основе; *б* — раствор на нефтяной основе; 1 — две кассеты с сеткой № 018; 2 — две кассеты с сеткой № 025; 3 — комбинация сеток № 018 и № 04; 4 — комбинация сеток № 025 и 04; 5 — комбинация сеток № 025 и № 055; 6 — две кассеты с сеткой № 04; 7 — комбинация сеток № 025 и № 055; 8 — две кассеты с сеткой № 055

кости), что позволяет применять мелкоячеистые сетки для очистки утяжеленных буровых растворов.

При выборе сетки по размеру ячейки для оснащения вибросита следует учитывать величину пластической вязкости бурового раствора и подачу буровых насосов. На практике сетки выбирают в зависимости от плотности бурового раствора, установив некоторые общие области изменения вязкости при различной плотности бурового раствора: до 1,2 г/см³ — 5—20 мПа·с; 1,2—1,6 г/см³ — 20—40 мПа·с; 1,6—2,2 г/см³ — 40—60 мПа·с.

На рис. 31 приведены графики зависимости изменения пропускной способности ситовой поверхности вибросита от плотности бурового раствора и размера ячейки сетки. Пропускная способность сетки на номограммах дается при равномерном распределении раствора по сетке, когда линия жидкости на второй сетке прямая и находится приблизительно на расстоянии 25—30 см от нижнего края сетки.

Пример. Исходные данные: подача буровых насосов $Q=48$ л/с, плотность бурового раствора на водной основе $\rho=1,65$ г/см³. По шкале плотности раствора (рис. 31, *а*) находим эту величину и восстанавливаем перпендикуляр до пересечения с линиями величин пропускной способности. Предположим, что работают два вибросита и, следовательно, пропускная способность каждого из них должна быть 0,024 м³/с. Такой пропускной способностью обладают вибросита, оснащенные двумя кассетами с размером ячеек сетки 0,25×0,25 мм.

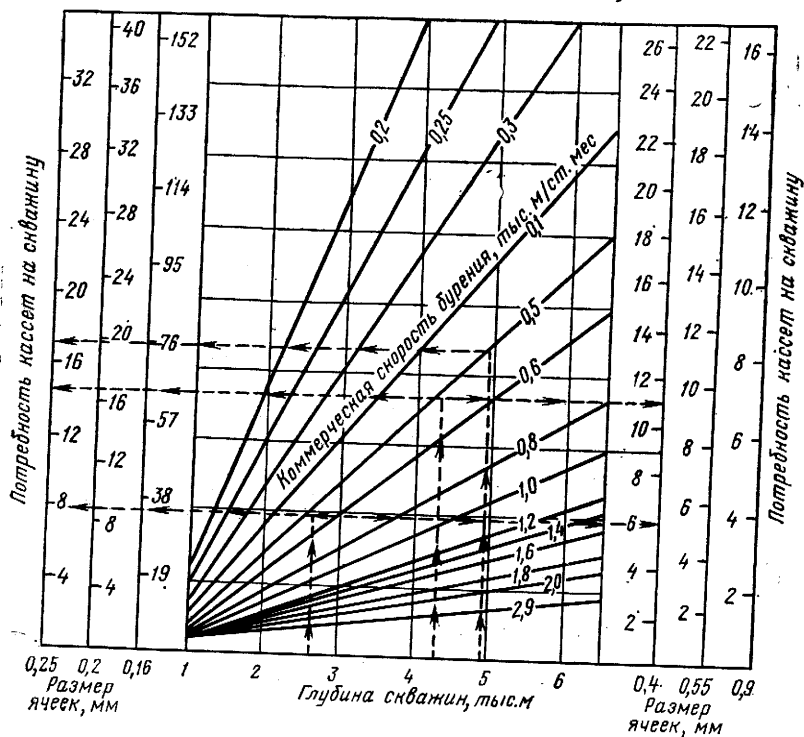


Рис. 32. Номограмма для определения числа кассет на одно вибросито

Тип и размер частиц удаляемого бурового шлама может явиться причиной возникновения закупорки ячеек и уменьшения пропускной способности сита. При бурении в соленосных отложениях наличие мелких частиц соли в буровом растворе и эффект рекристаллизации соли из насыщенного раствора может быть причиной закупорки сетки солью. Для предотвращения закупорки следует периодически (кратковременно) промыть сетку пресной водой (из гребенки под большим давлением) в процессе бурения и при остановке циркуляции раствора (перед спуско-подъемными операциями). Бурение в глинистых отложениях также может вызвать закупорку ячеек частицами выбуренной породы, что приводит к недостаточному обезвоживанию шлама на второй сетке и к большим потерям раствора.

Для предотвращения закупорки ячеек рекомендуется изменить направление вращения вала вибросита таким образом, чтобы движение частиц по сетке было против направления вращения; установить более мелкоячеистую сетку. Если эти приемы не ликвидируют закупорку ячеек и не уменьшат потери раствора, следует использовать сетки с различным размером ячеек: первую — с меньшим размером ячеек (согласно рис. 31, а), а вторую (нижнюю) — с большим размером ячеек. Например, первая сетка с размером ячеек $0,25 \times 0,25$ мм, а вторая — $0,4 \times 0,4$ мм. Оснащение вибро-

сита сетками в такой последовательности позволит получить повышенную пропускную способность сита и достаточную степень очистки бурового раствора.

Помимо выбора типоразмера сетки к виброситу важно определить число сеток. На рис. 32 приведена номограмма, пользуясь которой, можно найти число кассет с различным типоразмером сетки для оснащения одного вибросита в зависимости от глубины скважины и коммерческой скорости бурения. Срок службы кассет, принятый при расчете номограммы, приведен выше.

Пример. Исходные данные: глубина скважины 5000 м, средняя коммерческая скорость бурения (планируемая) 500 м/ст.-мес.; коэффициент использования сита 0,5. Сетка применяется на вибросите согласно рис. 31, а поинтервально: 0—2750 м — $0,4 \times 0,4$ мм; 2750—4500 — комбинация кассет $0,25 \times 0,25$ мм и $0,4 \times 0,4$ мм.

Отмечаем на горизонтальной шкале номограммы (рис. 32) глубину бурения, граничные точки 2750, 4250 и 5000. Восстанавливаем перпендикуляры до пересечения с линией скорости (0,5 тыс. м/ст.-мес). Затем из точек пересечения проводим горизонтальные линии на шкалу сеток 0,4 и 0,25 мм. Получаем значения для сетки $0,4 \times 0,4$ мм — 6 и 11. Следовательно, в интервале 0—2750 необходимо шесть кассет, а в интервале 2750—4250 пять кассет (11—6). Так как в данном интервале бурения применяется комбинация кассет, то полученное значение делим пополам $5:2=2,5$ (три каскеты). Итого в интервале 0—4250 м расходуется девять кассет с размером ячеек $0,4 \times 0,4$ мм.

Аналогично получаем значения для сетки $0,25 \times 0,25$ мм — 8; 15 и 17. В интервале бурения 2750—4250 потребуется семь кассет (15—8), но так как в данном интервале применяется комбинация кассет, то полученное значение делим пополам $7:2=3,5$ (четыре каскеты). В интервале бурения 4250—5000 м требуемое число кассет равно $17-15=2$ (две каскеты). Итого в интервале 2750—5000 м необходимо шесть кассет $0,25 \times 0,25$ мм.

На бурение всей скважины потребуется девять кассет с размером ячейки $0,4 \times 0,4$ мм и шесть кассет — $0,25 \times 0,25$ мм.

ВИБРОСИТО ВС-2

Двухъярусное вибросито ВС-2 разработано СКТБ объединения «Союзнефтемашремонт» и ВНИИКРнефтью. Высокая эффективность очистки бурового раствора достигается за счет того, что вначале раствор поступает на верхнюю сетку и проходит как бы предварительную грубую очистку, после чего поступает на нижнюю сетку и проходит более тонкую очистку.

Вибросито комплектуется сетками и каскетами с ячейками размером: $0,9 \times 0,9$; $0,63 \times 0,63$; $0,55 \times 0,55$; $0,45 \times 0,45$; $0,25 \times 0,25$; $0,2 \times 0,2$ и $0,16 \times 0,16$ мм.

Вибросито ВС-2 (рис. 33) состоит из основания (станины) 10, предназначенного для установки и крепления вибросита на циркуляционной системе, а также для сбора и распределения очищенного бурового раствора; вибрационной рамы 4 с вибратором 5 и двумя ярусами сеток для

Техническая характеристика вибросита ВС-2

Минимальный размер удаляемых частиц, мм	0,16
Максимальная пропускная способность (установлены на нижнем ярусе сетки 0,16×0,16 мм) в м³/с при бурении с промывкой:	
водой	0,028
утяжеленным раствором плотностью не ниже 1,6 г/см³	0,015
Рабочая поверхность сеток каждого яруса в м² при ширине сетки, мм:	
1300	2
1000	1,4
Частота колебаний вибрирующей рамы, Гц	18,9
Амплитуда колебаний вибрирующей рамы, мм	4,0±10 %
Расположение сеток верхнего и нижнего ярусов	Горизонтальное
Мощность приводного электродвигателя, кВт	4
Габариты, м, не более	3,0×2,2×1,8
Масса, кг, не более	3000

очистки бурового раствора и сброса шлама в отвал. Основание представляет собой сварную конструкцию в виде саней, выполненную из профильного проката. На покрытой листом верхней площадке размещаются: емкость для приема раствора 1, короб для накопления и выдачи раствора, электродвигатель 2 привода вала вибратора 5 и опоры пружин подвесок вибрирующей рамы 3. В коробе имеются два окна 8, снабженные плоскими шиберами для выдачи очищенного раствора по обе стороны вибросита.

Вибрирующая рама — двухполочная кассета, оснащенная генератором колебаний в виде вращающихся масс с регулируемым дисбалансом. Опорами для рабочих сеток служат прочные решетчатые полки. На несущих стенках рамы имеются специальные цапфы для вывешивания ее посредством гибких (цепных) подвесок на четырех витых цилиндрических пружинах 7, которые опираются на стойки основания вибросита. Нивелирование рабочих сит в горизонтальной плоскости осуществляется цепными подвесками с винтовыми наконечниками. Передача движения от двигателя к генератору колебаний осуществляется двумя клиновыми ремнями 9. Сверху рабочие сетки защищены металлическим кожухом 6, который

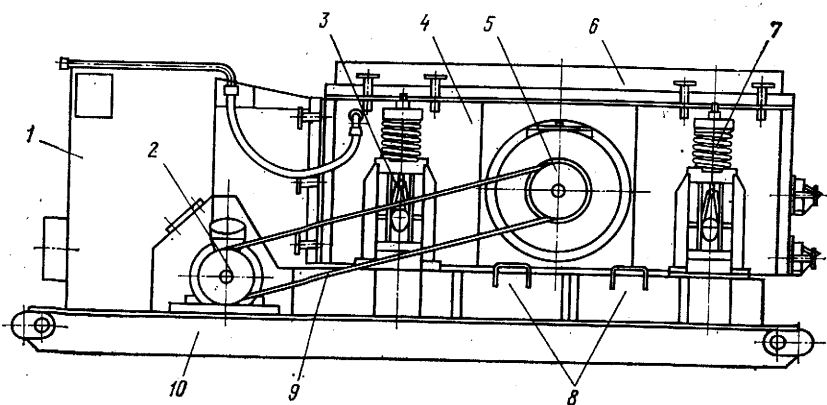


Рис. 33. Вибросито ВС-2

предотвращает механические случайные повреждения сеток и разбрызгивание бурового раствора.

Основные положения технологии очистки бурового раствора виброситом ВС-1 распространяются и на вибросито ВС-2, однако последнее позволяет в идентичных условиях достичь большей глубины очистки.

ГИДРОЦИКЛОННЫЕ УСТАНОВКИ

Гидроциклонные установки используются в качестве дополнительных ступеней очистки бурового раствора от шлама. Принцип их действия основан на разделении суспендированных частиц по массе под действием инерционных сил, возникающих в вихревом потоке гидроциклона. В практике бурения скважин наиболее широко распространены пескоотделители и илоотделители.

ПЕСКООТДЕЛИТЕЛЬ ПГ-50

Пескоотделитель ПГ-50 предназначен для очистки неутяжеленного бурового раствора от частиц выбуренной породы размером более 0,08—0,10 мм. Он располагается в составе циркуляционной системы и используется в качестве второй ступени очистки бурового раствора после вибросита. Серийно пескоотделитель ПГ-50 выпускается Отраденским РМЗ Куйбышевской области.

Техническая характеристика пескоотделителя ПГ-50

Пропускная способность по очищенной жидкости, л/с	50
Давление перед гидроциклоном, МПа:	
максимальное	0,3
наименьшее рабочее	0,2
Размер частиц плотностью 2,5 г/см ³ , полностью удаляемых из бурового раствора, мм	0,08
Внутренний диаметр гидроциклона, мм	150
Число гидроциклонов	4
Габариты, мм	1315×700×1250
Масса, кг	260

Пескоотделитель ПГ-50 (рис. 34) состоит из следующих основных частей: блока гидроциклонов 1, установленных в один ряд, питающего 2 и сливного 3 коллекторов, емкости 6 для сбора и последующего сброса выделенных из бурового раствора песков, стоек 5, являющихся одновременно сливными трубами. Важный элемент установок — корпус 4 песковых насадок. Посредством прямоугольных фланцев, имеющих в нижней части труб-стоек, основание крепится к опорам 7, представляющим собой сварную конструкцию из швеллеров. Установленный под гидроциклонами шламособорник имеет в донной части патрубок с заслонкой для выгрузки шлама.

Основной рабочий орган пескоотделителя — гидроциклон (рис. 35), состоящий из нижнего силуминового литого кожуха 5, в который вставлен резиновый корпус 4, верхнего силуминового кожуха 2, сливной насадки 3, песковой насадки 7, вставленной в корпус 6, и сливного патрубка 1.

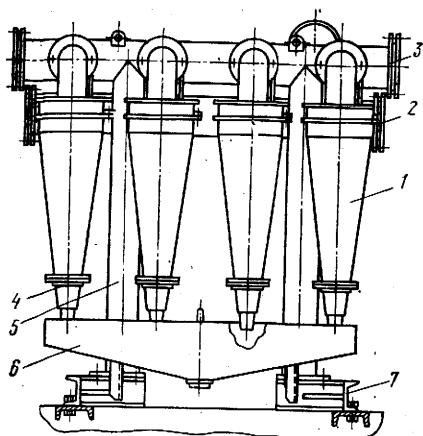


Рис. 34. Пескоотделитель ПГ-50

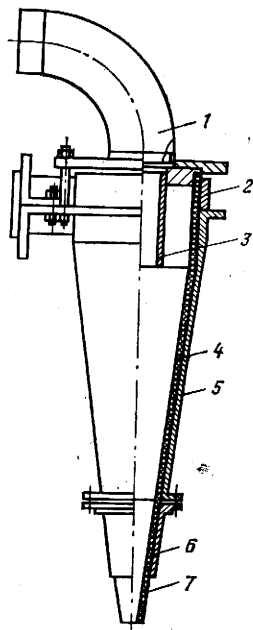


Рис. 35. Гидроциклон пескоотделителя

Прошедший очистку на вибросите буровой раствор подается под давлением 0,2—0,3 МПа в питающий коллектор, откуда поступает в гидроциклоны, где происходит его очистка от шлама (песка). Шлам с небольшой частью раствора выгружается через песковую насадку в шламосборник. Очищенный буровой раствор из гидроциклона поступает в сливную насадку и далее в сливной коллектор, а оттуда по сливным трубам-стойкам — в емкость (или желоб) циркуляционной системы.

Работа пескоотделителя предусмотрена в двух режимах: 1) без погружения песковой насадки в пульпу шламосборника (заслонка вынута); 2) с погружением песковых насадок в пульпу шламосборника (заслонка установлена). Монтируется пескоотделитель над емкостью циркуляционной системы. Для подачи бурового раствора в блок гидроциклонов используются шламовые насосы.

Основные указания по эксплуатации пескоотделителя состоят в следующем.

1. При подготовке к работе необходимо проверить надежность крепления узлов, герметичность стыков на гидравлических линиях от насоса до сливного патрубка и наличие защитной сетки на приеме шламового насоса.

2. Поступающий в пескоотделитель буровой раствор должен быть предварительно очищен виброситом от частиц шлама размером более 1 мм.

3. Концентрация частиц шлама в буровом растворе, поступающем в пескоотделитель, должна составлять не более 10 %.

4. При нормальной работе гидроциклонов песок должен выгружаться через песковую насадку в виде веера, а не в виде жгута.

5. При плотности песка менее $1,7 \text{ г/см}^3$ рекомендуется режим работы пескоотделителя с погружением песковых насадок в пульпу, что обеспечивается установкой заслонки в патрубок шламосборника. Этот режим не рекомендуется в зимнее время.

6. После выключения пескоотделителя из работы необходимо прочистить песковые насадки гидроциклонов, открыть заслонку и выгрузить из шламосборника накопившийся шлам, обмыть шламосборник водой.

7. Категорически запрещается работа пескоотделителя при полном износе резиновых деталей гидроциклона, а также в случае закупоривания песковых насадок шламом.

8. Причиной того, что через песковую насадку теряется много раствора, а плотность песков меньше $1,7 \text{ г/см}^3$, являются: износ песковой насадки и расширение диаметра ее отверстия до 20 мм и более; низкая зашламленность бурового раствора; недостаточное давление перед гидроциклонами.

ИЛООТДЕЛИТЕЛЬ ИГ-45

Илоотделитель ИГ-45 предназначен для очистки неутяжеленного бурового раствора от частиц выбуренной породы размером более 0,03—0,04 мм. Он располагается в составе циркуляционной системы и используется в качестве третьей ступени очистки бурового раствора после вибросита и пескоотделителя. Серийно илоотделитель ИГ-45 выпускается Отрадненским РМЗ Куйбышевской области

Техническая характеристика илоотделителя ИГ-45

Пропускная способность, л/с	45
Рабочее давление перед гидроциклонами, МПа	0,2—0,3
Наименьший размер частиц плотностью $2,6 \text{ г/см}^3$, удаляемых из бурового раствора на 90 % и более, мм	0,05
Потери раствора, %, не более	3
Внутренний диаметр гидроциклона, мм	75
Число гидроциклонов	16
Габариты, м	$2,46 \times 0,95 \times 1,5$
Масса, кг	333

Илоотделитель ИГ-45 (рис. 36) состоит из 16 гидроциклонов 1, расположенных в два ряда (по восемь штук в ряду), напорного коллектора 2, сливного коллектора 5, основания 7, на котором крепятся все узлы, со шламосборником 6. Напорный коллектор служит для подвода и распределения по гидроциклонам бурового раствора. В верхней части напорного коллектора установлен разделительный стакан 3, защищающий манометр 4 от бурового раствора.

Гидроциклон илоотделителя диаметром 75 мм (рис. 37) состоит из трех силуминовых кожухов: верхнего 2, среднего 3 и нижнего 5, внутри которых расположен сменный резиновый корпус 4 и резиновая насадка 6 для сброса «илов». Сверху гидроциклон закрыт крышкой 1. Монтируется илоотделитель над емкостью циркуляционной системы. Раствор в него подается шламовым насосом.

В напорный коллектор под давлением 0,2—0,3 МПа подается насосом буровой раствор, прошедший предварительную очистку на вибросите и

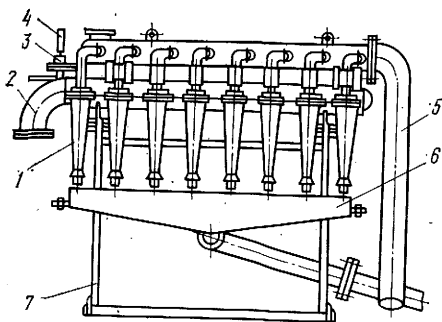


Рис. 36. Илоотделитель ИГ-45

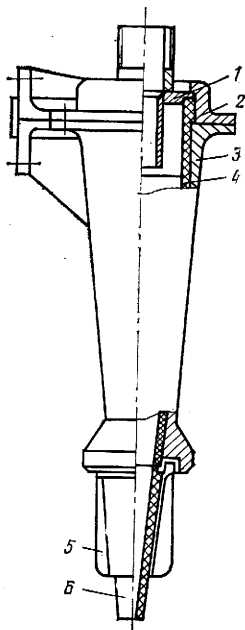


Рис. 37. Гидроциклон илоотделителя

в пескоотделителе. В инерционном поле гидроциклонов он дополнительно очищается от мелкодисперсного шлама и сливается в емкость циркуляционной системы по сливному коллектору, а пульпа со шламом через нижнюю насадку собирается в шламособорнике и затем сбрасывается в амбар.

Основные указания по эксплуатации пескоотделителя ПГ-50 приемлемы и для илоотделителя ИГ-45.

КОМБИНИРОВАННЫЕ УСТАНОВКИ

Вибрационное сито — универсальное и наиболее эффективное техническое средство для очистки буровых растворов. Однако оно имеет существенный недостаток: при попытке достичь высокой степени очистки путем применения мелкоячеистых сеток неизменно отмечается резкое снижение пропускной способности вибросита. Предельный размер удаляемых виброситом частиц шлама составляет 100—150 мкм, так как при использовании более мелкоячеистой сетки пропускная способность вибросита уменьшается настолько, что становится недопустимой при современной технологии бурения скважин.

Для более глубокой очистки буровых растворов применяют комбинированные сито-гидроциклонные установки, которые позволяют удалять из бурового раствора частицы шлама размером от 150—250 до 75—100 мкм. Принцип действия таких установок основан на том, что буровой раствор, предварительно очищенный на вибросите, подается насосом в блок гидроциклонов, где из него выделяют утяжеленную пульпу, обогащенную шламом. Основной объем раствора через верхний слив поступает в циркуля-

ционную систему, а утяжеленная пульпа со шламом через песковые насадки гидроциклонов попадает на дополнительное вибросито, оснащенное мелкоячеистой сеткой (75—100 мкм). Буровой раствор с утяжелителем и тонкодисперсным шламом просеивается через сито и поступает в циркуляционную систему, а грубодисперсный шлам удаляется с поверхности сетки в отвал.

УСТАНОВКА ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ПЕСКА ИЗ УТЯЖЕЛЕННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА

Разработанная СКТБ объединения «Союзнефтемашремонт» комбинированная установка (рис. 38) состоит из вибросита 1, оснащенного мелкоячеистой сеткой (размер ячейки 0,1 мм), блока гидроциклонов 2, установленных в два ряда, сливного 3 и нагнетательного 4 манифольдов для бурового раствора, поддона 5 для сбора пульпы и сливного патрубка 6, с помощью которого пульпа подается на вибросито. Гидроциклонная установка расположена на стойках 7.

Техническая характеристика установки

Пропускная способность, л/с	40—50
Давление перед гидроциклонами, МПа	0,2—0,3
Минимальный размер удаляемых частиц, мм	0,1
Диаметр гидроциклона, мм	100
Число гидроциклонов	16
Габариты, м	1,875×0,81×1,8
Масса, кг	400

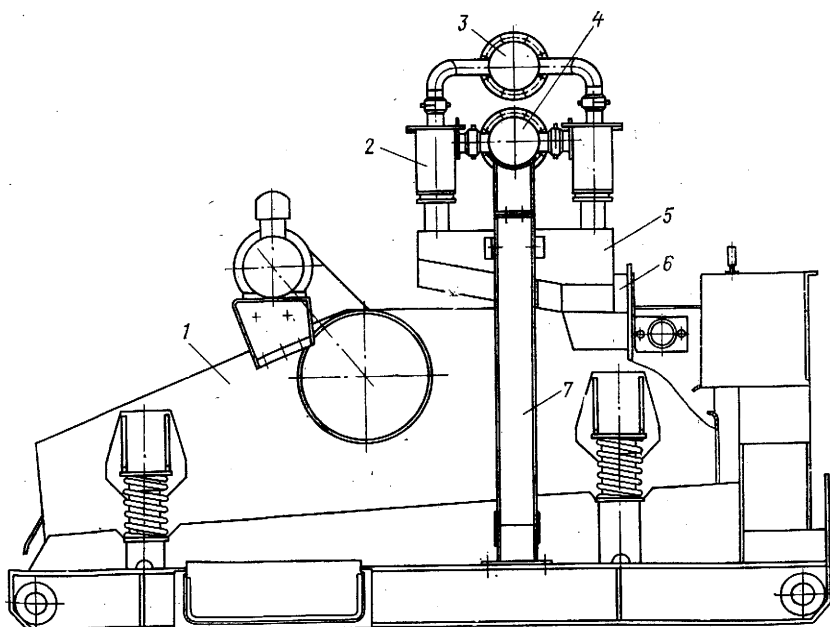


Рис. 38. Установка для удаления песка из утяжеленного бурового раствора

Очищенный с помощью вибросита буровой раствор подают шламовым насосом в нагнетательный манифольд 4, откуда он распределяется равномерно по всем гидроциклонам 2. В корпусе гидроциклона раствор разделяется на два потока. Первый основной поток, освобожденный от утяжелителя и шлама, поступает в сливной манифольд 3 и попадает в циркуляционную систему. Второй поток, обогащенный утяжелителем и шламом (пульпа), составляющий 5—15 % общего потока, попадает через песковые насадки гидроциклонов в поддон 5 и по мере накопления стекает из патрубка 6 на вибрирующую сетку вибросита. На вибросите устанавливается сетка с размером ячейки 0,075—0,1 мм, поэтому частицы шлама размером более 0,075 мм удаляются из пульпы в отвал, а утяжелитель и буровой раствор проваливаются через вибрирующую сетку и поступают в циркуляционную систему, где смешиваются снова с основным потоком очищенного бурового раствора.

Установка позволяет удалить из бурового раствора частицы размером до 0,1 мм и при этом не допустить заметных потерь утяжелителя.

ТЕХНОЛОГИЯ ТРЕХСТУПЕНЧАТОЙ ОЧИСТКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Для достижения совершенной очистки неутяжеленного бурового раствора, как правило, применяют трехступенчатую систему: вибрационное сито, пескоотделитель, илоотделитель. Технология очистки по трехступенчатой системе представляет собой ряд последовательных операций, включающих грубую очистку на вибросите и тонкую очистку — пескоотделение и илоотделение — на гидроциклонных установках. Такой технологией достигается практически полное удаление из бурового раствора частиц шлама размером более 0,04 мм.

Сущность технологического процесса состоит в следующем (рис. 39). Зашламленный выбуренной породой буровой раствор, вышедший из скважины 1, подвергается на первой ступени грубой очистке виброситом 2 и поступает в первую емкость 10 циркуляционной системы. Затем буровой раствор подается центробежным шламовым насосом 3 в блок гидроциклонов пескоотделителя 4, где из него удаляются частицы песка. Отсюда раствор выходит двумя потоками: основной объем его поступает в следующую емкость 9, а частично (до 25 %) возвращается в емкость 10 и разбавляет раствор, подаваемый на пескоотделение. Шлам из пескоотделителя сбрасывается в шламовый амбар. Из емкости 9 буровой раствор подается шламовым насосом 5 в блок гидроциклонов илоотделителя 6, где из него удаляется ил (частицы шлама размером 70—30 мкм). Окончательно очищенный раствор поступает в приемную емкость 8, откуда буровым насосом 7 нагнетается в скважину, а шлам сбрасывается в шламовый амбар.

Важными моментами технологии трехступенчатой очистки являются: использование части очищенного от песка раствора для разбавления поступающего на пескоотделение раствора; разжижение раствора до минимально допустимой по условиям бурения вязкости перед илоотделением. Степень разжижения бурового раствора зависит от его исходных параметров (плотности, вязкости) и дисперсного состава шлама. Для достижения запланированной глубины очистки бурового раствора степень разжи-

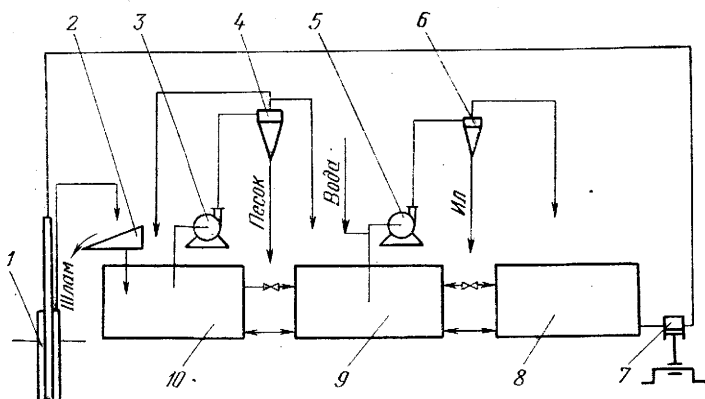


Рис. 39. Схема трехступенчатой очистки бурового раствора

жения (вязкость) можно определить по рис. 40, на котором показано влияние пластической вязкости на размер удаляемых с помощью гидроциклона частиц шлама. Например, чтобы удалить с помощью гидроциклонов диаметром 150 мм из бурового раствора частицы шлама размером 85 мкм при давлении на входе $2,1 \cdot 10^5$ Па и при плотности раствора $1,2 \text{ г/см}^3$ его необходимо разбавить перед подачей в гидроциклон до вязкости $\eta = 10 \text{ мПа} \cdot \text{с}$. Чтобы в этих условиях удалить из раствора частицы размером до 45 мкм, раствор потребовалось бы разбавить до вязкости $\eta = 3 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

Из приведенной номограммы видно, что при повышении вязкости от 10 до 40 мПа·с гидроциклон диаметром 100 мм при давлении на входе $2,5 \cdot 10^5$ Па будет удалять частицы шлама размером более 70 мкм, т. е. илоотделитель будет работать в режиме пескоотделения. Поэтому поддержание вязкости на минимально допустимом уровне — важнейшее условие

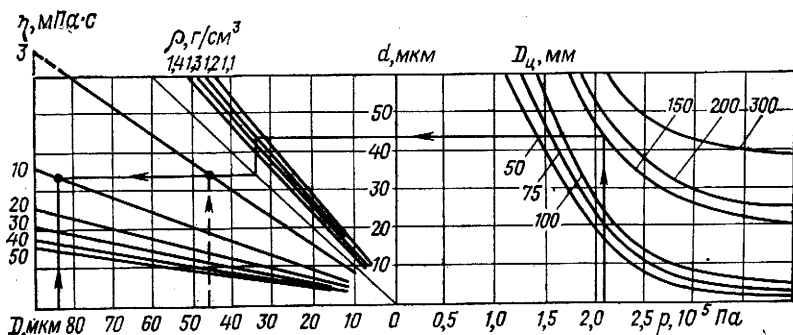


Рис. 40. Номограмма для определения размера выделяемых в гидроциклонах частиц:

D — размер удаляемых из бурового раствора частиц шлама; d — размер удаляемых из тестовой жидкости частиц шлама; p — давление перед гидроциклоном; $D_{\text{ц}}$ — диаметр гидроциклона

эффективной очистки бурового раствора гидроциклонными установками.

Для удаления тонкодисперсных частиц из вязкого бурового раствора необходимо обеспечить более высокое давление на входе в гидроциклон. Так, для удаления шлама с частицами размером 30 мкм в гидроциклоне диаметром 100 мм при вязкости раствора $20 \cdot 10^{-3}$ Па·с давление перед гидроциклоном должно быть 0,28—0,3 МПа.

Технологические параметры по ступеням очистки регламентированы следующим образом.

На первой ступени (сито ВС-1):

подача раствора, л/с, не более	90
потери раствора, %, не более	0,5

На второй ступени (пескоотделитель ПГ-50):

подача раствора в один гидроциклон, л/с, не более	12
давление перед гидроциклоном, МПа, не менее	0,25
потери раствора, %, не более	1,5

На третьей ступени (илоотделитель ИГ-45):

подача раствора в один гидроциклон, л/с, не более	3,0
давление перед гидроциклоном, МПа, не менее	0,28
потери раствора, %, не более	2

Плотность сгущенной пульпы со шламом, выходящей из гидроциклонов, должна быть выше плотности исходного бурового раствора: в пескоотделителе на 0,4—0,6 г/см³; в илоотделителе на 0,25—0,35 г/см³. Максимальный размер отверстий нижних насадок гидроциклонов не должен превышать: для пескоотделителя 25 мм, для илоотделителя 18 мм.

При бурении скважины все три ступени очистки должны постоянно работать. Если не работает пескоотделитель, то илоотделитель работает в режиме пескоотделения, что не позволяет обеспечить качественную очистку бурового раствора и является причиной частой закупорки нижних насадок гидроциклонов. Если илоотделитель не работает одновременно с пескоотделителем даже кратковременно, раствор обогащается тонкодисперсными частицами горной породы, повышается его вязкость. В этой ситуации часто последующее включение илоотделителя длительное время не дает результатов, так как он вынужден работать в режиме пескоотделения.

Очищенный по технологии трехступенчатой системы буровой раствор имеет минимальное загрязнение выбуренной породой.

ДЕГАЗАЦИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

В процессе бурения скважин возможно насыщение бурового раствора пластовым газом, воздухом, а также его вспенивание. В результате этого ухудшаются технологические свойства раствора: уменьшается плотность, увеличиваются статическое напряжение сдвига и вязкость. Поэтому ухудшаются условия работы оборудования циркуляционной системы, буровых насосов, усиливается опасность возникновения различных видов осложнений. Для предупреждения осложнений, связанных с газированием бурового раствора, используют методы механической и вакуумной дегазации.

В основе механического способа дегазации лежит разделение газожидкостного потока путем разбрызгивания, турбулизации или воздействия

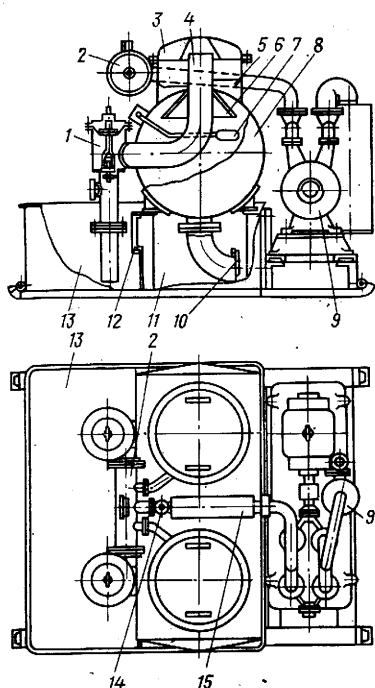


Рис. 41. Двухкамерный вакуумный дегазатор типа ДВС-II

узлы (рис. 41). Цилиндрическую камеру 8, разделенную на два одинаковых отсека, оборудованных дегазационной камерой 3. В последней имеются специальные тарелки 5 и конусы 6, попадая на которые буровой раствор дегазируется в вакуумной среде во время всасывания его через приемный клапан 1 и всасывающую трубу 4 из емкости 13. Отсек емкости 11 перекрывается заслонкой 12.

Дегазационные камеры периодически подключаются к вакуумному насосу 9 посредством клапана-разрядника 2, управляемого регуляторами уровня поплавкового типа 7. Вся система управления дегазатором подключена к вакуум-насосу через вакуумный ресивер 15. Приемные клапаны снабжены резиновыми мембранами, которые управляются золотниковым механизмом 14. Автоматически действующие сливные клапаны 10 открываются и закрываются в результате изменения направления потока бурового раствора.

Техническая характеристика ДВС-II

Пропускная способность, л/с	40—60
Остаточное содержание газа в буровом растворе после дегазации, %	≤ 2
Мощность привода, кВт	18
Габариты, мм	2785×2200×2080
Масса, т	2,2

инерционным полем. Для реализации метода применяют различные устройства с вращающимся ротором, гидроциклоны, разбрызгиватели. Вакуумный способ основан на извлечении свободного газа из жидкости путем создания над ее поверхностью разреженной зоны. Этот способ реализуется с помощью камеры, куда периодически или непрерывно поступает на обработку газированный буровой раствор и где при помощи вакуум-насоса создается разрежение, под действием которого газ отделяется от жидкости.

В отечественной практике бурения скважин наиболее распространены вакуумные дегазаторы периодического действия. Они обрабатывают буровой раствор порционно. В период всасывания жидкости и ее дегазации в камере создается вакуум, а в период слива дегазированной жидкости камера сообщается с атмосферой. На таком принципе работает двухкамерный вакуумный дегазатор ДВС-II конструкции УкрНИИгаза. Он включает в себя следующие основные

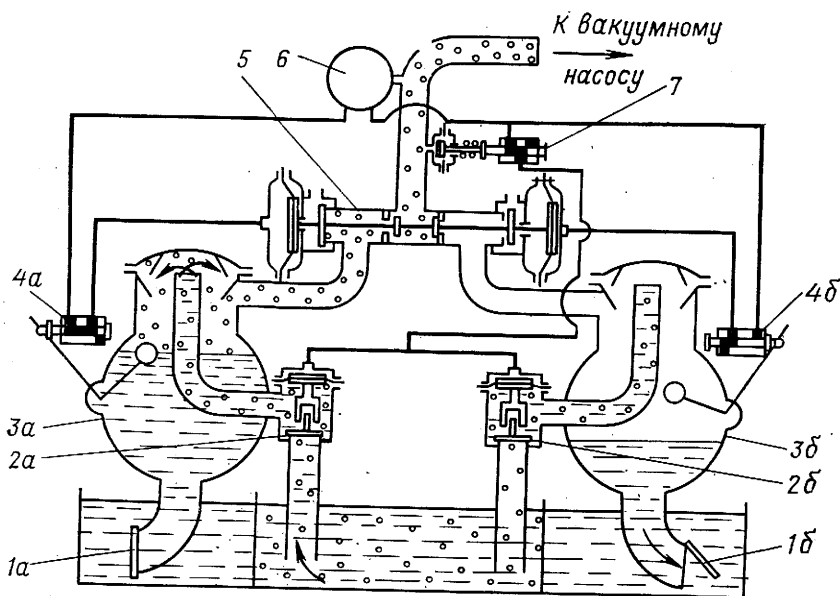


Рис. 42. Принципиальная схема двухкамерного вакуумного дегазатора ДВС-II:

1 — клапаны сливные; 2 — клапаны всасывающие; 3 — дегазационные камеры; 4 — золотники регуляторов уровня; 5 — клапан-разрядник; 6 — ресивер вакуумный; 7 — регулятор вакуума

Отечественной промышленностью также выпускается вакуумный дегазатор ДВС-2К, который незначительно отличается от дегазатора ДВС-II: в нем отсутствует специальная емкость, так как он входит в состав блока очистки циркуляционной системы буровой установки.

В условиях низких сезонных температур иногда используют дегазатор ДВМ-2, который имеет конструктивные особенности по сравнению с дегазатором ДВС-II: роль конусов и тарелок выполняет один решетчатый конус; приемный клапан перенесен внутрь всасывающей трубы, что позволило исключить корпус выкидного клапана; клапан управляется не резиновой мембраной, а постоянно поджимается пружиной. В результате перенесения выкидного клапана внутрь всасывающей трубы обеспечивается полное опорожнение трубы в перерывах между работой, поэтому исключается замерзание в ней жидкости в зимнее время. Дегазатор ДВМ-2 более транспортабелен, так как масса его составляет 800 кг.

Технологический процесс дегазации буровых растворов в двухкамерных вакуумных дегазаторах происходит следующим образом (рис. 42) Поступающий из скважины газированный буровой раствор проходит грубую очистку от шлама и газа на вибрационном сите и попадает в первую емкость циркуляционной системы или в специальную емкость дегазатора. Всасывающий клапан под действием давления бурового раствора открывается, и раствор начинает поступать в дегазационную камеру. Для обеспечения дегазации бурового раствора достаточно включить

вакуумный насос ВВН-2. Так как в момент включения клапан-разрядник 5 находится в одном из крайних положений, то одна из дегазационных камер 3а подключена к вакуумному насосу, а вторая 3б сообщается с атмосферой. Работающий вакуумный насос создает в камере 3а разреженность, поэтому сливной клапан 1а закрыт под действием атмосферного давления.

Когда в камере 3а будет достигнута заданная величина вакуума, мембрана золотникового механизма 7, сжав пружину и заняв нижнее положение, переместит шток золотника и соединит мембранную полость всасывающего клапана 2а с вакуумным ресивером 6. После этого мембрана перемещается вверх, всасывающий клапан открывается, поступающая в дегазационную камеру жидкость очищается от газа и собирается в сборнике.

По мере заполнения сборника дегазированной жидкостью шток золотника 4а поплавкового регулятора перемещается под действием поплавка и системы рычагов и при предельном уровне жидкости мембранная полость клапана-разрядника оказывается соединенной с вакуумным ресивером 6. Клапан-разрядник соединяет заполненную камеру 3а с атмосферой, а порожнюю камеру 3б подключает к вакуумному насосу при помощи клапана 2б. В этот момент дегазированный буровой раствор начинает выливаться в емкость через сливной клапан 1а. Одновременно в камере 3б создается разрежение и нагнетательный клапан 1б закрывается. Как только камера 3б заполнится буровым раствором, золотник 4б соединит мембранную полость клапана-разрядника с вакуумным ресивером и произойдет следующий цикл переключения камер.

Технологический режим работы дегазатора зависит от многих факторов: реологических свойств бурового раствора, его газонасыщенности, подачи буровых насосов и др. Основными параметрами режима работы дегазатора являются глубина вакуума в камерах и количество обработанного бурового раствора.

В зависимости от газонасыщенности буровые растворы условно делятся на четыре группы: 1) интенсивно вспенивающиеся; 2) умеренно вспенивающиеся; 3) газированные со стойкой фазой газа; 4) газированные с нестойкой фазой газа. Для каждого раствора рекомендуется определенная величина вакуума при обработке в дегазаторе:

Группа раствора	1	2	3	4
Величина вакуума, МПа	0,075—0,08	0,05—0,07	0,03—0,07	0,03—0,05

Величину вакуума в дегазаторе регулируют путем изменения степени сжатия пружины мембраны золотника. После того как установлена необходимая величина разрежения в камере дегазатора, необходимо отрегулировать пропускную способность его при помощи ограничительных болтов, позволяющих изменять ход приемных клапанов. При ввинчивании болтов внутрь клапанных коробок ход клапанов уменьшается и снижается их пропускная способность. Желательно, чтобы пропускная способность дегазатора была больше объема циркулирующего раствора. В этом случае часть дегазированной жидкости перетекает из выкидного отсека емкости в приемный и над всасывающими патрубками приемных клапанов автоматически поддерживается необходимый уровень жидкости.

По мере увеличения вакуума пропускная способность дегазатора уменьшается, поэтому не следует без необходимости устанавливать в камерах дегазатора высокую степень разрежения. Начинать дегазацию буровых растворов следует лишь тогда, когда газ не удаляется с помощью вибросита и желобов, причем необходимо вначале вести процесс дегазации при низкой степени разрежения в камерах. Если эффект дегазации не достигается, следует перейти на более глубокий вакуум. Потребность в увеличении вакуума возникает обычно при дегазации буровых растворов, обработанных ПАВ. Но и в этом случае надо подбирать оптимальную величину вакуума в камерах дегазатора, при которой остаточная газонасыщенность бурового раствора минимальна.

Как заниженная, так и завышенная степень разрежения может не обеспечить необходимую глубину очистки бурового раствора от газа. Величина вакуума в момент открытия приемного клапана дегазационной камеры зависит от количества выделяющегося газа и удельной подачи жидкости в камеру. При этом величина вакуума при дегазации может самопроизвольно меняться с изменением количества газовой фазы. Если вакуумный насос не успевает откачивать выделяющийся в дегазаторе газ, то степень разрежения в камерах будет уменьшаться после открытия приемного клапана. В противном случае величина вакуума будет возрастать.

Повышения эффекта дегазации можно достигнуть только путем повышения величины вакуума в дегазационных камерах. Но при этом скорость действия вакуумного насоса уменьшается, а количество выделяющейся газовой фазы возрастает, поэтому после открытия приемного клапана величина вакуума резко уменьшается вследствие неспособности насоса справиться с откачкой увеличивающегося объема газа. Это может привести к снижению эффекта дегазации. Таким образом, величину вакуума необходимо регулировать одновременно с пропускной способностью дегазатора. Путем снижения расхода жидкости можно уменьшить скорость газоотделения в дегазационной камере и обеспечить тем самым оптимальный режим работы дегазатора.

В связи с тем, что сборник жидкости дегазатора имеет постоянный объем, пропускную способность дегазатора можно регулировать только при изменении времени полного цикла дегазации (длительность полного цикла дегазации складывается из времени откачки из дегазационной камеры и времени всасывания жидкости). Пропускную способность дегазатора можно изменять двумя способами: сжатием пружины золотника (изменением вакуума в камере) открытием приемного клапана (изменением пропускной способности дегазационной камеры). Оба способа имеют преимущества и недостатки, поэтому выбор способа определяется трудностью дегазации бурового раствора.

Если газовая фаза стойкая, то уменьшить подачу дегазатора лучше путем увеличения степени разрежения в дегазационных камерах. В этих условиях для увеличения пропускной способности дегазатора необходимо удлинить ход приемного клапана. Тогда возрастет расход жидкости через дегазационную камеру и уменьшится общее время цикла дегазации за счет снижения длительности всасывания бурового раствора. При этом необходимо добиваться, чтобы в момент открытия приемного клапана величина вакуума в системе оставалась постоянной и не возникали резкие

скачки давления. Если же это не удается, то регулировать пропускную способность дегазатора необходимо комбинированным способом — изменением величины вакуума и степени открытия приемного клапана.

Чтобы не допустить попадания бурового раствора в вакуумный насос, следует избегать чрезмерного открытия приемных клапанов. При появлении раствора в вакуумном насосе надо в первую очередь прикрыть приемные клапаны. Для своевременного включения дегазатора в работу необходимо систематически контролировать содержание газа в буровом растворе. Особенно часто измерять содержание газа следует в период восстановления циркуляции бурового раствора, когда имеется опасность выхода из скважины большого количества газированного раствора.

Бесперебойная работа вакуумного дегазатора типа ДВС зависит от того, насколько правильно он подготовлен к работе. Перед пуском его надо: проверить положение штока клапана-разрядника и при необходимости переместить его вручную в крайнее положение; проверить вращение вала вакуумного насоса; заполнить выкидной отсек емкости буровым раствором так, чтобы выкидные клапаны погрузились в жидкость; подать воду в вакуумный насос.

Основным контролируемым параметром работы дегазатора является величина вакуума в камерах. Причиной изменения ее могут быть различного рода неполадки в системе дегазации. Так, снижение величины вакуума может возникнуть вследствие недостаточной подачи воды в вакуумный насос или попадания воздуха в дегазационные камеры через неплотности в соединениях. Вакуум может также понизиться из-за повышения температуры жидкости в вакуум-насосе. В этом случае подачу воды необходимо увеличить с тем, чтобы ее температура в насосе была не более 40 °С. Следует знать, что после остановки вакуум-насоса небольшое количество воды из него перетекает в дегазационные камеры через клапан-разрядник. В результате этого в зимнее время клапаны могут примерзнуть к седлам и для запуска дегазатора в работу потребуются прогреть паром внутреннюю полость клапана-разрядника.

ЦИРКУЛЯЦИОННАЯ СИСТЕМА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

Циркуляционная система буровой установки служит для подготовки, хранения и нагнетания в скважину бурового раствора. В нее входят следующие блоки: очистки раствора от шлама; очистки раствора от газа; химической обработки раствора; приемный; подпорных насосов; буровых насосов, а также резервуары для хранения раствора и манифольды. Технологическая схема циркуляционной системы буровой установки показана на рис. 43.

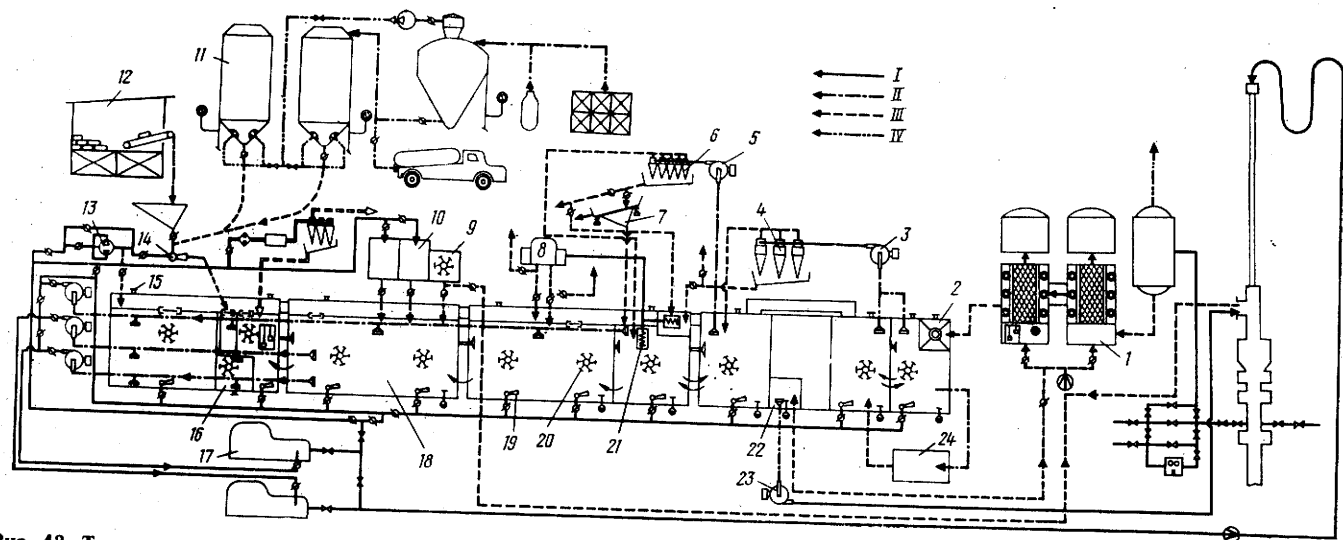


Рис. 43. Технологическая схема циркуляционной системы буровой установки:
 линии: I — нагнетательная; II — всасывающая; III — сливная; IV — воздушная

Буровой раствор размещается в резервуарах 18, оборудованных механическими 20 и гидравлическими 19 перемешивателями. Глинопорошки и порошкообразные утяжелители хранятся в силосах 11 БПР, а затаренные в мешках порошкообразные химические реагенты — на специальной площадке 12. Для приготовления и размещения жидких химических реагентов предусмотрены резервуары 9 и 10 с перемешивающими устройствами. Агрегаты циркуляционной системы взаимодействуют следующим образом.

1. Приготовление бурового раствора. Отсек приемного резервуара заполняется расчетным количеством воды. Один из подпорных насосов подает воду на прием насоса 17, который прокачивает воду через эжекторный смеситель 14, куда поступает глинопорошок из БПР за счет образующегося вакуума. Из эжектора смесь поступает в отсек 16 с механическим перемешивателем, а затем в резервуар 18 и подвергается диспергированию в диспергаторе 13. Эжекторный смеситель 14 и диспергатор 13 могут работать одновременно по замкнутому циклу: эжекторный смеситель — механический смеситель — резервуар — буровой насос — диспергатор — эжекторный смеситель.

Приготовленная суспензия подвергается химической обработке сухими реагентами через эжекторный смеситель или жидкими реагентами через специальный блок. После химической обработки буровой раствор утяжеляют (при необходимости). Для этого его прокачивают через эжекторный смеситель, в который из бункера БПР засасывается баритовый утяжелитель. Утяжеленный раствор поступает в один из резервуаров и подается насосом в скважину.

2. Очистка бурового раствора. Неутяжеленный буровой раствор, выходящий из скважины и содержащий кроме выбуренной породы газообразные агенты, предварительно очищается на виброситах 1 и поступает в отстойник 2, где дополнительно освобождается от грубодисперсного песка. Из отстойника раствор попадает в отсек емкости циркуляционной системы и поступает в дегазатор 24, в котором освобождается от газа. Дегазированный раствор направляется в следующий отсек резервуара ЦС и центробежным насосом 3 подается в гидроциклоны пескоотделителя 4, в которых очищается от частиц породы размером 0,08 мм.

Из пескоотделителя песок сбрасывается в отвал, а очищенный раствор поступает в следующий отсек резервуара ЦС и центробежным насосом 5 подается в илоотделитель 6, в котором очищается от частиц породы размером 0,03—0,08 мм. Ил сбрасывается в отвал, а очищенный раствор поступает в следующий отсек резервуара ЦС. При необходимости он подвергается химической обработке и подается в скважину.

Для уменьшения потерь раствора при его очистке пескоотделителем или илоотделителем в схеме предусмотрено сгущение песка и ила в центрифуге 8. Песок и ил подаются в нее винтовыми насосами 21. Из центрифуги жидкая фаза раствора поступает в циркуляционную систему, а твердая фаза — в отвал.

Малоутяжеленный буровой раствор плотностью до 1,5 г/см³, выходящий из скважины, очищается на вибросите, а затем центробежным насосом 5 подается в илоотделитель. Там раствор разделяется на два потока. Из песковых насадок выходит песок и утяжелитель (вместе с частью

раствора). Эта смесь попадает на специальное вибросито 7 с мелкоячеистой сеткой. На нем частицы утяжелителя проходят через ячейки и поступают в раствор, а песок удаляется в отвал. Раствор, выходящий через верхний слив гидроциклонов, возвращается в циркуляционную систему.

Утяжеленный буровой раствор плотностью более $1,5 \text{ г/см}^3$ очищается на виброситах, а избыточное содержание глины удаляется с помощью глиноотделителя (гидроциклонного или на базе центрифуги). В глиноотделитель одновременно подается насосом раствор и вода. Под действием центробежных сил в нем происходит разделение суспензии. Утяжелитель в виде пульпы возвращается в циркулирующий раствор, а вода с глиной удаляется в амбар. При необходимости буровой раствор дополнительно подвергается химической обработке и подается в скважину.

3. Буровые насосы. Прошедший очистку и обработку буровой раствор забирается буровыми насосами и подается по манифольду в скважину при выполнении всех технологических операций, связанных с циркуляцией бурового раствора.

4. Долив скважины во время подъема буровой колонны осуществляется с помощью центробежного насоса 23 и мерного отсека резервуара 22, оборудованного уровнемером и счетчиком расхода раствора. Мерный резервуар также используется для контроля количества раствора, выходящего из скважины при спуске буровой колонны в скважину.

5. Контрольно-измерительные приборы. Все отсеки резервуаров оборудуются уровнемерами, при выходе раствора из скважины определяются содержание газа в растворе и его плотность. Плотность раствора контролируется также в последнем резервуаре ЦС. Расход раствора, подаваемого в скважину и выходящего из нее, регистрируется расходомером. Контролируются масса материала в бункере БПР и величина остаточного вакуума в камере эжекторного гидросмесителя, а также давление перед пескоотделителем и илоотделителем. Регулируются частота вращения центрифуги, количество раствора и подаваемой для его разбавления воды.

6. Прочие устройства и механизмы. Все отсеки резервуаров оборудуются механическими и гидравлическими перемешивателями. Каждый отсек резервуара имеет люк 15 для слива раствора и его очистки. Резервуары и отсеки в них соединяются между собой патрубками с регулируемым подъемом. Центробежные насосы могут перекачивать буровой раствор из двух-трех емкостей ЦС.

СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Основные технологические параметры оборудования для приготовления и обработки буровых растворов в циркуляционных системах даны в табл. 27.

В табл. 28 приведено наименование оборудования, идущего на комплектование циркуляционных систем для буровых установок различных типов. Установленное оборудование должно обеспечивать технологический процесс промывки скважин.

Конструкцию, состав, схему работы, техническую характеристику рассмотрим на примере комплекса оборудования циркуляционной системы буровой установки БУ-2500, условно обозначенного шифром

Таблица 27

Основные технологические параметры оборудования циркуляционных систем

Комплектуемые узлы	Показатели	Буровые установки			
		БУ-2000 БУ-2500	БУ-3000 БУ-4000	БУ-5000 БУ-6500	БУ-8000 БУ-10 000
Резервуары	Объем, м ³	90	120 150	180 240	300 340
Сито вибрационное	Общая площадь рабочей поверхности, м ²	2,4—4,8	4,8	4,8	4,8
Дегазатор	Пропускная способность, л/с	55	55	55	55
	Допустимое остаточное газосодержание в растворе, %	2	2	2	2
Пескоотделитель	Пропускная способность, л/с	90	90	90	90
	Размер удаляемых на 95 % частиц плотностью 2,6 г/см ³ , мм	0,08	0,08	0,08	0,08
	Допустимые потери бурового раствора, %	2	2	2	2
Илоотделитель	Пропускная способность, л/с	45	45	45	45
	Размер удаляемых на 95 % частиц плотностью 2,6 г/см ³ , мм	0,03	0,03	0,03	0,03
	Допустимые потери бурового раствора, %	2	2	2	2
Глиноотделитель	Пропускная способность по обрабатываемому раствору плотностью 2,0 г/см ³ , л/с	—	0,7—1,5	0,7—1,5	0,7—1,5

Диспергатор	Степень извлечения, % глины	—	80	80	80
	утяжелителя	—	90	90	90
Блок приготовления раствора типа БПР	Пропускная способность по готовому буровому раствору. м ³ /ч	16	16	16	16
	Точность регулирования плотности раствора, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
Перемешиватели механи- ческие	Подача материалов в зону смешивания, т/ч: глинопорошка	0,1—5	0,1—10	0,1—15	0,1—15
	утяжелителя	5—50	10—100	10—100	10—100
Перемешиватели гидрав- лические	Число для каждого резервуара ЦС, кроме блока очистки	2	2	2	2
	Частота вращения лопастного вала, об/мин	45—90	45—90	45—90	45—90
Уровнемер раствора	Число для каждого резервуара ЦС	2	2	2	2
	Максимальное давление на штуцера, МПа	4	4	4	4
	Число для каждого резервуара ЦС	1	1	1	1
	Пределы измерения: объема, м ³	0—150	0—150	0—250	0—250
	уровня, м	0—2	0—2	0—2	0—2
	Точность измерения, %	2,5	2,5	2,5	2,5

Таблица 28

Состав циркуляционной системы

Комплектующие узлы	Число в комплекте на одну буровую установку			
	БУ-2000, БУ-2500	БУ-3000, БУ-4000	БУ-5000, БУ-6500	БУ-8000, БУ-10 000
Резервуары для размещения бурового раствора	+	+	+	+
Сито вибрационное	1—2	2	2	2
Дегазатор	1	1	1	1
Пескоотделитель	+	+	+	+
Илоотделитель	+	+	+	+
Глиноотделитель	+	+	+	+
Диспергатор	1	1	1	1
Блок типа БПР	+	+	+	+
Блок для хранения жидких химических реагентов	1	1	1	1
Перемешиватели:				
механические	6	10	10	10
гидравлические	6	10	10	10
Подпорные насосы	+	+	+	+
Уровнемер раствора	3	3	5	7

Примечание. Знак «+» означает, что число устройств определяется их технологическими параметрами.

ЦС2500ЭУ.00.00.000РЭ. Этот комплекс предназначен для приготовления, очистки, химической обработки, хранения бурового раствора и транспортирования его от устья скважины до буровых насосов при бурении нефтяных и газовых скважин глубиной до 2500 м в различных макроклиматических условиях.

Техническая характеристика комплекса ЦС2500ЭУ

Число резервуаров для хранения бурового раствора	3
Объем, м ³ :	
общий полезный резервуаров	90
резервуара для хранения жидких химических реагентов	12
силосов блока приготовления бурового раствора из порошкообразных материалов	40
Число:	
вибрационных сит ВС-1	1—2
пескоотделителей ПГ-50	2
илоотделителей ИГ-45	1
дегазаторов типа ДВС	1
перемешивателей механических типа ПМ	4
перемешивателей гидравлических типа ПГ	4
шламовых насосов 5МШ-1	6
насосов для долива скважины П63/22,5	1
химических насосов Х8/18-Д	1
диспергаторов ДГ-1	1
Пропускная способность оборудования для очистки, м ³ /с:	
вибросит для сетки с ячейками 0,16×0,16 мм	0,076
» » » » » 1,2×1,2 мм	0,140

пескоотделителей	0,090
илоотделителя	0,045
дегазатора	0,045
Наименьший размер удаляемых из раствора на 90 % частиц, мм: виброситом (в зависимости от размера ячеек сетки)	0,16—1,2
пескоотделителем	0,08
илоотделителем	0,05
Поверхность площадки для порошкообразных материалов, м ²	6
Средняя пропускная способность диспергатора, м ³ /с	0,015
Рабочее давление во вспомогательном напорном трубопроводе, МПа	4
Условный проход растворопровода от устья скважины до вибросита, мм	300
Установленная мощность электрооборудования, кВт	404
Масса, кг, не более	56 600

Комплекс оборудования циркуляционной системы буровой установки БУ-2500ЭУ (рис. 44) включает в себя: блок вибросит 12, блок гидроциклонов 9, приемный блок 2, блоки шламовых насосов 1, 8, площадку для хранения химических реагентов 3, резервуар химических реагентов 7, блок приготовления растворов из порошкообразных материалов 6 с выносным эжекторным смесителем 4, растворопровод 14, трубопровод долива 13, установку пескового насоса 11, трубопроводы, коллектор IV, соединительные элементы трубопроводов, электрооборудование и запасные части.

Желоба и всасывающие коллекторы блоков 2, 9, 12 соединяются между собой соответственно патрубками диаметром 400 и 250 мм. Патрубки крепятся полумуфтами (фланец с резиновым уплотнительным кольцом), обеспечивающими уплотнение соединений, компенсацию по длине, компенсацию смещения осей соединяемых элементов.

Обвязка трубопроводов воды I и пара II выполнена быстростъемными соединениями с резиновыми рукавами, дающими возможность компенсировать неточности монтажа. Трубопроводы имеют отводы с вентилями для подвода воды и пара. Вспомогательный напорный трубопровод III подсоединен к ветке манифольда.

Эжекторный гидросмеситель 4 подсоединен к вспомогательному напорному трубопроводу через отвод с компенсатором и задвижкой высокого давления. Диспергатор 5 соединен с манифольдом трубопроводом высокого давления с компенсатором, задвижкой высокого давления и предохранительным устройством. Песковый насос 11, обеспечивающий долив раствора в скважину при спуско-подъемных операциях, подсоединен к трубопроводу долива 13 через кран. Всасывающий патрубок насоса врезан в резервуар блока вибросит 12. Для соединения насоса на всасывающем патрубке установлен кран.

Растворопровод 14 соединяет воронку 17, установленную на устье скважины, с приемом вибросит и монтируется на стойках. На этих же стойках крепится трубопровод долива 13.

Комплекс оборудования циркуляционной системы обеспечивает: транспортировку бурового раствора от устья скважины до приема буровых насосов 16; очистку раствора от частиц выбуренной породы; приготовление раствора из порошкообразных материалов; утяжеление бурового раствора; перекачку жидких химических реагентов из автоцистерны в резер-

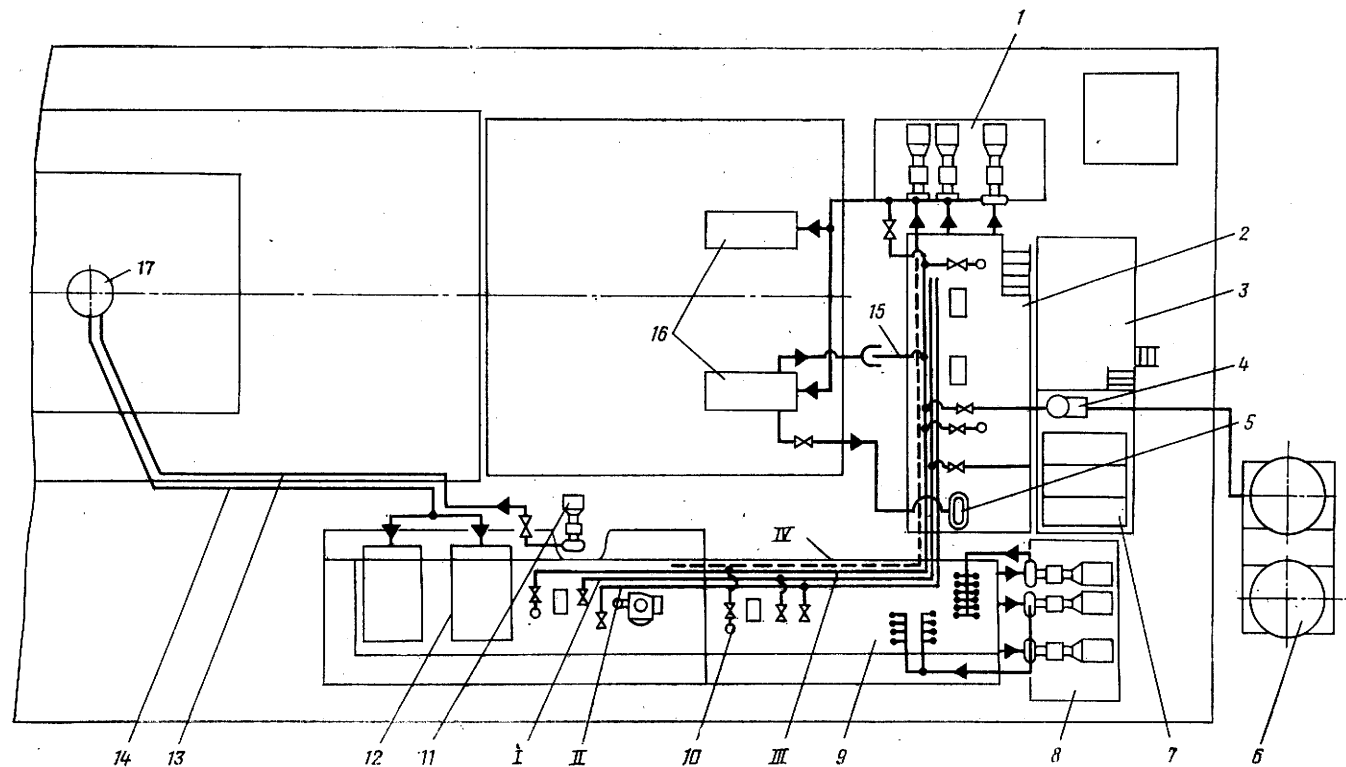


Рис. 44. Комплекс оборудования циркуляционной системы буровой установки БУ-2500ЭУ

вуар для реагентов; подачу жидких химических реагентов в циркуляционную систему; подачу раствора буровыми (линия 15) или шламовыми насосами в гидравлические перемешиватели 10 для перемешивания бурового раствора в резервуарах; перекачку шламовыми насосами бурового раствора из резервуара в другой резервуар.

УСТРОЙСТВО И РАБОТА ОТДЕЛЬНЫХ БЛОКОВ

Блок вибросит (рис. 45) включает в себя основание 11, представляющее собой резервуар, разделенный на несколько отсеков. Конусный отсек предназначен для отстоя бурового раствора после вибросита и оборудован в нижней части люком с затвором для удаления отстоя. В верхней части резервуара встроены желоб, отсек для всасывающей трубы дегазатора, отсек для сливной трубы. Там же установлены трубопроводы пара 6, воды 5 и вспомогательный напорный трубопровод 7. В нижней части резервуара встроены всасывающий коллектор с приемным клапаном 9. Резервуар имеет сливной люк с затвором, мерную рейку с делениями по 5 м³.

Основание имеет съемные настилы 8, 12, 13, 14. На наружной стенке под настилами подвешены желоба для электрокабелей. На основании установлены два вибросита 1, дегазатор 4, механический перемешиватель 10, гидравлический перемешиватель 2, пост управления 3.

Блок вибросит обеспечивает: первичную очистку утяжеленного и неутяжеленного бурового раствора, дегазацию и подачу его к блоку гидrocиклонов, а также хранение бурового раствора.

При очистке бурового раствора виброситом (рис. 46) раствор по растворопроводу поступает к разделительному патрубку вибросита, где рас-

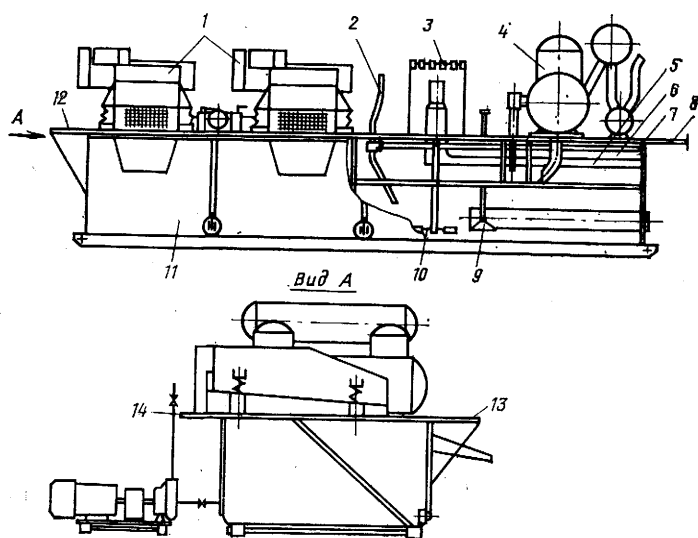


Рис. 45. Блок вибросит

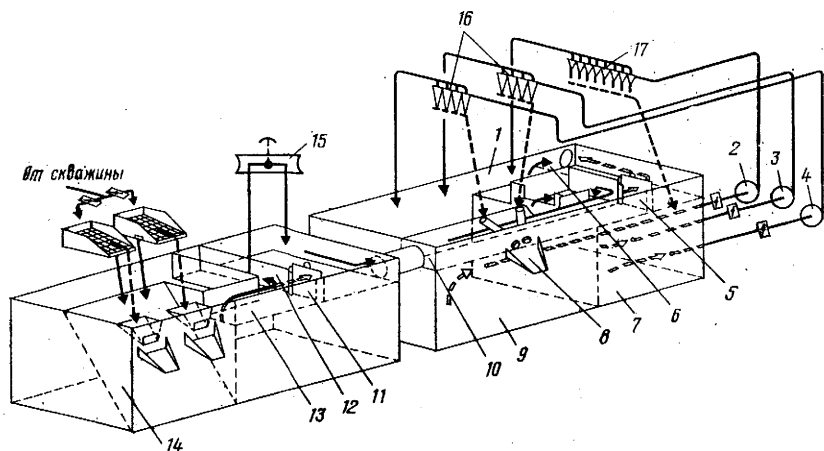


Рис. 46. Схема очистки бурового раствора

положены шиберы, регулирующие подачу раствора на то или иное вибросито. При работе двумя виброситами оба шиберы открыты. Очищенный на вибросите раствор поступает в отстойник 14, откуда попадает в желоб 13 блока. При дегазации раствор по желобу попадает в отсек всасывающей трубы дегазатора 15. При этом желоб перекрыт шиберной заслонкой. Под действием вакуума, создаваемого вакуум-насосом дегазатора, раствор поступает в полость дегазационной камеры, где происходит отделение газа. Дегазированный раствор сливается в отсек и далее по патрубку — в следующий блок. Если дегазация раствора не требуется, следует открыть шибер-заслонку желоба и раствор от вибросита, минуя дегазатор, поступит через патрубок в следующий блок.

При очистке бурового раствора пескоотделителем 16 и илоотделителем 17 (рис. 46) он поступает из блока вибросит через желобную систему 12 и 13 и шибер 11 в желоб блока гидроциклонов 10. Перед включением пескоотделителей закрывают шибер 5 в желобе блока, включают шламовые насосы 3 и 4. Раствор, пройдя гидроциклоны пескоотделителей, очищается и сливается в резервуар блока 9. Шлам из гидроциклонов поступает на лоток 8, откуда сбрасывается в амбар 7.

Илоотделитель работает только совместно с пескоотделителями. Перед включением илоотделителя раствор в резервуаре должен быть перемешан механическим перемешивателем. Для включения в работу илоотделителя запускают шламовый насос 2, всасывающая труба которого выведена в отсек 9. Раствор, пройдя гидроциклоны илоотделителя, очищается и сливается в отсек 1, откуда через окно 6 попадает в желоб и далее в приемный блок. Шлам от илоотделителя сбрасывается по трубопроводу в амбар. Нормальная работа илоотделителя обеспечивается при поступлении раствора не более $0,045 \text{ м}^3/\text{с}$. При работе двух пескоотделителей избыточный раствор через окно 6 поступает в желоб блока.

При остановке пескоотделителей илоотделитель может продолжать работать. В этом случае уровень раствора в блоке установится на уровне

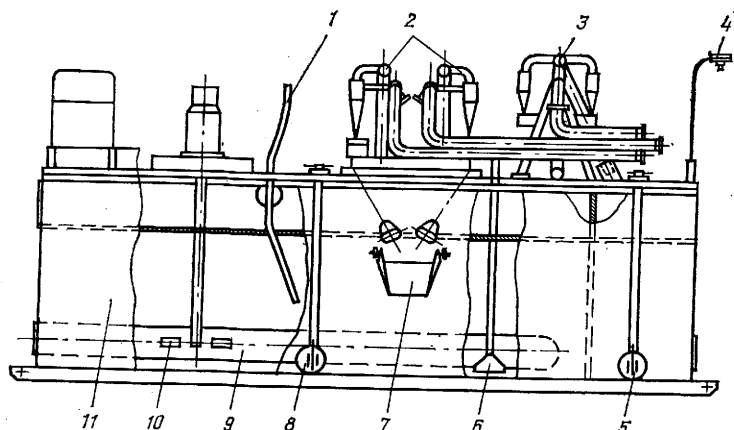


Рис. 47. Блок гидроциклонов

окна 6, таким образом илоотделитель будет очищать раствор, находящийся в блоке. Поступления раствора в приемный блок не будет. Для промывки илоотделителя к нему присоединен трубопровод подачи воды с краном.

Блок гидроциклонов (рис. 47) состоит из основания 11, представляющего собой резервуар, разделенный на два отсека. В верхней части встроен желоб, в нижней установлены трубопроводы пара, воды и вспомогательный напорный трубопровод. В нижней части резервуара встроен всасывающий коллектор 9 с приемным клапаном 6. Резервуар имеет сливные люки с затворами 5 и 8, мерную рейку с делениями по 5 м³. Основание оборудовано откидными настилами, на наружной стенке которых подвешены желоба для электрокабелей. На основании установлены два пескоотделителя 2, илоотделитель 3, механический перемешиватель 10, гидравлический перемешиватель 1, пост управления 4 и лоток 7.

Блок гидроциклонов обеспечивает: тонкую очистку неутяжеленного бурового раствора; подачу очищенного бурового раствора в приемный блок и его хранение, а также перекачку в другие резервуары по коллектору.

Приемный блок (рис. 48) включает в себя резервуар 4, механические перемешиватели 3 и 10, гидравлический перемешиватель 2, предохранительную диафрагму 6 вспомогательного напорного трубопровода. В блоке расположены отводы к манифольду 7 и к гидросмесителю 13, диспергатор, желоба для электрокабелей 14.

Резервуар представляет собой сварную емкость, в нижней части которой расположен коллектор 11 с приемным клапаном 12. В верхней части с одной стороны находится встроенный желоб, с другой — вспомогательный напорный трубопровод 8, трубопроводы воды и пара. Вспомогательный напорный трубопровод соединен с коллектором патрубком 5 с задвижкой. На вспомогательном напорном трубопроводе имеется предохранительная диафрагма 6, рассчитанная на рабочее давление 4 МПа. Резервуар имеет сливной люк с затвором 9. Блок имеет откидные настилы 15 и ограждение 1.

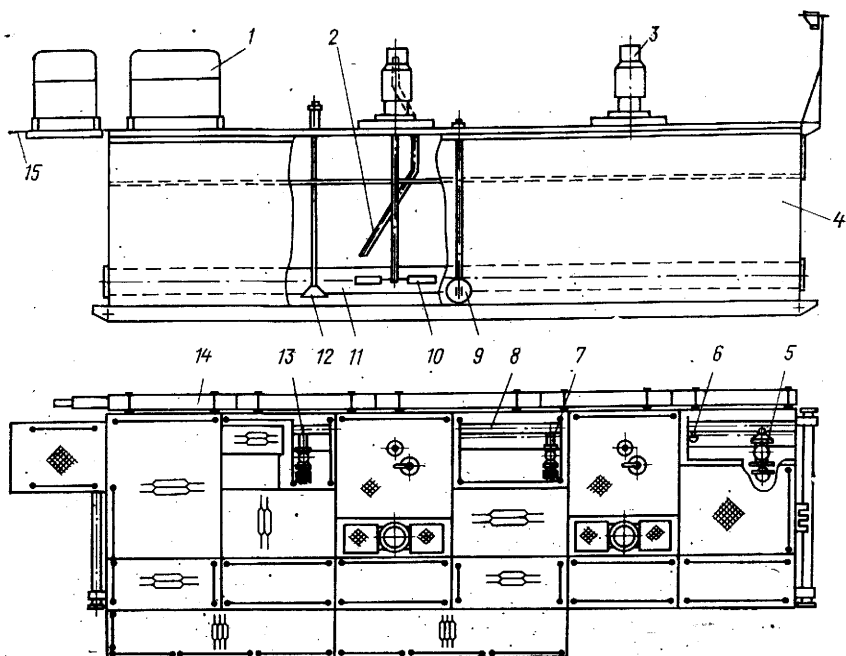


Рис. 48. Приемный блок

Приемный блок предназначен для питания буровых насосов при помощи подпорных шламовых насосов, для приготовления бурового раствора и его хранения. Буровой раствор, пройдя очистку, попадает в желоб приемного блока и через проемы сливается в резервуар, откуда его забирают шламовые насосы для подачи к буровым насосам.

Механические перемешиватели работают периодически или постоянно.

Площадка для приготовления химических реагентов (рис. 49) состоит из основания 5, бака 1, химического насоса 2, гидросмесителя 6, устройств для разрыва мешков 9 и 4, трубопроводов. На основании помеща-

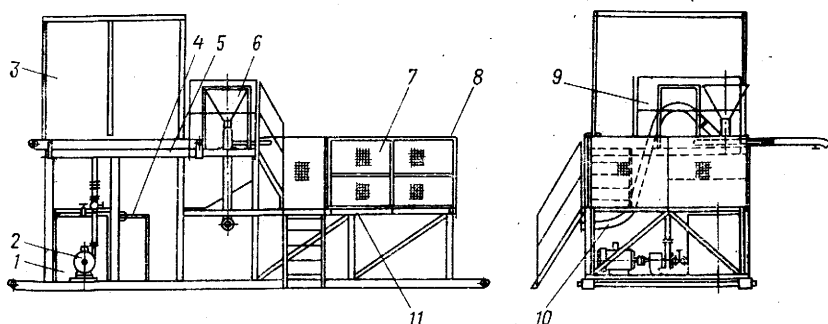


Рис. 49. Площадка для приготовления химических реагентов

ется резервуар для жидких реагентов 3. Основание представляет собой сварную металлоконструкцию. На высоте 1,3 м расположена площадка для хранения порошкообразного материала 11, затаренного в мешки. В нижней части основания расположен химический насос 2, который обязан с баком 1 и с резервуаром для химических реагентов 3.

На верхней площадке размещен ежекортный гидросмеситель 6, около которого расположен стол с ножом для разрыва мешков. Такой же стол монтируется у химического насоса. Гидросмеситель соединен трубопроводом 10 с блоком приготовления бурового раствора из порошкообразных материалов (БПР). Основание 8 имеет откидной борт 7.

Площадка для приготовления химических реагентов предназначена для приготовления жидких реагентов, перекачки их из автоцистерн в резервуар, складирования мешков с порошкообразными материалами, подачи жидких реагентов в буровой раствор. Жидкие химические реагенты готовят в баке 1, в который подается вода по трубопроводу. Мешок с порошком разрезают на столе 4 и содержимое высыпают в бак. В этом случае для перемешивания используют химический насос 2. Жидкость перемешивают не менее 30 мин. Приготовленный химический реагент этим же насосом перекачивают в резервуар.

При загрузке площадки материалами в мешкотаре откидной борт 7 опускают. В верхнем положении откидной борт закрепляется крючком.

Блок шламовых насосов включает в себя шламовые насосы, платформу и обвязку насосов. Платформа представляет собой сварную конструкцию, на которой установлены шламовые насосы и стойки для крепления трубопроводов обвязки. Один блок шламовых насосов предназначен для подпора буровых насосов, второй — для подачи бурового раствора в гидроциклоны пескоотделителя и илоотделителя. Обвязка нагнетательной линии шламовых насосов выполнена так, что каждый из трех насосов может работать на подпор любого бурового насоса или два шламовых (при необходимости все три) — на подпор одного бурового насоса.

Шламовый насос 12 (рис. 50) предназначен для перекачки бурового раствора из одного резервуара в другой, перемешивания раствора в резервуарах гидравлическими перемешивателями. Если работают два буровых насоса, то на подпор работают шламовые насосы 17, 18, для чего открыты шиберы 20, 21, 15, 16, 23 и 24, остальные шиберы закрыты.

При работе бурового насоса I на подпор может работать шламовый насос 17 или 18, при этом открыты шиберы 15, 23 или 16, 23. Соответственно при работе бурового насоса II открыты шиберы 15, 24 или 16, 24.

При необходимости работы двух шламовых насосов на один буровой насос открыты следующие шиберы: для бурового насоса I — 15, 16, 23; для бурового насоса II — 15, 16, 24. Для подачи в скважину раствора из блока выбросит или блока гидроциклонов необходимо открыть клапан коллектора соответствующего блока, а клапаны в других блоках закрыть и шламовым насосом 12 подать раствор на подпор бурового насоса, открыв шиберы 13, 14, 19 и 23 (или 24).

Для перекачки бурового раствора из одного резервуара в другой надо открыть клапан коллектора того резервуара, из которого перекачивается раствор, а также шиберы 19, 14 и задвижку 22. Буровой раствор

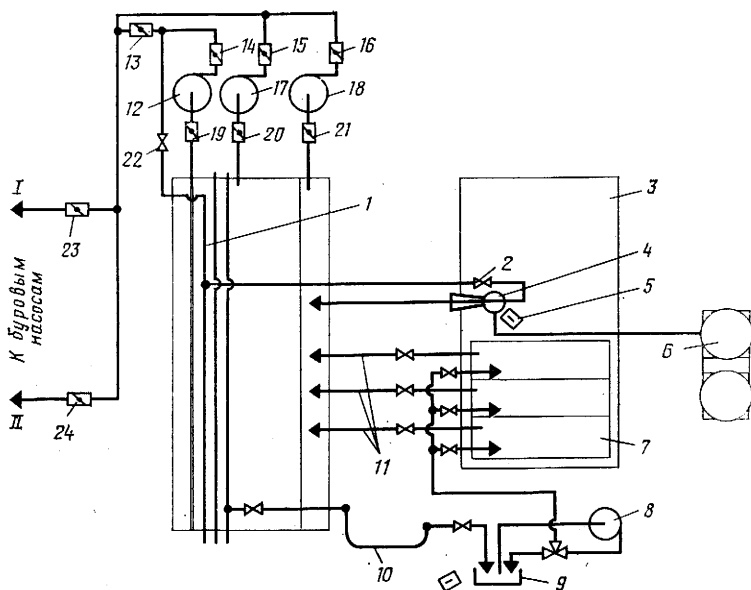


Рис. 50. Схема приготовления и химической обработки буровых растворов

забирается из коллектора шламовым насосом 12, подается во вспомогательный напорный трубопровод 1 и через насадки гидравлического перемешивателя сливается в резервуар блока (при этом открыта задвижка гидравлического перемешивателя того блока, в который перекачивается раствор).

Если для перемешивания бурового раствора гидравлическими перемешивателями используется буровой насос, то раствор для подпора этого насоса подается шламовым насосом 12, при этом задвижка 22 должна быть обязательно закрыта, открыты шиберы 13, 14, 19 и шибер бурового насоса I или II, а также приемный клапан коллектора того блока, в котором работают гидравлические перемешиватели. Если для перемешивания бурового раствора гидравлическими перемешивателями используется шламовый насос 12, то необходимо открыть шиберы 14, 19, задвижку 22 и задвижку того перемешивателя, который будет работать. При этом открыть приемный клапан коллектора в том резервуаре, где работает гидравлический перемешиватель и из которого забирается буровой раствор.

Для приготовления раствора можно использовать любой из буровых насосов: буровой раствор забирается из резервуара блока гидроциклонов или блока вибросит шламовым насосом 12 и подается на подпор бурового насоса I или II. При этом открыты шиберы 13, 14, 19 и 23 (или 24) и клапан коллектора в блоке вибросит или блоке гидроциклонов. Для промывки коллектора раствор забирается из приемного блока шламовыми насосами 17, 18 (или одним из них), подается во вспомогательный напорный трубопровод, а затем в коллектор. При этом открыты шиберы 13, 15,

16 и задвижка 22. Все остальные задвижки закрыты. Обработанный буровой раствор выбрасывается в резервуар блока выбросит, где открыт клапан коллектора, далее в желоб блока и по желобу — в приемный блок.

Если включен диспергатор 9, работает любой из буровых насосов в линию 10. При этом открыта задвижка диспергатора. Для подачи жидких химических реагентов из резервуара 3 в циркуляционную систему необходимо открыть кран на сливном патрубке 11 отсека резервуара нужного реагента 7 и слить его в желоб приемного блока. При использовании БПР 6 и гидросмесителя 4 буровой раствор подают через задвижку 2. Для разрезания мешков служит стол 5, а для перемешивания химических реагентов — насос 8.

БУРОВЫЕ НАСОСЫ

Буровые насосы предназначены для нагнетания бурового раствора в скважину и его циркуляции. Техническая характеристика современных буровых насосов приведена ниже, а гидравлическая характеристика — в табл. 28.

Техническая характеристика буровых насосов

Тип насоса	У8-4	У8-6М	У8-7	У8-7М
Гидравлическая мощность, кВт	331	497	626	710
Приводная мощность на трансмиссионном валу, кВт	442	585	784	839
Число цилиндров	2	2	2	2
Максимальное число двойных ходов поршня в 1 мин	65	66	66	66
Ход поршня, мм	450	400	400	400
Диаметр, мм:				
клапанов	150	145	145	145
штока	65	80	80	80
Число баллонов пневмокомпенсатора	3	3	4	4
Максимальное давление газа в компенсаторе, МПа	5	6	8	8
Габариты, мм	4610× ×3180× ×3240	5000× ×3000× ×3240	5300× ×3270× ×3180	5340× ×3340× ×3400
Масса, т	18,5	28,0	30,5	37,3

Все буровые насосы, выпускаемые Уралмашзаводом (рис. 51), поршневые, горизонтальные, двухцилиндровые, двойного действия и состоят из гидравлических коробок 2, приемной коробки с приемным компенсатором 1, нагнетательного компенсатора 3 и приводной части 4. Приводная часть и гидравлические коробки соединены между собой и установлены на сварной раме 5.

Гидравлическая часть насоса У8-4 (рис. 52) состоит из двух гидравлических коробок 4, к нижней части которых подсоединяется приемная коробка 1, а к верхней — нагнетательный тройник 5 с компенсаторами

Таблица 28

Гидравлическая характеристика буровых насосов

Тип насоса	Число двойных ходов в 1 мин	Параметр	Диаметр цилиндрических втулок, мм								
			120	130	140	150	160	170	180	190	200
У8-4	65	Подача, л/с	16,3	19,5	—	27	31	35,5	—	—	—
		Давление, МПа	20,0	17,2	—	12,5	11,0	9,5	—	—	—
У8-6М	66	Подача, л/с	—	18,9	22,7	26,7	31	35,5	40,4	45,5	50,9
		Давление, МПа	—	25,0	22,3	19,0	16,3	14,3	12,5	11,1	10,0
У8-7	60	Подача, л/с	—	—	20	23,5	27,3	31,3	—	—	—
	66		—	—	22	26	30	34,4	—	—	—
	60	Давление, МПа	—	—	32	27,2	23,4	20,4	—	—	—
	66		—	—	29	24,7	21,3	18,5	—	—	—
У8-7М	60	Подача, л/с	—	—	20,6	24,3	28,2	32,3	36,8	41,4	46,3
			—	—	22,7	26,7	31	35,5	40,4	45,5	50,9
	66	Давление, МПа	—	—	32,0	27,2	23,4	20,4	18,0	15,9	14,2

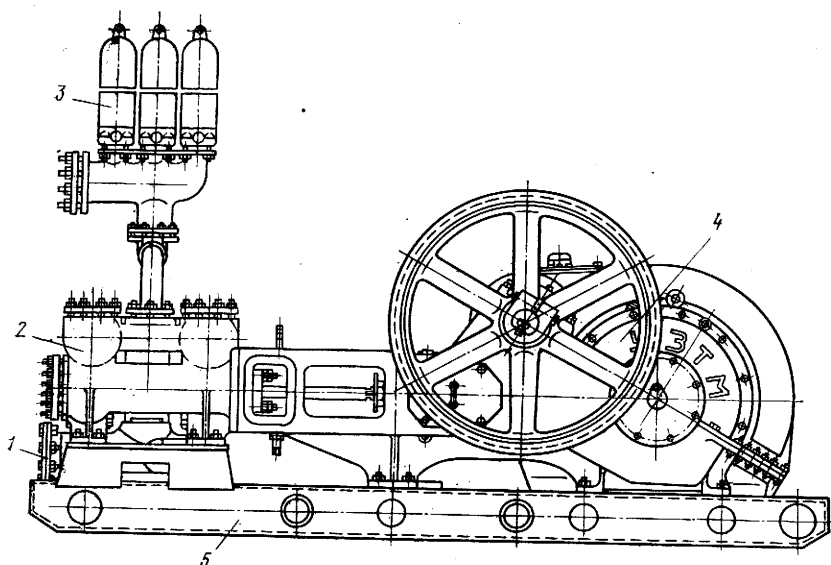


Рис. 51. Схема бурового насоса Уралмашзавода

и предохранительным клапаном. Гидравлические коробки вместе с четырьмя клапанными коробками изготовлены из стального литья. В нижних клапанных коробках монтируются четыре всасывающих, а в верхних — четыре нагнетательных клапана 3 с крышками 7. В цилиндрических полостях гидравлических коробок установлены съемные цилиндрические втулки 2, где возвратно-поступательно движутся поршни 6. Внутренняя поверхность втулок термообработана. Крепятся и уплотняются цилиндрические втулки в гидравлической коробке за счет пары упор — бурт и уплотнения, которое состоит из двух резиновых и одного стального колец. От осевого перемещения цилиндрическая втулка удерживается торцевой крышкой, прикрепленной к корпусу гидравлической коробки шпильками.

Укрепленный на штоке поршень насоса состоит из стального сердечника с конической расточкой и привулканизированных

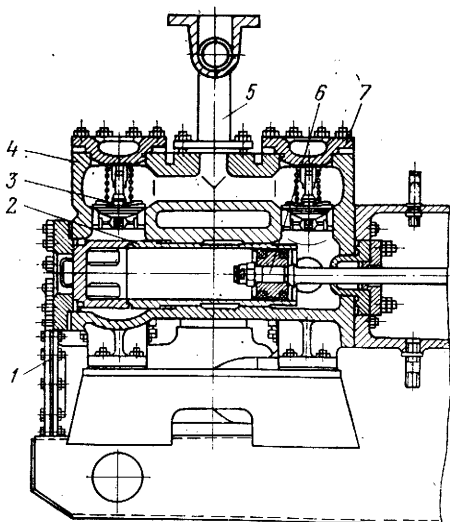


Рис. 52. Гидравлическая часть насоса У8-4

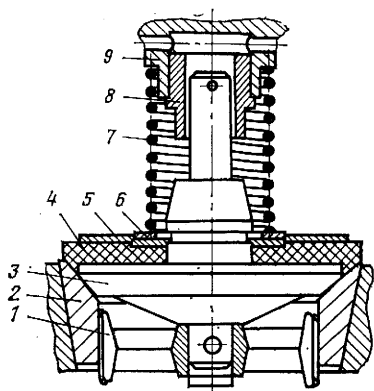


Рис. 53. Клапан бурового насоса

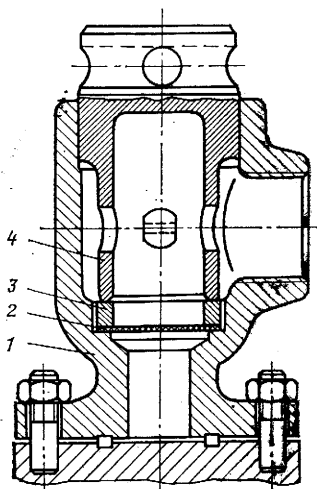


Рис. 54. Предохранительный клапан диафрагменного типа

к нему двух резиновых манжет. Шток уплотняется с помощью самоуплотняющихся манжет, установленных в корпусе. Корпус с нажимной крышкой крепится к гидравлической коробке шпильками. Для предотвращения попадания воды и бурового раствора в крейцкопфную камеру предусмотрена перегородка, в которой установлена специальная втулка с сальниковым уплотнением. Между штоком и его надставкой расположен отбойник. На приемной коробке насоса находится воздушный компенсатор, обеспечивающий смягчение гидравлических ударов.

Всасывающие и нагнетательные клапаны взаимозаменяемые (рис. 53). Седло 2 клапана 3 запрессовано в гнездо клапанной коробки и выполняет роль направляющей для крестовины 1, которая насажена на клапан и зашплинтована. Поверхности седла и крестовины термообработаны. Резиновое уплотнение 4 клапана зажимается шайбами 5 и 6. Направляющая втулка 8 запрессована в клапанную коробку 9. Расстояние между торцом хвостовика клапана и крышкой таково, что ход клапана составляет 25 мм. Быстрый возврат клапана в гнездо осуществляется пружиной 7. Клапанные коробки закрываются крышками, которые крепятся с помощью втулки. Между крышкой и корпусом клапанной коробки установлена самоуплотняющаяся манжета вместо резиновой прокладки.

Корпус нагнетательного блока соединяется с нагнетательным тройником шпильками. На нем установлены три компенсатора, на каждом из которых имеется редукционный клапан для заправки газом от баллона высокого давления. Манифольд подсоединяется к нагнетательному блоку при помощи фланца высокого давления. Чтобы исключить возникновение в нагнетательной линии недопустимо высокого давления, установлен предохранительный клапан диафрагменного типа (рис. 54), состоящий из кор-

пуса 1, прикрепленного к нагнетательному блоку при помощи шпилек, диафрагмы 2, поверх которой располагается предохранительное кольцо 3, и нажимного полого стакана 4. При повышении давления в нагнетательном блоке сверх допустимого диафрагма выгибается по внутреннему диаметру кольца 3, а затем выдавливается в трубопровод и попадает в резервуар.

Предохранительные диафрагмы толщиной 0,5—0,07 мм выполнены из холоднокатаной латуни Л62 с временным сопротивлением разрыву 3 МПа. В зависимости от диаметра цилиндровой втулки в предохранительном клапане устанавливают предохранительные кольца разного внутреннего диаметра:

Диаметр цилиндровой втулки, мм	170	160	150	130	120
Рабочее давление, МПа . . .	95	110	125	172	200
Внутренний диаметр кольца, мм	42	36	32	23	20

Все буровые насосы Уралмашзавода оснащены тремя независимыми компенсаторами с резиновыми баллонами (рис. 55). Каждый компенсатор 10 состоит из корпуса 9, внутри которого размещена труба 7 с отверстиями для прохода раствора, приваренная к опорному фланцу 6. На

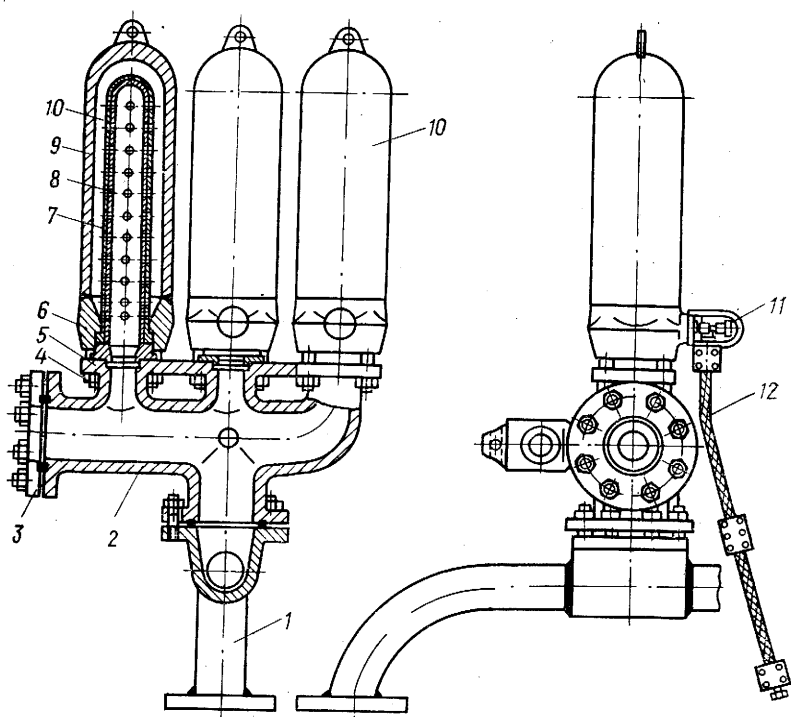


Рис. 55. Компенсаторы

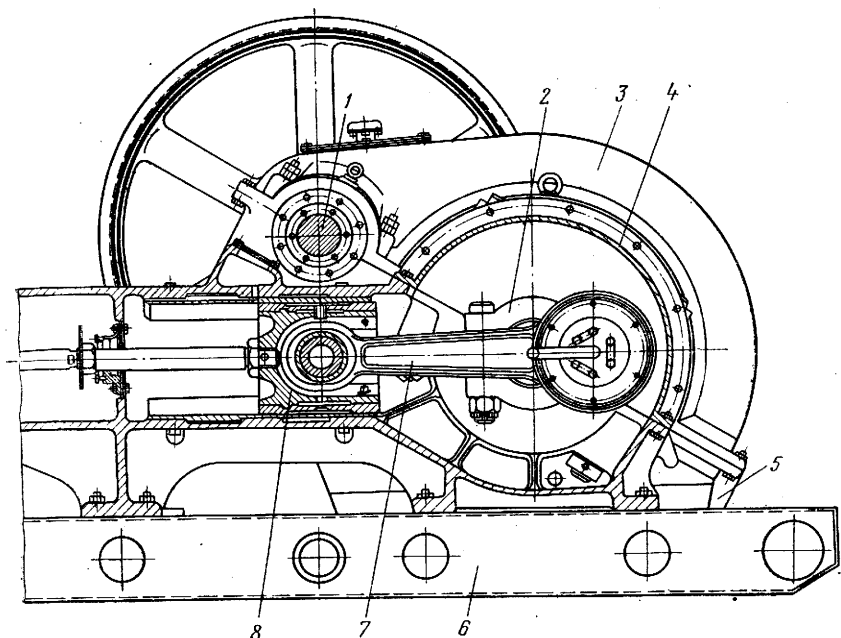


Рис. 56. Приводная часть насоса У8-4

трубу надет резиновый баллон 8, заканчивающийся в нижней части фланцем с заплечиками. Компенсатор крепится к нагнетательному корпусу 2 посредством фланца 5 шпильками 4. Вся сборка устанавливается на нагнетательном патрубке 1 и герметизируется крышкой 3.

Баллон с инертным газом или сжатым до давления 6—7 МПа воздухом при помощи шланга 12 соединяется с вентилем 11. При открытом вентиле компенсатор заряжается, а после закрытия вентиля газовый баллон отключают от компенсатора. Для обеспечения компенсации скачков давления при использовании цилиндрических втулок разного размера целесообразно в каждом из трех баллонов иметь различное давление.

Приводная часть насоса У8-4 (рис. 56) состоит из трансмиссионного вала 1, кривошипного вала 2 и крейцкофа 8, соединенного с кривошипно-шатунным механизмом 7. Все детали смонтированы в литой чугунной станине 5, установленной на раме 6 и закрываемой крышками 3 и 4. Крейцкоф соединяется со штоком насоса при помощи надставки. Для слива масла из масляной ванны насоса в ее задней части имеется люк, перекрытый фланцем. Во фланце установлены маслоуказатель и спускная пробка.

Насос У8-6М (рис. 57) позволяет развивать давление до 25 МПа. Его всасывающие клапанные коробки расположены снаружи, а не внутри станины (как у насоса У8-4), что более удобно при обслуживании. В седле клапана увеличена опора резинового уплотнения тарелки. Верхний хвостовик клапана перемещается в резиновой втулке. Крышка клапана так же,

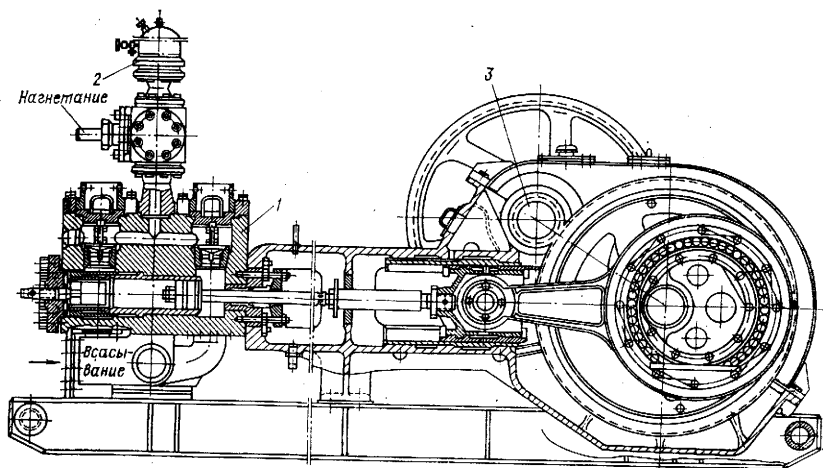


Рис. 57. Буровой насос У8-6М:

1 — гидравлическая часть; 2 — компенсатор; 3 — приводная часть

как и в насосе У8-4, крепится втулкой, но в отличие от насоса У8-4 эта втулка ввинчивается в специальное кольцо, укрепленное болтами на корпусе клапанной коробки.

Цилиндровая втулка 1 (рис. 58), в которой перемещается при помощи штока 11 поршень 10, упирается буртиком в заточку корпуса гидравлической коробки и крепится нажатием крышки 6 на стакан 4. На крышку 6 нажимают гайки 7, навинченные на шпильки, которые укреплены в корпусе гидрокоробки. Для уплотнения крышки и винта 9 установлены самоуплотняющиеся манжеты 5 и 8. Цилиндровая втулка уплотняется при помощи манжет 2 и втулки 3.

Уплотнение штока (рис. 59) состоит из корпуса 4, закрепленного при помощи шпилек в гидрокоробке. Корпус герметизирован манжетой 1 и резиновым круглым кольцом 2. В корпус вставлена втулка 3, с одной стороны которой имеется конусная поверхность для направления уплотняющего элемента манжеты. Манжета штока имеет металлический 8 и обрезиненный 7 стаканы. Последний снабжен уплотняющим элементом. Между стаканом 8 и корпусом 4 установлено уплотнительное резиновое кольцо 5. Уплотнение создается нажатием фланца 6 на стакан 8. Значительные изменения внесены в приводную часть насоса.

Буровой насос У8-7М аналогичен по конструкции насосу У8-6М, но за счет большей мощности он способен развивать давление до 32 МПа при подаче 20 л/с. Вследствие этого в нем применено зубчатое зацепление увеличенного размера при неизменном модуле. Отличие этого насоса заключается в замене бронзовой втулки в месте соединения шатуна с крейцкопфом роликовым подшипником, в использовании вместо трехбаллонного компенсатора четырехбаллонного. Насос У8-7М имеет свою номенклатуру цилиндрических втулок.

Кроме того, при бурении скважин применяют насосы БрН-1 и 12Гр.

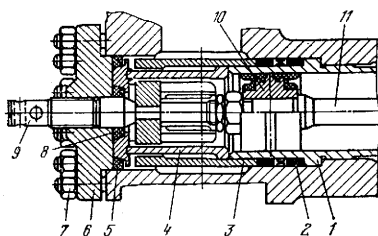


Рис. 58. Цилиндрическая втулка насоса У8-6М

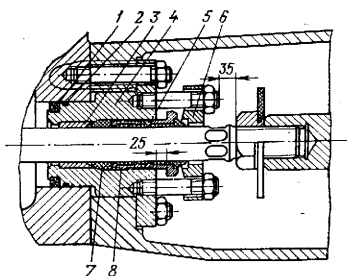


Рис. 59. Уплотнение штока насоса У8-6М

Насос БрН-1 — горизонтальный, поршневой, двойного действия. Его гидравлическая мощность 294 кВт. При подаче 31 л/с он развивает давление 9,8 МПа, а при подаче 15 л/с — предельное давление 20 МПа. В насосе используются цилиндрические втулки внутренним диаметром от 130 до 180 мм. Удельная масса насоса на единицу мощности несколько ниже, чем у насосов Уралмашзавода, и составляет 35 кг/кВт.

Буровой насос 12Гр — двухцилиндровый, горизонтальный, поршневой, двойного действия. Он развивает максимальное давление 20 МПа при подаче 13 л/с, а при максимальной подаче 22 л/с до 12,5 МПа. Насос 12Гр не отличается высокой надежностью, однако он имеет наименьшую удельную массу на единицу мощности (30 кг/кВт).

ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ ПРОГРАММА ПРОМЫВКИ СКВАЖИН¹

Повышение эффективности процесса бурения глубоких и сверхглубоких скважин в значительной степени зависит от обоснованного проектирования гидравлической программы их промывки. Под проектированием гидравлической программы промывки скважины понимается совокупность и последовательность гидравлических расчетов циркуляционной системы, направленных на повышение эффективности бурового процесса.

Приводимая методика предназначена для выбора рациональных режимов промывки ствола скважины при бурении, обеспечивающих: устойчивость стенок скважины, совершенную очистку забоя и транспортировку выбуренной породы, реализацию гидромониторного эффекта, повышение механической скорости бурения за счет снижения забойного гидродинами-

¹ Раздел написан совместно с Г. Г. Габузовым.

ческого давления, рациональное использование гидравлической мощности насосной установки.

Методика позволяет определить подачу буровых насосов, диаметр втулок насосов, диаметр и число насадок гидромониторных долот. Зависимости просты и доступны для расчета с помощью малой вычислительной техники.

Методической основой алгоритма гидравлической программы является постулат об определяющем влиянии подачи буровых насосов на эффективность гидротранспорта шлама в кольцевом пространстве скважины и связанное с этим процессом приращение эквивалентной плотности промывочной жидкости. Выбор уравнения для расчета эквивалентной плотности связан с предварительным определением режима течения промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины и вычислением скорости осаждения шламовых частиц при различных режимах осаждения.

Подачу буровых насосов определяют из условия минимума допустимых значений эквивалентной плотности с учетом номенклатуры втулок буровых насосов, коэффициента наполнения и традиционных рекомендаций выбора расхода бурового раствора на основе промышленного опыта. Затем рассчитывают гидравлические сопротивления в трубах, замковых соединениях, кольцевом пространстве и вычисляют необходимые перепады давления в насадках долота с учетом твердости и категории по буримости горных пород. Суммарное сечение насадок гидромониторных долот подбирается в зависимости от глубины, исходя из условия полного использования максимального паспортного давления для выбранных втулок. Если вычисленное давление в нагнетательной линии буровых насосов при бурении в конце интервала оказывается выше допустимого ($0,775 p_{н. \max i}$), следует выбрать меньшую подачу буровых насосов и повторить расчет. Примеры подобных действий приведены ниже.

При изложении материала использован принцип алгоритмического построения — вначале вычисляются все необходимые параметры, а затем используется соответствующая зависимость для определения искомых величин.

Справочный материал, необходимый для расчетов, помещен в приложениях.

Условные обозначения:

j — индекс наименования;

i — индекс интервала;

D_i — диаметр долота, внутренний эквивалентный диаметр ствола скважины;

D_{1i} и D_{2i} — внутренний и наружный диаметры УБТ;

D_{3i} — диаметр втулок насоса;

$d_{дв}$ — внешний диаметр забойного двигателя;

d_{1i} и d_{2i} — внутренний и наружный диаметры бурильных труб;

d_{3i} — диаметр наименьшего проходного сечения в ниппеле замка или в высаженной части трубы;

d_{4i} — эквивалентный диаметр шламовых частиц;

d_{5i} — внутренний диаметр насадки долота;

d_{6i} — внешний диаметр насадки;

d_{7i} — диаметр штока насоса;

δ_i — высота насадки долота;

S_i — длина хода штока насоса;

K_i — число насосов;

n_i — число ходов штока насоса;

m_i — число насадок долота;

l_i — длина УБТ;

$l_{\pi i}$ — длина бурильной трубы;

$l_{дв}$ — длина забойного двигателя;

H_i — текущая глубина бурения;

H_{1i} и H_{2i} — глубины начального и конечного интервалов бурения;

$H_{\max i}$, $\bar{H}_{\max i}$, $\tilde{H}_{\max i}$ — предельные глубины бурения серийными долотами и гидромониторными долотами с цилиндрическими и коноидальными насадками соответственно;

$\bar{f}_{0i}$, $\tilde{f}_{0i}$, $\tilde{f}_{0i}$ — суммарные сечения промывочных каналов серийных долот и гидромониторных долот с цилиндрическими и коноидальными насадками соответственно;

F_i — площадь забоя;

F_{1i} — площадь кольцевого сечения за бурильными трубами;

F_{2i} — площадь кольцевого сечения за УБТ;

v_i — средняя скорость истечения промывочной жидкости из насадки долота;

v_{mi} — средняя механическая скорость бурения;

Q_i — фактическая подача буровых насосов;

Q_{1i} — фактическая подача одного насоса;

$Q_{\pi i}$ — теоретическая подача буровых насосов;

$Q_{\pi 1i}$ — теоретическая подача одного насоса;

Q_{ai} — экстремальный расход промывочной жидкости;

Q_{0i} — оптимальный расход;

$Q'_{ам i}$, $Q''_{ам i}$ — нижняя и верхняя границы расхода на основе промыслового опыта;

$Q_{кр i}$ — критический расход;

$Q_{1кр i}$, $Q_{2кр i}$ и $Q_{3кр i}$, $Q_{4кр i}$ — критические расходы промывочной жидкости в бурильных трубах, УБТ и кольцевом пространстве за бурильными трубами и УБТ соответственно;

$\bar{Q}_{ji}$, $\tilde{Q}_{ji}$, $\bar{Q}_{jкр i}$ — седиментационные расходы шлама (наименование условно), численно равные произведению площади кольцевого сечения на соответствующую скорость осаждения;

$\bar{Q}_{1i}$, $\bar{Q}_{2i}$ — седиментационные расходы шлама в кольцевом пространстве за бурильными трубами и УБТ при квазиламинарном режиме осаждения;

$\bar{R}_{1i}$, $\bar{Q}_{2i}$ — седиментационные расходы шлама в кольцевом пространстве за бурильными трубами и УБТ при турбулентном режиме осаждения;

$\bar{Q}_{1кр i}$, $\bar{Q}_{2кр i}$ — критические седиментационные расходы шлама в кольцевом пространстве за бурильными трубами и УБТ;

ρ_{1i} — плотность промывочной жидкости, закачиваемой в скважину;

ρ_{2i} — плотность шламовых частиц;

$\rho_{\text{эк } i}$ — эквивалентная плотность промывочной жидкости;
 τ_{0i} — динамическое напряжение сдвига;
 ν_{1i} и ν_{10i} — статическое напряжение сдвига за 1 и 10 мин покоя промывочной жидкости;
 η_i — пластическая вязкость;
 T_i — условная вязкость;
 M_i — минерализация водной фазы бурового раствора;
 Φ_i — показатель фильтрации по ВМ-6 за 30 мин;
 P_{1i} — максимальный градиент порового давления;
 P_{2i} — максимальный градиент пластового давления;
 G_i — минимальный градиент давления гидроразрыва (поглощения);
 $p_{\text{п } i}$ — поровое (пластовое) давление;
 $p_{\text{з } i}$ — забойное давление промывочной жидкости при циркуляции;
 $p_{\text{г } i}$ — гидростатическое давление;
 Δp_i — дифференциальное давление;
 p_{0i} — потери давления в обвязке насоса;
 p_{1i}, p_{2i} — потери давления в бурильных трубах и УБТ соответственно;
 p_{3i}, p_{4i} — потери давления в кольцевом пространстве за бурильными трубами и УБТ соответственно;
 p_{5i} — потери давления в замковых соединениях бурильных труб;
 p_{6i} — потери давления в промывочных отверстиях серийных долот;
 p_{7i}, p_{8i} — потери давления в цилиндрических и коноидальных насадках гидромониторных долот соответственно;
 $\bar{p}_{7i}, \bar{p}_{8i}$ — средние перепады давления в цилиндрических и коноидальных насадках, требуемые для реализации гидромониторного эффекта;
 $p_{\text{д } i}$ — потери давления в забойном двигателе;
 $\Delta p_{7i}, \Delta p_{8i}$ — области изменения требуемого перепада давления в цилиндрических и коноидальных каскадах;
 $\Sigma p_{\text{г } i}$ — сумма потерь давления в обвязке насосов, бурильных трубах, УБТ, кольцевом пространстве и в замковых соединениях;
 $p_{\text{т } i}$ — твердость горных пород по штампу;
 C_i — категория сплошности породы;
 C_{1i}, C_{2i} — категории сплошности породы при промывке забоя технической водой и буровым раствором соответственно;
 $\bar{p}_{\text{м } i}$ — контактное давление струн на забой;
 $\bar{p}_{\text{м } i}$ — среднее контактное давление струн на забой, требуемое для реализации гидромониторного эффекта;
 $\Delta p_{\text{м } i}$ — область изменения среднего контактного давления струн на забой;
 $p'_{\text{м } i-1}, p''_{\text{м } i-1}$ и $p'_{\text{м } i+1}, p''_{\text{м } i+1}$ — соответственно границы начала и конца проявления гидромониторного эффекта для горных пород с табличными значениями сплошности C_{1i} и C_{2i} ;
 $p_{\text{н max } i}$ — максимальное паспортное давление нагнетания насосов;
 $\bar{p}_{\text{нр } i}$ — максимальное рабочее давление нагнетания насосов;
 $\bar{p}_{\text{н } i}, \tilde{p}_{\text{н } i}$ — рабочие давления на выкиде насосов при использовании цилиндрических и коноидальных насадок соответственно;
 $p_{\text{н } i}$ — рабочее давление на выкиде насосов при использовании серийных долот;

C_{f1i} , C_{f2i} — коэффициенты сопротивления при турбулентном режиме обтекания шламовых частиц в кольцевом пространстве за бурильными трубами и УБТ соответственно;

λ_{ti} — коэффициент гидравлических сопротивлений при течении промысловых жидкостей в трубах круглого сечения;

λ_{ki} — коэффициент гидравлических сопротивлений при течении промысловых жидкостей в кольцевом пространстве скважины;

ξ_i — коэффициент гидравлических сопротивлений замковых соединений;

ψ_i — коэффициент, учитывающий ослабление контактного давления струи при удалении насадки от забоя;

α_i — коэффициент наполнения;

$\alpha_{kt i}$, $\alpha_{ku i}$, $\beta_{kt i}$, $\beta_{ku i}$ — коэффициенты;

μ_{0i} , $\bar{\mu}_{0i}$, $\tilde{\mu}_{0i}$ — коэффициенты расхода в промысловых каналах серийных долот, цилиндрических и коноидальных насадках гидромониторных долот соответственно;

β_i — коэффициент ограничения давления нагнетания насосов;

ε_i — объемная концентрация шлама в кольцевом пространстве;

Re_i — критерий Рейнольдса;

$Re_{1kr i}$, $Re_{2kr i}$, $Re_{3kr i}$, $Re_{4kr i}$ — критические значения критерия Рейнольдса в бурильных трубах, УБТ, в кольцевом пространстве за бурильными трубами и УБТ;

$\overline{Re}_i$ — критерий Рейнольдса по скорости осаждения шламовых частиц диаметром d_{4i} ;

$\overline{Re}_{1kr i}$, $\overline{Re}_{2kr i}$ — критические значения критерия Рейнольдса по скорости осаждения шлама в кольцевом пространстве за бурильными трубами и УБТ;

He_i — критерий Хедстрема;

He_{1i} , He_{2i} , He_{3i} , He_{4i} — критерии Хедстрема при течении промысловой жидкости в бурильных трубах, УБТ, кольцевом пространстве за бурильными трубами и УБТ;

$\overline{He}_i$ — критерий Хедстрема по скорости осаждения шламовых частиц диаметром d_{4i} ;

At_i — критерий Архимеда по эквивалентному диаметру частиц шлама d_{4i} ;

η_i — коэффициент полезного действия (загрузки) буровых насосов (переменный перепад давления в насадках долота);

η_{0i} , $\bar{\eta}_{0i}$, $\tilde{\eta}_{0i}$ — коэффициенты загрузки буровых насосов при использовании серийных и гидромониторных долот с цилиндрическими и коноидальными насадками соответственно (постоянный перепад давления в насадках долота).

ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИН. ОПИСАНИЕ АЛГОРИТМА

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИЗИСА КВАЗИЛАМИНАРНОГО РЕЖИМА ТЕЧЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ В ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЕ БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИН

Выбор режима течения раствора в кольцевом пространстве бурящейся скважины зависит от конкретных геолого-технических и технико-экономических условий бурения. При отсутствии конкретных рекомендаций, основанных на производственном опыте бурения, принимают квазиламинарный режим течения бурового раствора в кольцевом пространстве скважины. При этом уменьшаются размыв стенок скважины и фильтрация дисперсионной среды, улучшается вынос бурового шлама, создаются благоприятные условия для реализации гидромониторного эффекта.

Критический расход бурового раствора в бурильных трубах и УБТ:

$$He_{1i} = (\tau_{0i} d_{1i}^2 \rho_{1i}) / \eta_i^2, \quad (25)$$

$$He_{2i} = (\tau_{0i} D_{1i}^2 \rho_{1i}) / \eta_i^2, \quad (26)$$

$$Re_{1kpi} = 2100 + 7,3 (He_{1i})^{0,58}, \quad (27)$$

$$Re_{2kpi} = 2100 + 7,3 (He_{2i})^{0,58}, \quad (28)$$

$$Q_{1kpi} = \frac{\pi d_{1i}^2}{4} \frac{\eta_i}{\rho_{1i}} Re_{1kpi}, \quad (29)$$

$$Q_{2kpi} = \frac{\pi D_{1i}^2}{4} \frac{\eta_i}{\rho_{1i}} Re_{2kpi}. \quad (30)$$

Критический расход бурового раствора в кольцевом пространстве за бурильными трубами и УБТ:

$$He_{3i} = [\tau_{0i} (D_i - d_{2i})^2 \rho_{1i}] / \eta_i^2, \quad (31)$$

$$He_{4i} = [\tau_{0i} (D_i - D_{2i})^2 \rho_{1i}] / \eta_i^2, \quad (32)$$

$$Re_{3kpi} = 2100 + 7,3 (He_{3i})^{0,58}, \quad (33)$$

$$Re_{4kpi} = 2100 + 7,3 (He_{4i})^{0,58}, \quad (34)$$

$$F_{1i} = [\pi (D_i^2 - d_{2i}^2)] / 4,$$

$$F_{2i} = [\pi (D_i^2 - D_{2i}^2)] / 4,$$

$$Q_{зкpi} = F_{1i} (\eta_i Re_{зкpi}) / \rho_{1i} (D_i - d_{2i}), \quad (35)$$

$$Q_{4кpi} = F_{2i} (\eta_i Re_{4кpi}) / \rho_{1i} (D_i - D_{2i}). \quad (36)$$

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКВИВАЛЕНТНОГО ДИАМЕТРА ЧАСТИЦ ШЛАМА

Эквивалентный диаметр частиц шлама при бурении шарошечными долотами с фрезерованными зубьями можно вычислить по формулам:

для долот типов С

$$d_{4i} = 0,0035 + 0,037 D_i; \quad (37)$$

для долот типов СТ и Т

$$d_{4i} = 0,002 + 0,035D_i. \quad (38)$$

Вплоть до постановки специальных исследований величина d_{4i} для долот остальных типов определяется по формуле (37).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА СЕДИМЕНТАЦИОННЫХ ЧАСТИЦ ШЛАМА В КОЛЬЦЕВОМ ПРОСТРАНСТВЕ

Критический расход седиментационных частиц шлама в кольцевом пространстве за бурильными трубами и УБТ:

$$\overline{He}_i = (\tau_{0i} d_{4i}^2 \rho_{1i}) / \eta_i^2, \quad (39)$$

$$\overline{Re}_{1kpi} = \overline{Re}_{2kpi} = 85 + (85^2 + 57\overline{He}_i)^{1/2}, \quad (40)$$

$$\overline{Q}_{1kpi} = F_{1i} (\eta_i \overline{Re}_{1kpi}) / (\rho_{1i} d_{4i}), \quad (41)$$

$$\overline{Q}_{2kpi} = (F_{2i} \eta_i \overline{Re}_{2kpi}) / (\rho_{1i} d_{4i}). \quad (42)$$

Расход седиментационных частиц шлама при квазиламинарном режиме осаждения в кольцевом пространстве за бурильными трубами и УБТ с учетом стесненного движения:

$$\varepsilon_i = 1 - \frac{\pi D_i^2}{4} \frac{v_{mi}}{Q_i}, \quad (43)$$

где Q_i — определяется приближенно по графику (рис. 60) как наименьшее значение.

$$A_{gi} = [d_{4i}^3 (\rho_{2i} - \rho_{1i}) \rho_{1i} g] / \eta_i^2, \quad (44)$$

$$\overline{Re}_{1i} = \overline{Re}_{2i} = \frac{A_{gi} \varepsilon_i^{4,75} - 6\overline{He}_i}{18 + 0,61 \sqrt{A_{gi} \varepsilon_i^{4,75}}}, \quad (45)$$

$$\overline{Q}_{1i} = F_{1i} \eta_i \overline{Re}_{1i} / \rho_{1i} d_{4i}, \quad (46)$$

$$\overline{Q}_{2i} = F_{2i} \eta_i \overline{Re}_{2i} / \rho_{1i} d_{4i}. \quad (47)$$

Расход седиментационных частиц шлама при турбулентном режиме осаждения в кольцевом пространстве за бурильными трубами и УБТ с учетом стесненного движения:

$$C_{f1i} = \left(1,1 - 0,963 \frac{d_{4i}}{D_i - d_{2i}} \right)^{-2}, \quad (48)$$

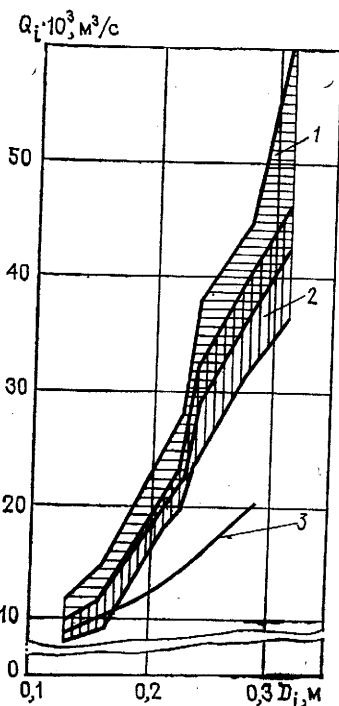
$$C_{f2i} = \left(1,1 - 0,963 \frac{d_{4i}}{D_i - D_{2i}} \right)^{-2}, \quad (49)$$

$$\tilde{Q}_{1i} = F_{1i} \left(\frac{4}{3} \cdot \frac{d_{4i}}{C_{f1i}} \cdot \frac{\rho_{2i} - \rho_{1i}}{\rho_{1i}} g \right)^{1,2}, \quad (50)$$

$$\tilde{Q}_{2i} = F_{2i} \left(\frac{4}{3} \cdot \frac{d_{4i}}{C_{f2i}} \cdot \frac{\rho_{2i} - \rho_{1i}}{\rho_{1i}} g \right)^{1,2}. \quad (51)$$

Рис. 60. Зависимость технологических границ расхода бурового раствора от размеров и типа долот:

1 — тип М, С, лопастные; 2 — типа Т, К, фрезерные; 3 — зарубежного производства



Порядок определения расхода седиментационных частиц шлама в кольцевом пространстве скважины следующий. При квазиламинарном режиме течения раствора вначале проводят вычисления по формулам (43) — (47). Расчет заканчивают, если выполняются условия $\bar{Q}_{ji} \leq Q_{j \text{ кр } i}$. В случае нарушения указанного условия, а также при турбулентном режиме течения раствора расход определяют по формулам (48) — (51). Нижнюю и верхнюю границы расхода ($Q'_{\text{вм } i}$, $Q''_{\text{вм } i}$) находят по графику (рис. 60), составленному с учетом практических соотношений между диаметрами долот, буровых труб и скоростями восходящего потока раствора.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКВИВАЛЕНТНОЙ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ПОДАЧИ НАСОСОВ

Квазиламинарный режим течения раствора в кольцевом пространстве характеризуется:

$$\alpha_{\text{кт } i} = 192 / [\pi (D_i - d_{2i})^2 (D_i^2 - d_{2i}^2)], \quad (52)$$

$$\alpha_{\text{ку } i} = 192 / [\pi (D_i - D_{2i})^2 (D_i^2 - D_{2i}^2)], \quad (53)$$

$$\begin{aligned} \rho_{\text{эки}} = \rho_{1i} + \frac{6\tau_{0i}}{g} \left[\frac{l_i}{H_i} \cdot \frac{1}{(D_i - D_{2i})} + \left(1 - \frac{l_i}{H_i} \right) \frac{1}{(D_i - d_{2i})} \right] + \\ + \frac{\eta_i Q_i}{g} \left[\frac{l_i}{H_i} (\alpha_{\text{ку } i} - \alpha_{\text{кт } i}) + \alpha_{\text{кт } i} \right] + 1,26 v_{\text{м } i} F_i (\rho_{2i} - \rho_{1i}) \times \\ \times \left[\frac{l_i}{H_i} \cdot \frac{1}{(Q_i - 1,14 \bar{Q}_{2i} + v_{\text{м } i} F_i)} + \left(1 - \frac{l_i}{H_i} \right) \times \right. \\ \left. \times \frac{1}{(Q_i - 1,14 \bar{Q}_{1i} + v_{\text{м } i} F_i)} \right], \quad (54) \end{aligned}$$

$$Q_i \leq Q_{j \text{ кр } i}, \quad Q_i \geq 1,14 \bar{Q}_{1i}.$$

При турбулентном режиме течения раствора в кольцевом пространстве:

$$\beta_{\text{кт}i} = 0,432 / [\pi^2 (D_i - d_{2i}) (D_i^2 - d_{2i}^2)^2], \quad (55)$$

$$\beta_{\text{ку}i} = 0,432 / [\pi^2 (D_i - D_{2i}) (D_i^2 - D_{2i}^2)^2], \quad (56)$$

$$\begin{aligned} \rho_{\text{эк}i} = \rho_{1i} + \left[(\beta_{\text{ку}i} - \beta_{\text{кт}i}) \frac{l_i}{H_i} + \beta_{\text{кт}i} \right] \frac{\rho_{1i} Q_i^2}{g} + \\ + 1,26 v_{\text{м}i} F_i (\rho_{2i} - \rho_{1i}) \left\{ \frac{l_i}{H_i} \cdot \frac{\left(1 + \frac{\beta_{\text{ку}i} Q_i^2}{g} \right)}{(Q_i - 1,14 \tilde{Q}_{2i} + v_{\text{м}i} F_i)} + \right. \\ \left. + \left(1 - \frac{l_i}{H_i} \right) \frac{\left(1 + \frac{\beta_{\text{кт}i} Q_i^2}{g} \right)}{(Q_i - 1,14 \tilde{Q}_{1i} + v_{\text{м}i} F_i)} \right\}, \quad (57) \\ Q_i \geq Q_{j \text{ кр} i}, \quad Q_i \geq 1,14 \tilde{Q}_{1i}. \end{aligned}$$

Теоретический интервал действительной подачи буровых насосов определяется из уравнений (54) и (57) при условии $\rho_{\text{эк}i} = G_i/g$. Определенные таким образом нижняя и верхняя границы допустимого интервала действительной подачи насосов соответствуют расходам, приводящим к гидроразрыву (поглощению) вследствие повышенных концентраций бурового шлама в растворе и избыточных гидравлических сопротивлений.

Независимо от режима течения раствора эквивалентная плотность принимает минимальное значение при вполне определенном расходе, называемом экстремальным $Q_{\text{э}i}$, который определяется из уравнений (54) или (57) при условии $d\rho_{\text{эк}i}/dQ_i = 0$. Вследствие трудностей, связанных с аналитическим решением уравнений (54) и (57), возможный допустимый интервал действительной подачи буровых насосов и экстремальный расход определяются графическим способом.

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА БУРОВЫХ НАСОСОВ

Техническая характеристика насосов отечественного производства приведена в приложении 1. Насосы этой группы названы насосами с регулируемой подачей. Подача насосов регулируется изменением числа двойных ходов штока в единицу времени n_i . Дизельные приводы допускают лишь кратковременную регулировку n_i путем изменения частоты вращения вала двигателя. В случае применения электропривода величина n_i изменяется дискретно — заменой приводных шкивов. С учетом трудоемкости указанной операции в приложении 2 приведена техническая характеристика насосов с электроприводом. Насосы этой группы условно относятся к группе насосов с закрепленной подачей.

Теоретическая подача насосов связана с действительной подачей Q_i соотношением:

$$Q_i = \alpha_i Q_{\text{т}i}, \quad (58)$$

где

$$\alpha_i = 1,33 - 0,00035 \rho_{1i}.$$

Максимальное паспортное давление связано с максимальным рабочим давлением нагнетания $p_{н\max i}$ соотношением:

$$p_{нr i} = 0,775 p_{н\max i}.$$

(59)

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО РАСХОДА БУРОВОГО РАСТВОРА

Оптимальный расход бурового раствора выбирают в зависимости от режима течения с учетом расходов, установленных на основе промышленного опыта, а также взаимного расположения границ критического и экстремального расходов. Кроме того, выбор оптимального расхода зависит от технической возможности регулирования действительной подачи буровых насосов и условий реализации гидромониторного эффекта.

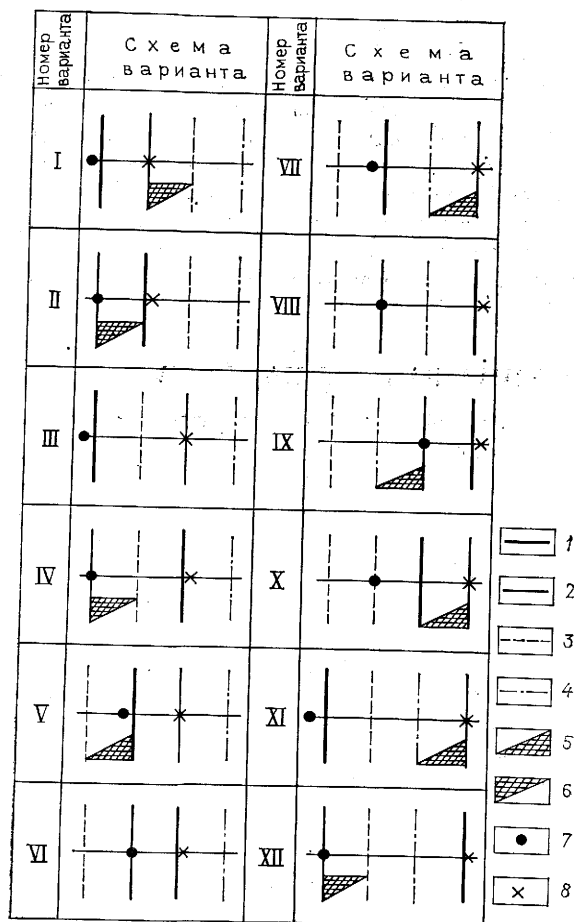


Рис. 61. Схема для определения оптимального расхода бурового раствора: 1 — $Q_{кр i}$; 2 — $Q_{эм i}$; 3 — $Q'_{эм i}$; 4 — $Q''_{эм i}$; 5 — направление снижения расхода; 6 — повышение расхода; 7, 8 — оптимальный расход соответственно для квазиламинарного и турбулентного режима

Оптимальный расход можно определить по схеме, приведенной на рис. 61. На схеме условно показаны величины оптимальных расходов: при квазиламинарном режиме течения жидкости — точками, при турбулентном — крестиками.

Для насосов с регулируемой подачей расположение точки слева от условной границы критического расхода означает, что $Q_{0i} = (0,9 \div 0,95) Q_{\text{кр } i}$. Расположение крестика справа от условной границы критического расхода означает, что $Q_{0i} = (1,05 \div 1,10) Q_{\text{кр } i}$. Расположение точки (крестика) на условных границах указывает на равенство оптимального расхода экстремальному или одному из расходов, установленных по промышленному опыту.

Для насосов с закрепленной подачей расположение точки (крестика) слева (справа) от условной границы критического расхода означает, что оптимальный расход должен быть меньше (больше) критического расхода и соответствовать наиболее близкому значению действительной подачи буровых насосов (определяется по приложению 2 с учетом коэффициента наполнения). При расположении точки (крестика) на условных границах за оптимальный расход принимается значение действительной подачи буровых насосов (см. приложение 2), наиболее близкое экстремальному или одному из расходов, установленному по промышленному опыту.

На рис. 61 указаны диапазоны и направления корректировки величины расхода при невозможности реализации гидромониторного эффекта. В этом случае выбирается новая величина расхода и производится пересчет.

ВЫБОР РЕЖИМА РАБОТЫ НАСОСОВ

Насос с регулируемой подачей устанавливают по номенклатуре буровой установки. При этом

$$Q_i = Q_{0i}, \quad (60)$$

$$Q_{Ti} = Q_i / \alpha_i, \quad (61)$$

$$\alpha_i = 1,33 - 0,00035 p_{1i};$$

$$Q_{Ti} = Q_{Ti} / 2. \quad (62)$$

Величины Q_{Ti} и Q_{Ti} сопоставляют с табличными значениями (см. приложение 1). Выбирают D_{3i} , если величина Q_{Ti} или Q_{Ti} находится в середине табличного интервала теоретической подачи насосов.

Из приложения 1 по выбранному D_{3i} находят $p_{\text{нmax } i}$, а также d_{Ti} и S_i . Максимальное паспортное давление вычисляют по формуле (59). Число двойных ходов штока

$$n_i = 2Q_{Ti} / [\pi (2D_{3i} - d_{Ti}) S_i], \quad (63)$$

или

$$n_i = 2Q_{Ti} / [\pi (2D_{3i} - d_{Ti}) S_i].$$

Если выбор D_{3i} произведен по Q_{Ti} — эксплуатируется один насос, если по Q_{Ti} — два насоса.

Марка насоса с закрепленной подачей устанавливается по номенклатуре буровой установки. Теоретическая подача насосов (см. приложение 2) пересчитывается в действительную:

$$Q_{1i} = \alpha_i Q_{т1i}, \quad (64)$$

$$Q_i = 2Q_{1i}. \quad (65)$$

Величины Q_{1i} и Q_i сопоставляют с Q_{0i} и выбирают наиболее близкое значение. Величины D_{3i} , $p_{и1i}$, d_{1i} , S_i , n_i находят по приложению 2.

Если выбор D_{3i} произведен по Q_{1i} — эксплуатируется один насос, если по Q_i — два насоса. Максимальное паспортное давление определяют по формуле (59).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ СОПРОТИВЛЕНИЙ В ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЕ

Потери давления в обвязке насосов

$$p_{0i} = 3 \cdot 10^5 \rho_{1i} Q_i^2. \quad (66)$$

Потери давления в бурильных трубах и УБТ:
при квазиламинарном режиме

$$p_{1i} = \frac{16}{3} \cdot \frac{\tau_{0i} (H_i - l_i)}{d_{1i}} + \frac{128}{\pi d_{1i}^4} \eta_i (H_i - l_i) Q_i, \quad (67)$$

$$p_{2i} = \frac{16}{3} \cdot \frac{\tau_{0i} l_i}{D_{1i}} + \frac{128}{\pi D_{1i}^4} \eta_i l_i Q_i; \quad (68)$$

при турбулентном режиме

$$p_{1i} = \frac{8\lambda_{\tau i}}{\pi^2 d_{1i}^5} (H_i - l_i) \rho_{1i} Q_i^2, \quad (69)$$

$$p_{2i} = \frac{8\lambda_{\tau i}}{\pi^2 D_{1i}^5} l_i \rho_{1i} Q_i^2, \quad (70)$$

где $\lambda_{\tau i} \approx 0,028$.

Потери давления в кольцевом пространстве за бурильными трубами и УБТ:

при квазиламинарном режиме

$$p_{3i} = \frac{6\tau_{0i} (H_i - l_i)}{D_i - d_{2i}} + \alpha_{кт i} \eta_i (H_i - l_i) Q_i, \quad (71)$$

$$p_{4i} = \frac{6\tau_{0i} l_i}{D_i - D_{2i}} + \alpha_{ку i} \eta_i l_i Q_i; \quad (72)$$

при турбулентном режиме

$$p_{3i} = \frac{\lambda_{ки} \beta_{кт i}}{0,054} \left[\rho_{1i} + \frac{1,26 v_{mi} F_i (\rho_{2i} - \rho_{1i})}{Q_i - 1,14 \tilde{Q}_{1i} + v_{mi} F_i} \right] (H_i - l_i) Q_i^2, \quad (73)$$

$$p_{4i} = \frac{\lambda_{ки} \beta_{кт i}}{0,054} \left[\rho_{1i} + \frac{1,26 v_{mi} F_i (\rho_{2i} - \rho_{1i})}{Q_i - 1,14 \tilde{Q}_{2i} + v_{mi} F_i} \right] l_i Q_i^2, \quad (74)$$

где $\lambda_{ки} \approx 0,054$.

Потери давления в замковых соединениях бурильных труб

$$\xi_t = 2 \left[\left(\frac{d_{1t}}{d_{3t}} \right)^2 - 1 \right]^2, \quad (75)$$

$$p_{5t} = 0,833 \xi_t \rho_{1t} \frac{(H_t - l_t)}{l_{1t}} \cdot \frac{Q_t^2}{d_{1t}^4}. \quad (76)$$

Сумма гидравлических сопротивлений без учета потерь давления в до-
лите

$$a_t = p_{0t} + p_{2t} + p_{4t} + p_{5t} - \frac{p_{1t} + p_{3t}}{H_t - l_t} l_t, \quad (77)$$

$$b_t = (p_{1t} + p_{3t}) / (H_t - l_t), \quad (78)$$

$$\Sigma p_{1t} = a_t + b_t H_t. \quad (79)$$

Потери давления в промывочных отверстиях серийных долот

$$p_{6t} = (\rho_{1t} Q_t^2) / (2 \mu_{0t}^2), \quad (80)$$

где $\mu_{0t} = 0,67$.

Суммарное сечение промывочных каналов серийных долот приведено
в приложении 3.

Предельная глубина бурения серийными долотами:

$$H_{\max t} = \frac{0,775 p_{H \max t} - p_{6t} - a_t}{b_t} \geq H_{2t}. \quad (81)$$

Изменение рабочего давления в нагнетательной линии насоса с глуби-
ной при использовании серийных долот:

$$p_{Ht} = p_{6t} + a_t + b_t H_t, \quad (82)$$

$$H_t \leq H_{2t}.$$

РЕАЛИЗАЦИЯ ГИДРОМОНИТОРНОГО ЭФФЕКТА

Находят необходимое контактное давление струи на забой для реа-
лизации гидромониторного эффекта. По описанию геологического разреза
проектируемой скважины выделяют интервалы с одинаковой литолого-
петрографической характеристикой. Твердость пород по штампу устанав-
ливают по приложению 4. Категорию сплошности определяют также по
приложению 4 для двух случаев: промывка скважины технической водой;
промывка скважины буровым раствором ($\Delta p_i \approx 6 \div 7$ МПа, $\Phi_i \approx 4 \div 6$).

Для других случаев

$$C_i = C_{1i} - \frac{(P_{Ht}/g - \rho_{\text{эк } t}) g H_{2t}}{7 \cdot 10^6} (C_{2t} - C_{1t}). \quad (83)$$

Используя величины p_{mi} и C_i , по рис. 62 можно найти диапазоны
контактного давления струи на забой (p'_{mi} , p''_{mi}). Если C_i не совпадает
с величиной, указанной на графике (рис. 62), то используют формулы:

$$p'_{mi} = p'_{mi-1} + (p'_{mi+1} - p'_{mi-1}) \frac{C_i - C_{1t}}{C_{2t} - C_{1t}}, \quad (84)$$

$$p''_{mi} = p''_{mi-1} + (p''_{mi+1} - p''_{mi-1}) \frac{C_i - C_{1t}}{C_{2t} - C_{1t}}. \quad (85)$$

Рис. 62. Соотношение между параметрами циркуляции и свойствами горных пород при гидромониторном бурении:

1 — удаление отделившихся от забоя частиц; 2 — удаление неотделившихся от забоя частиц разрушенной породы; 3 — удаление предразрушенной породы; 4 — разрушение материнской породы

Определяют среднее контактное давление струи на забой и область изменения контактного давления, необходимого для реализации гидромониторного эффекта:

$$p_{mi} = \frac{p'_{mi} + p''_{mi}}{2} \pm \frac{p''_{mi} - p'_{mi}}{2}, \quad (86)$$

или

$$p_{mi} = \bar{p}_{mi} \pm \Delta p_{mi}.$$

Вычисляют необходимый перепад давления в насадках долота для реализации гидромониторного эффекта. Для этого в зависимости от диаметра долота находят величину ψ_i из следующего ряда:

Диаметр долота, м	0,161	0,190	0,214	0,243	0,269	0,295	0,320	0,395
ψ_i	0,300	0,272	0,248	0,262	0,234	0,203	0,190	0,181

Для цилиндрических насадок

$$\frac{0,65\psi_i \rho_{\text{эк}} g (H_{1i} + H_{2i})}{p_{mi}} = e_i < 0,75, \quad (87)$$

при этом $\bar{\mu}_{0i} = 0,67$, $e_i \geq 0,75$, $\bar{\mu}_{0i} = 0,83$.

$$p_{\tau i} = \frac{p_{mi}}{2,9\psi_i \bar{\mu}_{0i}^2} = \bar{p}_{\tau i} \pm \Delta p_{\tau i}. \quad (88)$$

Для коноидальных насадок

$$\frac{1,15\psi_i \rho_{\text{эк}} g (H_{1i} + H_{2i})}{\bar{p}_{mi}} = f_i < 0,35, \quad (89)$$

при этом $\tilde{\mu}_{0i} = 0,9$, $f_i \geq 0,35$, $\tilde{\mu}_{0i} = 1$.

$$p_{8i} = \frac{p_{mi}}{2,9\psi_i \tilde{\mu}_{0i}^2} = \bar{p}_{8i} \pm \Delta p_{8i}. \quad (90)$$

Для подбора насадок гидромониторных долот делают следующие вычисления. При переменном по глубине перепаде давления в насадках долота:

Категория твердости	Категория вязкости	Категория пластичности	Контактное давление струи на забой $p_m \cdot 10, \text{МПа}$									
			<5	5-10	10-15	15-25	25-40	40-60	60-100	100-150	150-200	>200
I	5-10	1,5										
		2,5										
		4										
II	10-25	1,5										
		2,5										
		4										
III	25-50	1,5										
		2,5										
		4										
IV	50-100	1,5										
		2,5										
		4										
V	100-200	1,5										
		2,5										
		4										
VI	200	1,5										
		2,5										
		4										
VII	200	1,5										
		2,5										
		4										

1 2 3 4

цилиндрических

$$\bar{H}_{\max i} = (p_{\text{нр } i} - \bar{p}_{7i} + \Delta p_{7i} - a_i)/b_i, \quad (91)$$

$$\bar{H}_{\max i} \geq H_{2i};$$

$$\begin{aligned} \bar{f}_{0i} &= \sqrt{\frac{\rho_{1i} Q_i^2}{2\bar{\mu}_{0i}^2 (p_{\text{нр } i} - \Sigma p_{7i})}} = \\ &= \sqrt{\frac{\rho_{1i} Q_i^2}{2\bar{\mu}_{0i}^2 (0,775 p_{\text{н макс } i} - a_i - b_i H_i)}}; \end{aligned} \quad (92)$$

коноидальных

$$\tilde{H}_{\max i} = (p_{\text{нр } i} - \bar{p}_{8i} + \Delta p_{8i} - a_i)/b_i, \quad (93)$$

$$\tilde{H}_{\max i} \geq H_{2i};$$

$$\begin{aligned} \tilde{f}_{0i} &= \sqrt{\frac{\rho_{1i} Q_i^2}{2\tilde{\mu}_{0i}^2 (p_{\text{нр } i} - \Sigma p_{7i})}} = \\ &= \sqrt{\frac{\rho_{1i} Q_i^2}{2\tilde{\mu}_{0i}^2 (0,775 p_{\text{н макс } i} - a_i - b_i H_i)}}. \end{aligned} \quad (94)$$

Вычерчивают графики зависимостей $\bar{f}_{0i}(H_i)$ и $\tilde{f}_{0i}(H_i)$. Определяют диаметры насадок d_{5i} и их число m_i . При выборе насадок долота по изложенной выше схеме давление в нагнетательной линии буровых насосов постоянно и не зависит от глубины бурения H_i .

При $\bar{H}_{\max i} \gg H_{2i}$ или $\tilde{H}_{\max i} \gg H_{2i}$, что наблюдается обычно при значительном запасе рабочего давления в насосе (малые Q_i), рационально бурить весь интервал при постоянном перепаде давления в насадках долота. Указанный режим используется также при бурении всего интервала без замены долота (например, кондуктора). В этом случае давление в нагнетательной линии буровых насосов переменное и зависит от глубины бурения:

$$A = \bar{p}_{7i} + a_i + b_i H_{2i}; \quad (95)$$

$$A \leq p_{\text{нр } i},$$

$$\bar{f}_{0i} = \sqrt{\frac{\rho_{1i} Q_i^2}{2\bar{\mu}_{0i}^2 \bar{p}_{7i}}}; \quad (96)$$

$$A > p_{\text{нр } i},$$

$$\bar{f}_{0i} = \sqrt{\frac{\rho_{1i} Q_i^2}{2\bar{\mu}_{0i}^2 (p_{\text{нр } i} - a_i - b_i H_{2i})}}; \quad (97)$$

$$B = \bar{p}_{8i} + a_i + b_i H_{2i}; \quad (98)$$

$$B \leq p_{\text{нр } i},$$

$$\tilde{f}_{0i} = \sqrt{\frac{\rho_{1i} Q_i^2}{2 \tilde{\mu}_{0i}^2 \bar{p}_{8i}}}; \quad (99)$$

$$B > p_{\text{нр } i},$$

$$\tilde{f}_{0i} = \sqrt{\frac{\rho_{1i} Q_i^2}{2 \tilde{\mu}_{0i}^2 (p_{\text{нр } i} - a_i - b_i H_{2i})}}. \quad (100)$$

Изменение рабочего давления в нагнетательной линии буровых насосов с глубиной при постоянном перепаде давления в насадках долота:

$$\bar{p}_{\text{н}i} = \frac{\rho_{1i} Q_i^2}{2 \tilde{\mu}_{0i}^2 \tilde{f}_{0i}^2} + a_i + b_i H_i, \quad (101)$$

$$H_i \leq H_{2i};$$

$$\tilde{p}_{\text{н}i} = \frac{\rho_{1i} Q_i^2}{2 \tilde{\mu}_{0i}^2 \tilde{f}_{0i}^2} + a_i + b_i H_i, \quad (102)$$

$$H_i \leq H_{2i}.$$

При $H_{2i} \leq \bar{H}_{\text{max } i}$, $H_{2i} < \tilde{H}_{\text{max } i}$ до глубины $\bar{H}_{\text{max } i}$ используют цилиндрические и коноидальные насадки; при $H_{2i} > \bar{H}_{\text{max } i}$, $H_{2i} \leq \tilde{H}_{\text{max } i}$ до глубины $\bar{H}_{\text{max } i}$ применяют цилиндрические насадки, с глубины $\bar{H}_{\text{max } i}$ до $\tilde{H}_{\text{max } i}$ — коноидальные.

При $H_{2i} > \bar{H}_{\text{max } i}$, $\bar{H}_{\text{max } i} < \tilde{H}_{\text{max } i}$ до глубины $\bar{H}_{\text{max } i}$ используют цилиндрические и коноидальные насадки, с глубины $\bar{H}_{\text{max } i}$ до $\tilde{H}_{\text{max } i}$ — коноидальные насадки, а с глубины $\tilde{H}_{\text{max } i}$ применяют серийное долото.

Режим загрузки насосов выбирают по наибольшему $\eta_{\text{н}i}$:

$$\eta_{\text{н}i} = (\rho_{\text{нр } i} Q_i) / \rho_{\text{н max } i} Q_{Ti}; \quad (103)$$

$$\eta_{\text{н}0i} = \frac{Q_i \int_{H_{1i}}^{H_{2i}} (\rho_{8i} + a_i + b_i H_i) dH_i}{\rho_{\text{н max } i} Q_{Ti} (H_{2i} - H_{1i})} = \frac{[2\rho_{8i} + 2a_i + b_i (H_{1i} + H_{2i})] Q_i}{2\rho_{\text{н max } i} Q_{Ti}}; \quad (104)$$

$$\bar{\eta}_{\text{н}i} = \frac{\left[\frac{\rho_{1i} Q_i^2}{\tilde{\mu}_{0i}^2 \tilde{f}_{0i}^2} + 2a_i + b_i (H_{1i} + H_{2i}) \right] Q_i}{2\rho_{\text{н max } i} Q_{Ti}}. \quad (105)$$

$$\tilde{\eta}_{\text{н}i} = \frac{\left[\frac{\rho_{1i} Q_i^2}{\tilde{\mu}_{0i}^2 \tilde{f}_{0i}^2} + 2a_i + b_i (H_{1i} + H_{2i}) \right] Q_i}{2\rho_{\text{н max } i} Q_{Ti}}. \quad (106)$$

Критерий Рейнольдса при истечении бурового раствора из насадок гидромониторных долот:

$$Re_{bi} = \frac{4Q_i \rho_{1i}}{\pi m_i d_{bi} \eta_i} = \frac{v_i \rho_{1i} d_{bi}}{\eta_i} \quad (107)$$

Вычисленное значение Re_{bi} используется в качестве накопленной информации.

ПРИМЕР ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ПРОГРАММЫ ПРОМЫВКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПРИ РОТОРНОМ БУРЕНИИ

Исходная информация. Проектная глубина скважины — 3500 м, способ бурения — роторный, с целью повышения технико-экономических показателей предполагается повсеместное применение гидромониторных долот. Цель бурения — разведка нефтегазоносности и литолого-петрографической характеристики меловых отложений, уточнение тектонического строения разведочной площади.

Интервал 1 (0—200 м) — глина песчанистая, пористая, $p_{ш} \cdot 10^{-1} = 10 \div 25$ МПа; $P_{11}/g = 1,18$ г/см³; $G_1/g = 1,400$ г/см³.

В связи со склонностью к сальникообразованию необходим турбулентный режим течения раствора в кольцевом пространстве.

Интервал 2 (200—2000 м) — алевролит с карбонатно-глинистым цементом и наличием кремниевых включений, кавернозный, пористый, слабой трещиноватости. $p_{ш2} \cdot 10^{-1} = 25 \div 50$ МПа; $P_{12}/g = 1,58$ г/см³, $G_2/g = 1,650$ г/см³. Для предотвращения затяжек бурильной колонны вследствие осыпей необходим турбулентный режим течения раствора в кольцевом пространстве.

Интервал 3 (2000—2500 м) — известняк доломитизированный, кавернозный, слабой трещиноватости с песчаными и кремниевыми включениями. $p_{ш3} \cdot 10^{-1} = 100 \div 150$ МПа, $P_{13}/g = 1,58$ г/см³; $G_3/g = 1,65$ г/см³. Режим течения раствора в кольцевом пространстве может быть любой.

Интервал 4 (2500—3500 м) — песчаник с карбонатно-глинистым цементом, плотный трещиноватый, нефтегазоносный. $p_{ш4} \cdot 10^{-1} = 50 \div 100$ МПа, $P_{24}/g = 1,64$ г/см³, $G_4/g = 1,87$ г/см³. С целью качественного вскрытия коллектора необходим квазиламинарный режим течения раствора.

Буровая установка укомплектована двумя насосами У8-4 с электроприводом.

Интервал 1 — бурение под кондуктор $F_1 = 0,094$, $F_{11} = 0,080$, $F_{21} = 0,043$.

Критический расход бурового раствора определяем по формулам (31), (33) и (35)

$$Ne_{31} = \frac{1 \cdot (0,346 - 0,140)^2 \cdot 1200}{0,008^2} = 79 \cdot 10^4,$$

$$Re_{зкр1} = 2100 + 7,3 (79 \cdot 10^4)^{0,58} = 21400,$$

$$Q_{зкр1} = 0,080 \frac{0,008 \cdot 21400}{1200 (0,346 - 0,140)} = 0,055.$$

Расход седиментационных частиц шлама вычисляем по формулам (48)–(50) и (51)

$$C_{f11} = \left(1,1 - 0,963 \frac{0,0163}{0,346 - 0,140} \right)^{-2} = 0,954$$

$$\tilde{Q}_{11} = 0,080 \left[\frac{4}{3} \cdot \frac{0,0163}{0,954} \cdot \frac{(2300 - 1200)}{1200} \cdot 9,81 \right]^{1/2} = 0,036,$$

$$C_{f21} = \left(1,1 - 0,963 \frac{0,0163}{0,346 - 0,254} \right)^{-2} = 1,150,$$

$$\tilde{Q}_{21} = 0,043 \left[\frac{4}{3} \cdot \frac{0,0163}{1,150} \cdot \frac{(2300 - 1200)}{1200} \cdot 9,81 \right]^{1/2} = 0,018.$$

Расход раствора с учетом промыслового опыта при использовании долот диаметром $D_1=0,346$ м типа М; по графику (см. рис. 60) находим $Q'_{зм1}=0,047$, $G'_{зм1}=0,065$.

Эквивалентную плотность бурового раствора вычисляем, используя зависимости (55)–(57)

$$\beta_{кт1} = \frac{0,432}{3,14^2 (0,346 - 0,140) (0,346^2 - 0,140^2)^2} = 21,2,$$

$$\beta_{кт2} = \frac{0,432}{3,14^2 (0,346 - 0,254) (0,346^2 - 0,254^2)^2} = 158,2;$$

$$\rho_{эк1} = 1200 + \left[(158,2 - 21,2) \frac{100}{200} + 21,2 \right] \frac{1200 Q_1^2}{9,81} +$$

$$+ 1,26 \frac{100}{3600} 0,094 (2300 - 1200) \times$$

$$\times \left\{ \frac{100}{200} \cdot \frac{\left(1 + \frac{158 \cdot 2 Q_1^2}{9,81} \right)}{\left(Q_1 - 1,14 \cdot 0,018 + \frac{100}{3600} \cdot 0,094 \right)} + \left(1 - \frac{100}{200} \right) \times \right.$$

$$\times \frac{\left(1 + \frac{21,2 Q_1^2}{9,81} \right)}{\left(Q_1 - 1,14 \cdot 0,036 + \frac{100}{3600} 0,094 \right)} \left. \right\} = 1200 + 10\,958 Q_1^2 +$$

$$+ 1,8000 \left[\frac{1 + 16 Q_1^2}{Q_1 - 0,018} + \frac{1 + 2 Q_1^2}{Q_1 - 0,038} \right],$$

$$Q_1 \geq 0,055 > 1,14 \tilde{Q}_{11} = 0,041.$$

Определяем теоретический допустимый интервал действительной подачи буровых насосов и экстремальный расход. Наименьшая теоретическая подача буровых насосов обусловлена требованием обеспечения турбулентного режима течения в кольцевом пространстве. Согласно условию $Q_1 \geq 0,055$, для оценки верхнего интервала теоретической подачи и экстремального расхода уравнение для $\rho_{экм}$ отобразим графически. Для этого задаемся значениями Q_1 в диапазоне $0,055 \leq Q_1 \leq 0,100$ с шагом 0,005, составляем табл. 29 и строим график (рис. 63).

Таблица 29

Зависимость эквивалентной плотности бурового раствора от действительной

$Q_{11}, \text{ м}^3/\text{с}$	$x_1 = Q_1 - 0,018$	$x_2 = Q_1 - 0,038$	Q_1^2	$x_3 = 10985 \times Q_1^2$	$x_4 = 1 + 16 Q_1^2$
0,055	0,037	0,017	0,0030	32,9	1,0480
0,060	0,042	0,022	0,0036	39,5	1,0576
0,065	0,047	0,027	0,0042	46,0	1,0672
0,070	0,052	0,032	0,0049	53,7	1,0784
0,075	0,057	0,037	0,0056	60,9	1,0896
0,080	0,062	0,042	0,0064	70,6	1,1024
0,085	0,067	0,047	0,0072	78,9	1,1152
0,090	0,072	0,052	0,0081	88,8	1,1296
0,095	0,077	0,057	0,0090	98,6	1,1440
0,100	0,082	0,062	0,0100	109,6	1,1600

Согласно графику кривая 6 пересекается с линией 5 при значениях действительной подачи 0,055 и 0,105. Очевидно, при указанных подачах произойдет поглощение бурового раствора вследствие гидроразрыва пласта. Таким образом $0,055 \leq Q_1 \leq 0,105$.

Экстремальный расход соответствует минимуму $p_{\text{экл}}$ (рис. 63 и табл. 29), т. е. $Q_{\text{э1}} = 0,075$ при $p_{\text{экл}} = 1,344 \text{ г/см}^3$.

Находим оптимальный расход. Распределение по величине экстремального, критических и расходов на основе промысловых данных (рис. 63) совпадает с VII вариантом схемы выбора расхода (см. рис. 61). Следовательно, за оптимальный расход Q_{01} следует принять значение действительной подачи буровых насосов Q_1 или Q_{11} , наиболее близкое к экстремальному расходу $Q_{\text{э1}}$.

Теоретическая подача насосов У8-4 (см. приложение 2) пересчитывается в действительную по формулам (58), (64) и (65).

$$\alpha_1 = 1,33 - 0,00035 \cdot 1200 = 0,91.$$

$Q_{\text{т1}}$	0,049	0,042	0,035	0,030	0,026	0,019	0,016
Q_{11}	0,045	0,038	0,032	0,027	0,024	0,017	0,014
Q_1	0,089	0,076	0,064	0,055	0,047	0,035	0,028

Из составленного ряда видно, что $Q_{01} = Q_1 = 0,076 \approx Q_{\text{э1}}$. Таким образом, действительную подачу $Q_1 = 0,076$ обеспечат два насоса У8-4 с теоретической подачей 0,042 каждый.

Из приложения 2 следует: $D_{31} = 0,185$, $P_{\text{нmax1}} = 8,2 \text{ МПа}$, $d_{71} = 0,065$, $S_1 = 0,45$, $n_1 = 55$; тогда по формуле (59) $p_{\text{нр1}} = 0,775 \cdot 8,2 = 6,3 \text{ МПа}$.

Гидравлические сопротивления находим по формулам (66)–(68), (73)–(79),

$$p_{01} = 3 \cdot 10^5 \cdot 1200 \cdot 0,076^2 = 2,06 \text{ МПа};$$

$$p_{11} = \frac{8 \cdot 0,028}{\pi^2 \cdot 0,12^5} (200 - 100) 1200 \cdot 0,076^2 = 0,64 \text{ МПа};$$

$$p_{21} = \frac{8 \cdot 0,028}{\pi^2 \cdot 0,10^5} 100 \cdot 1200 \cdot 0,076^2 = 1,57 \text{ МПа};$$

подачи буровых насосов при бурении интервала 1

$x_5 = 1 + 2 Q_1^2$	$x_6 = \frac{x_1}{x_2}$	$x_7 = \frac{x_3}{x_4}$	$x_8 = 1,8 \times$ $\times (x_6 + x_7)$	$\rho_{ЭК1} = 1200 +$ $+ x_3 + x_8$
1,0060	28,32	59,18	157,5	1390,4
1,0072	25,18	45,78	127,7	1367,2
1,0084	22,71	37,35	108,1	1354,1
1,0098	20,74	31,56	94,1	1347,8
1,0112	19,12	27,33	83,6	1344,5
1,0128	17,78	24,11	75,4	1346,1
1,0144	16,64	21,58	68,8	1347,7
1,0162	15,69	19,54	63,4	1352,3
1,0180	14,86	17,86	58,9	1357,5
1,0200	14,15	16,45	55,1	1364,8

$$\xi_1 = 2 \left[\left(\frac{0,12}{0,10} \right)^2 - 1 \right] = 0,39,$$

$$p_{51} = 0,833 \cdot 0,39 \cdot 1200 \cdot \frac{200 - 100}{12,5} \cdot \frac{0,076^2}{0,124} = 0,08 \text{ МПа};$$

$$p_{31} = 21,2 \left[1200 + \frac{1,26 \cdot \frac{100}{3600} \cdot 0,94 (2300 - 1200)}{0,064 - 0,0103} \right] \times$$

$$\times (200 - 100) \cdot 0,076^2 = 0,01 \text{ МПа};$$

$$p_{41} = 158,2 \left[1200 + \frac{1,26 \cdot \frac{100}{3600} \cdot 0,094 (2300 - 1200)}{0,064 - 0,0038} \right] \cdot 100 \cdot 0,076^2 =$$

$$= 0,11 \text{ МПа};$$

$$a_1 = 2,06 + 1,57 + 0,11 + 0,08 - \frac{0,64 + 0,010}{200 - 100} \cdot 100 = 3,17 \text{ МПа};$$

$$b_1 = \frac{0,64 + 0,010}{200 - 100} = 0,0065;$$

$$\Sigma p_{г1} = (3,17 + 0,0065 H_1) \text{ МПа}; \quad H_1 = H_{21} = 200; \quad \Sigma p_{г1} = 4,47 \text{ МПа}.$$

Реализацию гидромониторного эффекта определяем, используя зависимости (83)–(86)

$$p_{ш1} \cdot 10^{-1} = 10 \div 25 \text{ МПа}, \quad C_{11} = 3, \quad C_{21} = 4.$$

$$C_1 = 3 + \frac{1344 \cdot 9,81 \cdot 200}{7 \cdot 10^6} (4 - 3) = 3,38.$$

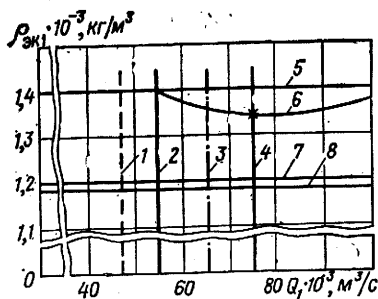


Рис. 63. График зависимости эквивалентной плотности от действительной подачи буровых насосов при бурении интервала 1:

1 — $Q'_{эм1}$; 2 — $Q_{кр1}$; 3 — $Q''_{эм1}$; 4 — $Q_{эл1}$; 5 — G_1/g ; 6 — $\rho_{эк1}(Q)$; 7 — ρ_{11} ; 8 — P_{11}/g

Согласно рис. 62, при $C_1 = 3,38$

$$p'_{m1-1} = 1,2; \quad p''_{m1-1} = 2,5; \quad p'_{m1+1} = 1,5; \quad p''_{m1+1} = 6 \text{ МПа};$$

$$p'_{m1} = 1,2 + (1,5 - 1,2) \frac{3,36 - 3}{4 - 3} = 1,3 \text{ МПа};$$

$$p''_{m1} = 2,5 + (6 - 2,5) \frac{3,36 - 3}{4 - 3} = 3,76 \text{ МПа};$$

$$p_{m1} = \frac{1,3 + 3,76}{2} \pm \frac{3,76 - 1,3}{2} = (2,53 \pm 1,23) \text{ МПа};$$

$$\bar{p}_{m1} = 2,53; \quad \Delta p_{m1} = 1,23.$$

Подбор цилиндрических насадок ведем с использованием формул (87), (88) и (91). $D_1 = 0,346$, $\psi_1 = 0,185$;

$$e_1 = \frac{0,65 \cdot 0,185 \cdot 1344 \cdot 9,81 \cdot 200}{2,53 \cdot 10^6} = 0,13 < 0,75.$$

$$\bar{\mu}_{01} = 0,67;$$

$$p_{71} = \frac{2,53 \pm 1,23}{2,9 \cdot 0,185 \cdot 0,67^2} = (10,5 \pm 5,1) \text{ МПа};$$

$$\bar{p}_{71} = 10,5; \quad \Delta p_{71} = 5,1 \text{ МПа};$$

$$\bar{H}_{\max 1} = \frac{6,3 - 10,5 + 5,1 - 3,17}{0,0065} = -349;$$

$$\bar{H}_{\max 1} < H_{21} = 200.$$

Откуда следует, что реализовать гидромониторный эффект с применением долота диаметром $D_1 = 0,346$ м с цилиндрическими насадками нельзя.

Коноидальные насадки выбираем, используя формулы (89), (90) и (93).

$$f_1 = \frac{1,15 \cdot 0,185 \cdot 1344 \cdot 9,81 \cdot 200}{2,53 \cdot 10^6} = 0,22 < 0,35;$$

$$\tilde{\mu}_{01} = 0,9;$$

$$p_{81} = \frac{2,53 \pm 1,23}{2,9 \cdot 0,185 \cdot 0,9^2} = (5,8 \pm 2,8) \text{ МПа};$$

$$\bar{p}_{81} = 5,8; \Delta p_{81} = 2,8;$$

$$\tilde{H}_{\max 1} = \frac{6,3 - 5,8 + 2,8 - 3,17}{0,0065} = 20;$$

$$\tilde{H}_{\max 1} < H_{21} = 200.$$

Поскольку реализовать гидромониторный эффект, используя долото диаметром $D_1 = 0,346$, также невозможно, бурить интервал 1 (0—200 м) следует серийными долотами. Потери давления находим по формулам (80), (81).

$$p_{61} = \frac{1200 \cdot 0,076^2}{2 \cdot 0,67^2 \cdot 0,0021^2} = 1,75 \text{ МПа.}$$

Здесь $\mu_{01} = 0,67$; $f_{01} = 0,0021$ (см. приложение 3).

$$H_{\max 1} = \frac{0,775 \cdot 8,2 - 1,75 - 3,17}{0,0065} = 221 > H_{21} = 200.$$

Давление в нагнетательной линии насосов при бурении серийным долотом в конце интервала 1 вычисляем по формуле (82)

$$p_{H1} = 1,75 + 3,17 + 0,0065 \cdot 200 = 6,22 \text{ МПа,}$$

$$H_1 = H_{21} = 200.$$

Загрузка насосов при использовании серийного долота:

$$\eta_{\text{но } 1} = \frac{[2 \cdot 1,75 \cdot 10^6 + 2 \cdot 3,17 \cdot 10^6 + 0,0065 \cdot 200 \cdot 10^6] \cdot 0,076}{2 \cdot 8,2 \cdot 10^6 \cdot 0,082} = 0,63 = 63 \text{ \%}.$$

Интервал 2 — бурение под промежуточную колонну. $F_2 = 0,0568$, $F_{12} = 0,0414$, $F_{22} = 0,0244$.

Определяем критический расход бурового раствора по формулам (31), (33) и (35).

$$H_{e32} = \frac{3(0,269 - 0,140)^2 \cdot 1600}{0,012^2} = 55,47 \cdot 10^4;$$

$$Re_{3 \text{ кр } 2} = 2100 + 7,3(55,47 \cdot 10^4)^{0,58} = 17763;$$

$$Q_{3 \text{ кр } 2} = 0,0414 \frac{0,012 \cdot 17763}{1600 \cdot (0,269 - 0,140)} = 0,042.$$

Расход седиментационных частиц шлама вычисляем по формулам (48)—(51)

$$C_{f12} = \left(1,1 - 0,963 \frac{0,0135}{0,269 - 0,140} \right)^{-2} = 1,$$

$$\tilde{Q}_{12} = 0,0414 \left[\frac{4}{3} \cdot \frac{0,0135}{1} \cdot \frac{(2300 - 1600)}{1600} \cdot 9,81 \right]^{1/2} = 0,012;$$

$$C_{f22} = \left(1,1 - 0,963 \frac{0,0135}{0,269 - 0,203} \right)^{-2} = 1,23,$$

$$\tilde{Q}_{22} = 0,0244 \left[\frac{4}{3} \cdot \frac{0,0135}{1,23} \cdot \frac{(2300 - 1600)}{1600} \cdot 9,81 \right]^{1/2} = 0,006.$$

Интервалы расхода раствора с учетом промыслового опыта при использовании долот диаметром $D_2=0,269$ типа С по графику (см. рис. 60) находим $Q'_{\text{эм}2}=0,035$, $Q''_{\text{эм}2}=0,044$.

Эквивалентную плотность бурового раствора вычисляем, используя зависимости (55)–(57)

$$\begin{aligned}\beta_{\text{кт}2} &= \frac{0,432}{3,14^2 \cdot (0,269 - 0,140) \cdot (0,269^2 - 0,140^2)^2} = 6,39; \\ \beta_{\text{ку}2} &= \frac{0,432}{3,14^2 \cdot (0,269 - 0,203) \cdot (0,269^2 - 0,203^2)^2} = 21,29; \\ \rho_{\text{эк}2} &= 1600 + \left[(21,29 - 6,39) \frac{150}{2000} + 6,39 \right] \times \\ &\times \frac{1600Q_2^2}{9,81} + 1,26 \frac{25}{3600} 0,0568 (2300 - 1600) \times \\ &\times \left\{ \frac{150}{2000} \cdot \frac{\left(1 + \frac{21,29Q_2^2}{9,81}\right)}{\left(Q_2 - 1,14 \cdot 0,006 + \frac{25}{3600} \cdot 0,0568\right)} + \right. \\ &\left. + \left(1 - \frac{150}{2000}\right) \cdot \frac{\left(1 + \frac{6,39Q_2^2}{9,81}\right)}{\left(Q_2 - 1,140 \cdot 0,12 + \frac{25}{3600} \cdot 0,0568\right)} \right\} = \\ &= 1600 + 1226 Q_2^2 + 0,354 \left[0,075 \frac{1 + 2,17Q_2^2}{Q_2 - 0,007} + 0,925 \frac{1 + 0,65Q_2^2}{Q_2 - 0,013} \right]; \\ Q_2 &\geq 0,042 > 1,14\tilde{Q}_{12} = 0,014.\end{aligned}$$

Таблица 30

Зависимость эквивалентной плотности бурового раствора от действительной подачи буровых насосов при бурении интервала 2

$Q_2, \text{ м}^3/\text{с}$	$x_1 = Q_2 - 0,007$	$x_2 = Q_2 - 0,013$	Q_2^2	$x_3 = 1226 Q_2^2$	$x_4 = 1 + 2,17 Q_2^2$	$x_5 = 1 + 0,65 Q_2^2$	$x_6 = 0,027 \frac{x_1}{x_3}$	$x_7 = 0,327 \frac{x_2}{x_4}$	$\rho_{\text{эк}2} = \frac{1600 + x_1}{x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7}$
0,045	0,038	0,032	0,0020	2,452	1,0040	1,0013	0,701	10,23	1613,4
0,050	0,043	0,037	0,0025	3,065	1,0054	1,0016	0,621	8,85	1612,5
0,055	0,048	0,042	0,0030	3,678	1,0065	1,0020	0,558	7,80	1612,0
0,060	0,053	0,047	0,0036	4,414	1,0078	1,0023	0,505	6,97	1611,9
0,065	0,058	0,052	0,0042	5,149	1,0091	1,0027	0,462	6,30	1611,9
0,070	0,063	0,057	0,0049	6,007	1,0106	1,0032	0,426	5,74	1612,2
0,075	0,068	0,062	0,0056	6,866	1,0122	1,0036	0,395	5,29	1612,6
0,080	0,073	0,067	0,0064	7,846	1,0139	1,0042	0,369	4,90	1613,1
0,085	0,078	0,072	0,0072	8,827	1,0156	1,0047	1,346	4,56	1613,7
0,090	0,083	0,077	0,0081	9,931	1,0176	1,0057	0,326	4,27	1614,5
0,095	0,088	0,082	0,0090	11,034	1,0195	1,0059	0,308	4,01	1615,4
0,100	0,093	0,087	0,0100	12,260	1,0217	1,0065	0,292	3,97	1616,5

Зависимость $\rho_{эк2}(Q_2)$ табулирована (табл. 30) и представлена графически (рис. 64).

Экстремальный расход определяем с помощью рис. 64 и табл. 30.

$Q_{э2}=0,060$ при $\rho_{эк2}=1611,9 \approx 1612$.

Находим оптимальный расход. Из сопоставления кривых на рис. 64 со схемами на рис. 61 видно, что расход соответствует VII варианту. За оптимальный расход следует принять значение действительной подачи буровых насосов Q_2 или Q_{12} , наиболее близкое экстремальному расходу $Q_{э2}$ и подчиняющееся условию $Q_{эм2} \leq Q_{02} \leq Q_{э2}$ или $0,044 \leq Q_{02} \leq 0,060$.

Определяем действительную подачу насосов (см. приложение 2)

$$\alpha_2 = 1,33 - 0,00035 \cdot 1600 = 0,77.$$

$Q_{т1}$	0,049	0,042	0,035	0,030	0,026	0,019	0,016
Q_{12}	0,048	0,032	0,027	0,023	0,020	0,015	0,012
Q_2	0,075	0,064	0,054	0,045	0,040	0,029	0,025

Из составленного ряда следует, что значение действительной подачи, наиболее близкое к экстремальному расходу, составляет 0,064. Согласно приложению 2 подобную подачу обеспечат два насоса У8-4 с втулками диаметром 0,185 м и максимальным паспортным давлением 8,2 МПа. Однако последний расчет приводит к выводу о недостатке этого давления для реализации гидромониторного эффекта. В этом случае за оптимальный расход следует принять (см. рис. 61) значение действительной подачи, меньшее экстремального расхода. По графику (рис. 64) изменение действительной подачи насосов до 0,045 приводит к незначительному изменению эквивалентной плотности бурового раствора (с 1611,9 до 1613,4). Учитывая это обстоятельство, а также то, что Q_{02} должно быть более 0,044, принимаем $Q_{02}=0,045$.

Определяем режим работы насосов. Действительную подачу $Q_2=0,045$ обеспечивают два насоса У8-4 при теоретической подаче 0,030 каждый. Согласно приложению 2, $K_2=2$, $D_{32}=0,160$ $p_{н\max}=11$ МПа, $d_{72}=0,065$, $S_2=0,45$, $n_2=55$. По формуле (59) $p_{нр2}=0,775 \cdot 11=8,5$ МПа.

Вычисляем гидравлические сопротивления по формулам (66)–(68), (73)–(79):

$$P_{02} = 3 \cdot 10^5 \cdot 1600 \cdot 0,045^2 = 0,97 \text{ МПа};$$

$$P_{12} = \frac{8 \cdot 0,028}{\pi^2 \cdot 0,120^5} \cdot (2000 - 150) \cdot 1600 \cdot 0,045^2 = 5,47 \text{ МПа};$$

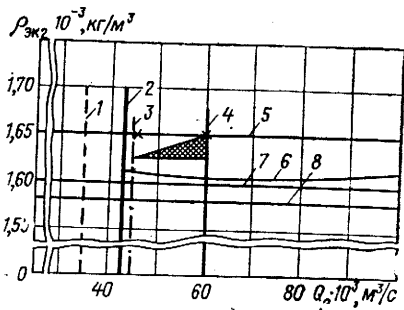


Рис. 64. График зависимости эквивалентной плотности от действительной подачи буровых насосов при бурении интервала 2:

1 — $Q'_{эм2}$; 2 — $Q_{кр2}$; 3 — $Q''_{эм2}$; 4 — $Q_{э2}$;
5 — G_2/g ; 6 — $\rho_{эк2}(Q_2)$; 7 — ρ_{12} ; 8 — P_{12}/g

$$p_{22} = \frac{8 \cdot 0,028}{\pi^2 \cdot 0,100^2} \cdot 150 \cdot 1600 \cdot 0,045^2 = 1,1 \text{ МПа};$$

$$\xi_2 = 2 \left[\left(\frac{0,120}{0,100} \right)^2 - 1 \right]^2 = 0,39;$$

$$p_{52} = 0,833 \cdot 0,39 \cdot 1600 \cdot \frac{(2000 - 150)}{12,5} \cdot \frac{0,045^2}{0,120^2} = 0,74 \text{ МПа};$$

$$p_{32} = 6,39 \left[1600 + \frac{1,26 \frac{25}{3600} 0,0568 (2300 - 1600)}{0,045 - 0,0037} \right] (2000 - 150) \times \\ \times 0,045^2 = 0,038 \text{ МПа};$$

$$p_{12} = 21,29 \left[1600 + \frac{1,26 \frac{25}{3600} 0,0568 (2300 - 1600)}{0,045 - 0,0018} \right] 150 \cdot 0,045^2 = \\ = 0,01 \text{ МПа};$$

$$a_2 = 0,97 + 1,1 + 0,01 + 0,74 - \frac{5,47 + 0,038}{2000 - 150} \cdot 150 = 2,374;$$

$$b_2 = \frac{5,17 + 0,038}{2000 - 150} = 0,00297;$$

$$\Sigma p_{r2} = (2,374 + 0,00297 H_2) \text{ МПа};$$

$H_2 = H_{22} = 2000$, тогда $\Sigma p_{r2} = 8,3 \text{ МПа}$.

Реализацию гидромониторного эффекта определяем, используя зависимости (83) и (86)

$$p_{ш2} \cdot 10^{-1} = 25 \div 50 \text{ МПа}; \quad C_{12} = 2,5; \quad C_{22} = 3.$$

$$C_2 = 2,5 + \frac{(1613 - 1580) \cdot 9,81 \cdot 2000}{7 \cdot 10^8} (3 - 2,5) = 2,55 \approx 2,50.$$

Согласно рис. 62, при $C_2 = 2,5$ имеем $p'_{m2} = 1,5 \text{ МПа}$, $p''_{m2} = 5,0 \text{ МПа}$, тогда

$$p_{m2} = \frac{1,5 + 5,0}{2} \pm \frac{5,0 - 1,5}{2} = (3,25 \pm 1,75) \text{ МПа};$$

$$\bar{p}_{m2} = 3,25, \quad \Delta p_{m2} = 1,75 \text{ МПа}.$$

Подбор цилиндрических насадок ведем с использованием формул (87), (88) и (91). $D_2 = 0,269$; $\psi_2 = 0,234$, тогда

$$e_2 = \frac{0,65 \cdot 0,234 \cdot 1613 \cdot 9,81 (200 + 2000)}{3,25 \cdot 10^8} = 1,63 > 0,75,$$

$$\bar{\mu}_{02} = 0,83;$$

$$p_{r2} = \frac{3,25 \pm 1,75}{2 \cdot 9 \cdot 0,234 \cdot 0,83^2} = (6,95 \pm 3,74) \text{ МПа};$$

$$\bar{p}_{r2} = 6,95, \quad \Delta p_{r2} = 3,74 \text{ МПа};$$

$$\bar{H}_{\max 2} = \frac{8,50 - 6,95 + 3,74 - 2,374}{0,00297} = 980.$$

Таблица 31

Диаметры коноидальных насадок в зависимости от глубины бурения интервала 2

$H_2, \text{ м}$	$x_1 = 0,00297 H_2$	$x_2 = 6,126 - x_1$	$\tilde{f}_{02}^2 \cdot 10^6 = \frac{1,62}{x^2}$	$\tilde{f}_{02} \cdot 10^3, \text{ м}^2$	$\tilde{f}_{07} \cdot 10^3, \text{ м}^2$	$d_{03} \cdot 10^3, \text{ м}$
200	0,594	5,532	0,2928	0,541	0,544	12; 15; 18
300	0,891	5,235	0,3094	0,556	0,556	14; 16; 16
400	1,188	4,938	0,3281	0,573	0,576	10; 15; 18
500	1,485	4,641	0,3491	0,591	0,588	11; 16; 17
600	1,782	4,344	0,3729	0,611	0,609	14; 16; 18
700	2,079	4,047	0,4003	0,633	0,632	15; 16; 18
800	2,376	3,750	0,4320	0,657	0,658	15; 17; 18
900	2,673	3,453	0,4692	0,685	0,686	15; 18; 18
1000	2,970	3,156	0,5133	0,716	0,709	16; 18; 18
1100	3,267	2,859	0,5666	0,753	0,763	18; 18; 18
1200	3,564	2,562	0,6323	0,795	—	—
1300	3,861	2,265	0,7152	0,846	—	—

Коноидальные насадки выбираем, используя формулы (89), (90) и (93).

$$\tilde{f}_2 = \frac{1,15 \cdot 0,234 \cdot 1613 \cdot 9,81 \cdot (200 + 2000)}{3,25 \cdot 10^6} = 2,88 > 0,35,$$

$$\tilde{\mu}_{02} = 1,00;$$

$$p_{82} = \frac{3,25 \pm 1,75}{2,9 \cdot 0,234 (100)^2} = (4,79 \pm 2,58) \text{ МПа},$$

$$\bar{p}_{82} = 4,79, \quad \Delta p_{82} = 2,58 \text{ МПа};$$

$$\tilde{H}_{\max 2} = \frac{8,50 - 4,79 + 2,58 - 2,374}{0,00297} = 1300,$$

$$\bar{H}_{\max 2} < \tilde{H}_{\max 2} < H_{22} = 2000.$$

Таким образом, до глубины 980 м применяются цилиндрические и коноидальные насадки, с глубины 980 до 1300 м — коноидальные, с глубины 1300 до 2000 м — серийное долото.

Подбор коноидальных насадок:

$$\begin{aligned} \tilde{f}_{02} &= \left[\frac{1600 \cdot 0,045^2}{2 \cdot 1^2 \cdot (8,500 - 2,374 - 0,00297 H_2) \cdot 10^6} \right]^{1/2} = \\ &= \left[\frac{1,62}{(6,126 - 0,00297 H_2) \cdot 10^6} \right]^{1/2}, \end{aligned}$$

$$200 \leq H_2 \leq 1300.$$

Расчетные значения $\tilde{f}_{02}$ в зависимости от глубины бурения интервала 2 приведены в табл. 31 и графически представлены на рис. 65. Из таблицы следует, что программа бурения гидромониторными долотами с заменной насадок в зависимости от глубины осуществима лишь от 200 до

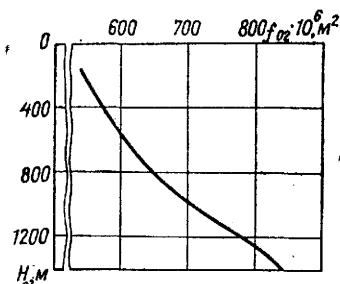


Рис. 65. График для подбора суммарного сечения конических насадок гидромониторных долот в зависимости от глубины бурения интервала 2

1100 м вследствие ограниченного ассортимента насадок для долот диаметром 0,269 м.

Бурение с 1100 до 2000 м ведется серийными долотами:

$$p_{62} = \frac{1600 \cdot 0,045^2}{2 \cdot 0,67^2 \cdot 0,0017^2} = 1,25 \text{ МПа.}$$

Здесь $\mu_{02} = 0,67$ (серийные долота), $f_{02} = 0,0017$ (см. приложение 3)

$$H_{\max 2} = \frac{0,775 \cdot 11 - 1,25 - 2,374}{0,00297} = 1640.$$

Давление в нагнетательной линии насосов при бурении серийным долотом в конце интервала 2 находим по формуле (82)

$$p_{H2} = 1,25 + 2,37 + 0,00297 \cdot 2000 = 9,56 \text{ МПа,}$$

$$H_2 = H_{22} = 2000.$$

Режим загрузки насосов вычисляем по формуле (103)

$$\eta_{H2} = \frac{9,56 \cdot 0,045 \cdot 10^6}{11,00 \cdot 0,06 \cdot 10^6} = 0,65 = 65 \text{ \%}.$$

Интервал 3 — бурение под промежуточную колонну.

Вариант I — турбулентный режим течения бурового раствора в кольцевом пространстве: $F_3 = 0,0568$, $F_{13} = 0,0414$, $F_{23} = 0,0244$.

Определяем критический расход бурового раствора по формуле (35)

$$Q_{3 \text{ кр } 3} = 0,0414 \frac{0,012 \cdot 17763}{1600 (0,269 - 0,140)} = 0,042,$$

т. е. тот же, что и при бурении интервала 2.

Седиментационный расход частиц шлама вычисляем по формулам (48) — (51)

$$C_{f13} = \left(1,1 - 0,963 \frac{0,011}{0,269 - 0,140} \right)^{-2} = 1;$$

$$\tilde{Q}_{13} = 0,0414 \left[\frac{4}{3} \cdot \frac{0,011}{1} \cdot \frac{(2300 - 1600)}{1600} \cdot 9,81 \right]^{1,2} = 0,010;$$

$$C_{f23} = \left(1,1 - 0,963 \frac{0,011}{0,269 - 0,203} \right)^{-2} = 1,13;$$

$$\tilde{Q}_{23} = 0,0244 \left[\frac{4}{3} \cdot \frac{0,011}{1,13} \cdot \frac{(2300 - 1600)}{1600} \cdot 9,81 \right]^{1,2} = 0,006.$$

Интервалы расхода раствора с учетом промышленного опыта при использовании долот $D_3 = 0,269$ м типа Т по графику (рис. 60) находим $Q'_{эм3} = 0,030$, $Q''_{эм3} = 0,039$.

Эквивалентную плотность бурового раствора вычисляем, используя зависимость (57) и принимая $\beta_{\text{KT2}}=6,39$, $\beta_{\text{KY}}=21,29$.

$$\begin{aligned} \rho_{\text{ЭКЗ}} = & 1600 + \left[(21,29 - 6,39) \frac{150}{2500} + 6,39 \right] \frac{1600 Q_3^2}{9,81} + \\ & + 1,26 \left[\frac{5}{3600} \cdot 0,058 \cdot (2300 - 1600) \cdot \frac{1500}{2500} \right] \times \\ & \times \left\{ \frac{\left(1 + \frac{21,29 Q_3^2}{9,81} \right)}{Q_3 - 1,14 \cdot 0,006 + \frac{5}{3600} \cdot 0,0568} + \left(1 - \frac{150}{2500} \right) \times \right. \\ & \times \left. \frac{\left(1 + \frac{6,39 Q_3^2}{9,81} \right)}{\left(Q_3 - 1,14 \cdot 0,010 + \frac{5}{3600} \cdot 0,0568 \right)} \right\} = 1600 + 1189 Q_3^2 + \\ & + 0,07 \left[0,06 \frac{1 + 2,17 Q_3^2}{Q_3 - 0,007} + 0,94 \frac{1 + 0,65 Q_3^2}{Q_3 - 0,011} \right], \\ Q_3 \geq & 0,042 > 1,14 \tilde{Q}_{13} = 0,011. \end{aligned}$$

Зависимость $\rho_{\text{ЭКЗ}}(Q_3)$ табулирована (табл. 32) и представлена графически (рис. 66).

Экстремальный расход определяем согласно рис. 66 и табл. 32: $Q_{33} = 0,050$ при $\rho_{\text{ЭКЗ}} = 1604,8 \approx 1605$.

Находим оптимальный расход. В результате сопоставления кривых на рис. 66 со схемой рис. 61 получаем, что Q_{03} соответствует X варианту. За оптимальный расход следует принять значение действительной подачи

Таблица 32

Зависимость эквивалентной плотности бурового раствора от действительной подачи буровых насосов при бурении интервала 3 (первый вариант)

$Q_3, \text{ м}^3/\text{с}$	$x_1 = \frac{Q_3}{0,007}$	$x_2 = \frac{Q_3}{0,011}$	Q_3^2	$x_4 = 1,189 Q_3^2$	$x_5 = 1 + 2,17 Q_3^2$	$x_6 = 1 + 0,65 Q_3^2$	$x_8 = \frac{x_1}{x_3} = 0,0042$	$x_7 = \frac{x_2}{x_4} = 0,066$	$\rho_{\text{ЭКЗ}} = \frac{1600 + x_5 + x_6 + x_7}{x_3 + x_4 + x_7}$
0,045	0,038	0,034	0,0020	2,378	1,0040	1,0013	0,110	1,944	1606,7
0,050	0,043	0,039	0,0025	2,973	1,0054	1,0016	0,098	1,695	1604,8
0,055	0,048	0,044	0,0030	3,567	1,0065	1,0020	0,088	1,503	1605,2
0,060	0,053	0,049	0,0036	4,280	1,0078	1,0023	0,080	1,350	1605,7
0,065	0,058	0,054	0,0042	4,994	1,0091	1,0027	0,073	1,226	1606,3
0,070	0,063	0,059	0,0049	5,826	1,0106	1,0032	0,067	1,122	1607,0
0,075	0,068	0,064	0,0056	6,658	1,0122	1,0036	0,063	1,035	1607,8
0,080	0,073	0,069	0,0064	7,610	1,0139	1,0042	0,058	0,960	1608,6
0,085	0,078	0,074	0,0072	8,561	1,0156	1,0047	0,055	0,896	1609,5
0,090	0,083	0,079	0,0081	9,631	1,0176	1,0053	0,051	0,840	1610,5
0,095	0,088	0,084	0,0090	10,700	1,0195	1,0059	0,049	0,791	1611,5
0,100	0,093	0,089	0,0100	11,890	1,0217	1,0065	0,046	0,746	1612,7

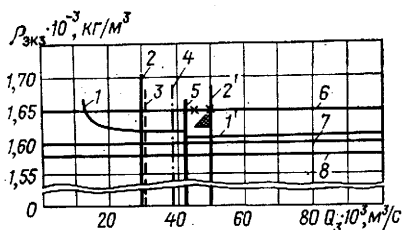


Рис. 66. Зависимость эквивалентной плотности от действительной подачи буровых насосов при бурении интервала 3: 1, 1' — $\rho_{\text{экз}} (Q_3)$; 2, 2' — $Q_{\text{эз}}$; 1, 2 — квазиламинарный режим; 1', 2' — турбулентный режим; 3 — $Q_{\text{эм3}}$; 4 — $Q_{\text{эм3}}''$; 5 — $Q_{\text{кр3}}$; 6 — G_3/g ; 7 — ρ_{13} ; 8 — P_{13}/g

буровых насосов Q_3 или Q_{13} , наиболее близкое экстремальному расходу и подчиняющееся условию $Q_{\text{кр3}} \leq Q_{03} \leq Q_{\text{эз}}$.

Поскольку плотность раствора та же, что при бурении интервала 2, то $\alpha_3 = 0,77$. Согласно составленному ряду действительной подачи насосов У8-4, наиболее близко к найденному значению $Q_{\text{эз}} = 0,050$ подачи 0,054 и 0,045, реализуемые двумя насосами. Учитывая, что при бурении предшествующего интервала установлены втулки, обеспечивающие подачу 0,045, принимаем $Q_{03} = 0,045$. Следует заметить, что оптимальный расход может быть выбран по $Q_{12} = 0,048$. Указанную подачу обеспечит один насос с втулками диаметром 0,200 м и максимальным паспортным давлением 7 МПа. Однако элементарный анализ указывает, что этого давления недостаточно для реализации гидромониторного эффекта.

Определяем режим работы насосов. Из приложения 2 следует: $K_3 = 2$, $D_{33} = 0,160$ м, $p_{\text{нmax}3} = 11$ МПа, $d_{13} = 0,065$, $S_3 = 0,45$, $n_3 \approx 55/60$. Тогда по формуле (59)

$$p_{\text{нр}3} = 0,775 \cdot 11 = 8,5 \text{ МПа.}$$

Вычисляем гидравлические сопротивления по формулам (67), (73) — (79). $p_{03} = 0,97$ МПа (принимаем из расчета для интервала 2).

$$p_{13} = \frac{0,028 \cdot 8}{\pi^2 \cdot 0,120^5} (2500 - 150) \cdot 1600 \cdot 0,045^2 = 6,98 \text{ МПа;}$$

$$p_{23} = 1,1 \text{ МПа и } \xi_3 = 0,39 \text{ (принимаем из расчета для интервала 2);}$$

$$p_{53} = 0,833 \cdot 0,39 \cdot 1600 \cdot \frac{2500 - 150}{12,5} \cdot \frac{0,045^2}{0,120^2} = 0,95 \text{ МПа;}$$

$$p_{33} = 6,39 \left[1600 + \frac{1,26 \cdot \frac{5}{3600} \cdot 0,0568 (2300 - 1600)}{0,045 - 0,0036} \right] (2500 - 150) \times 0,045^2 = 0,049 \text{ МПа;}$$

$$p_{43} = 21,29 \left[1600 + \frac{1,26 \cdot \frac{5}{3600} \cdot 0,0568 (2300 - 1600)}{0,045 - 0,0020} \right] \times 150 \cdot 0,045^2 = 0,01 \text{ МПа;}$$

$$\alpha_3 = 0,97 + 1,1 + 0,01 + 0,95 - \frac{6,98 + 0,049}{2500 - 150} \cdot 150 = 2,58 \text{ МПа;}$$

$$b_3 = \frac{6,98 + 0,049}{2500 - 150} = 0,003;$$

$$\Sigma p_{\text{гс}} = (2,580 + 0,003 H_3) \text{ МПа;}$$

$$H_3 = H_{23} = 2500, \text{ тогда } \Sigma p_{\text{гс}} = 10,1 \text{ МПа.}$$

Реализацию гидромониторного эффекта определяем, используя зависимости (83)–(86)

$$C_3 = 2 + \frac{(1605 - 1580) \cdot 9,81 \cdot 2500}{7 \cdot 10^6} (3 - 2) = 2,08 \approx 2.$$

Согласно рис. 62 при $C_3=2$ будем иметь $p'_{m3-1}=1$, $p''_{m3-1}=5$; $p'_{m3+1}=4$; $p''_{m3+1}=15$ МПа;

$$p'_{m3} = 1,0 + (4,0 - 1,0) \cdot \frac{2,0 - 1,5}{2,5 - 1,5} = 2,5 \text{ МПа};$$

$$p''_{m3} = 5,0 + (15 - 5,0) \cdot \frac{2,0 - 1,5}{2,5 - 1,5} = 10,0 \text{ МПа};$$

$$p_{m3} = \frac{2,5 + 10,0}{2} \pm \frac{10,0 - 2,5}{2} = (6,25 \pm 3,75) \text{ МПа};$$

$$\bar{p}_{m3} = 6,25, \quad \Delta p_{m3} = 3,75 \text{ МПа}.$$

Подбор цилиндрических насадок ведем с использованием формул (87), (88) и (91). $D_3=0,269$, $\psi_3=0,234$, тогда

$$e_3 = \frac{0,65 \cdot 0,234 \cdot 1605 \cdot 9,81 (2000 + 2500)}{6,25 \cdot 10^6} = 0,72 \approx 0,75;$$

$$\bar{\mu}_{03} = 0,83;$$

$$p_{73} = \frac{6,25 \pm 3,75}{2,9 \cdot 0,234 \cdot 0,83^2} = (13,40 \pm 8,02) \text{ МПа},$$

$$\bar{p}_{73} = 13,40, \quad \Delta p_{73} = 8,02 \text{ МПа};$$

$$\bar{H}_{\max 3} = \frac{8,50 - 13,40 + 8,02 - 2,58}{0,003} = 180,$$

$$\bar{H}_{\max 3} < H_{23} = 2500; \quad \bar{H}_{\max 3} < H_{13} = 2000,$$

т. е. реализовать гидромониторный эффект при бурении интервала 3 диаметром 0,269 м с цилиндрическими насадками при турбулентном режиме течения бурового раствора в кольцевом пространстве невозможно.

Конoidalные насадки выбираем, используя формулы (89), (90) и (93).

$$\hat{i}_3 = \frac{1,15 \cdot 0,234 \cdot 1605 \cdot 9,81 \cdot (2000 + 2500)}{6,25 \cdot 10^6} = 3,0 > 0,35,$$

$$\tilde{\mu}_{03} = 1,00;$$

$$p_{83} = \frac{6,25 \pm 3,75}{2,9 \cdot 0,234 \cdot 1^2} = (9,20 \pm 5,53) \text{ МПа},$$

$$\bar{p}_{83} = 9,20, \quad \Delta p_{83} = 5,53 \text{ МПа};$$

$$\tilde{H}_{\max 3} = \frac{8,50 - 9,20 + 5,53 - 2,58}{0,003} = 150,$$

$$\tilde{H}_{\max 3} < H_{13}, \quad \tilde{H}_{\max 3} < H_{23},$$

т. е. реализовать гидромониторный эффект при бурении интервала 3 с использованием конoidalных насадок также невозможно.

Подбираем серийные долота с помощью зависимостей (80) и (81).

$$P_{63} = \frac{1600 \cdot 0,045^2}{2 \cdot 0,67^2 \cdot 0,0017^2} = 1,25 \text{ МПа.}$$

Здесь $\mu_{03} = 0,67$ (серийные долота), $f_{03} = 0,0017$ (см. приложение 3);

$$H_{\max 3} = \frac{8,50 - 1,25 - 2,58}{0,003} = 1556,$$

$$H_{\max 3} < H_{13}, \quad H_{\max 3} < H_{23},$$

т. е. бурение интервала 3 невозможно даже серийным долотом.

Таким образом, требование наличия турбулентного режима течения бурового раствора при заданных его свойствах приводит к выводу о невозможности бурения интервала 3 любым долотом. В подобной ситуации задача решается двумя способами: изменением свойств бурового раствора или снижением его расхода. Решение задачи по первому способу возможно итерационным методом с применением ЭВМ. Второй способ приводит к неминусемому переходу режима течения бурового раствора из турбулентного в квазиламинарный, так как $Q_{03} \approx Q_{кр3}$. Поскольку требования к бурению интервала 3 допускают подобный переход, то проведем расчёт по второму способу.

Принимаем квазиламинарный режим течения бурового раствора в кольцевом пространстве и критический расход его $Q_{зкр3} = 0,042$. Расход седиментационных частиц шлама вычисляем по формулам (39)–(41), (43), (46).

$$e_3 = 1 - \frac{3,14 \cdot 0,269^2}{4} \cdot \frac{5}{3600 \cdot 0,035} = 0,998;$$

$$Ar_3 = \frac{0,011^3 (2300 - 1600) \cdot 1600 \cdot 9,81}{0,012^2} = 10,16 \cdot 10^4;$$

$$\overline{Ne}_3 = \frac{3 \cdot 0,011^2 \cdot 1600}{0,012^2} = 0,4 \cdot 10^4;$$

$$\overline{Re}_{13} = \frac{10,16 \cdot 10^4 \cdot 0,998^{4,75} - 6 \cdot 0,4 \cdot 10^4}{18 + 0,61 (10,16 \cdot 10^4 \cdot 0,998^{4,75})^{1,2}} = 362;$$

$$\overline{Q}_{13} = 0,0414 \frac{0,012 \cdot 362}{1600 \cdot 0,011} = 0,010;$$

$$\overline{Re}_{1 \text{ кр } 3} = 85 + (85^2 + 57 \cdot 0,4 \cdot 10^4)^{1,2} = 570;$$

$$\overline{Q}_{1 \text{ кр } 3} = 0,0414 \frac{0,012 \cdot 570}{1600 \cdot 0,011} = 0,016;$$

$\overline{Q}_{13} < \overline{Q}_{1 \text{ кр } 3}$, т. е. имеем квазиламинарный режим осаждения частиц и использование формулы (45) закономерно.

Принимаем интервалы расхода бурового раствора с учетом промысловых данных: $Q'_{эм3} = 0,030$, $Q''_{эм3} = 0,039$.

Эквивалентную плотность раствора вычисляем, используя зависимости (52)–(54)

$$\alpha_{ктз} = \frac{192}{3,14 (0,269 - 0,140)^2 (0,269^2 - 0,140^2)} = 7,03 \cdot 10^4;$$

$$\alpha_{куз} = \frac{192}{3,14 (0,269 - 0,203)^2 (0,269^2 - 0,203^2)} = 49,3 \cdot 10^4;$$

$$\begin{aligned} \rho_{экз} = & 1600 + \frac{6 \cdot 3,0}{9,81} \cdot \left[\frac{150}{2500} \cdot \frac{1}{(0,269 - 0,203)} + \right. \\ & + \left(1 - \frac{150}{2500} \right) \cdot \frac{1}{(0,269 - 0,140)} \left. \right] + \frac{0,012 Q_3}{9,81} \times \\ & \times \left[\frac{150}{2500} \cdot (49,3 \cdot 10^4 - 7,03 \cdot 10^4) + 7,03 \cdot 10^4 \right] + \\ & + 1,26 \frac{3}{3600} \cdot 0,0568 \times (2300 - 1600 \cdot \frac{150}{2500}) \times \\ & \times \frac{1}{\left(Q_3 - 1,14 \bar{Q}_{23} + \frac{300}{3600} \cdot 0,0568 \right)} + \left(1 - \frac{150}{2500} \right) \times \\ & \times \left[\frac{1}{\left(Q_3 - 1,14 \cdot 0,010 + \frac{300}{3600} \cdot 0,0568 \right)} \right] \approx 1614,3 + \\ & + 85,9 Q_3 + \frac{0,07}{(Q_3 - 0,012)}; \end{aligned}$$

$$0,042 > Q_3 \geq 1,14 \bar{Q}_{13} = 0,012.$$

Зависимость $\rho_{экз}(Q_3)$ табулирована (табл. 33) и представлена графически (см. рис. 66).

Экстремальный расход определяем согласно рис. 66 и табл. 33: $Q_{эз} = 0,030$ при $\rho_{экз} = 1619,20$.

Находим оптимальный расход. В результате сопоставления кривых на рис. 66 со схемой рис. 61 получаем, что Q_{03} соответствует XII вари-

Таблица 33

Зависимость эквивалентной плотности бурового раствора от действительной подачи буровых насосов при бурении интервала 3 (второй вариант)

$Q_3, \text{ м}^3/\text{с}$	$x_1 = Q_3 - 0,012$	$x_2 = \frac{0,07}{x_1}$	$x_3 = 85,9 Q_3$	$\rho_{экз} = 1614,3 + x_2 + x_3$
0,015	0,003	23,33	1,29	1629,49
0,020	0,008	8,75	1,72	1621,23
0,025	0,013	5,38	2,15	1619,66
0,030	0,018	3,89	2,58	1619,20
0,035	0,023	3,04	3,01	1619,22
0,040	0,028	2,50	3,44	1619,23
0,045	0,033	2,12	3,87	1619,43

анту. За оптимальный расход принимаем значение действительной подачи буровых насосов Q_3 или Q_{13} , наиболее близкое экстремальному расходу и подчиняющееся условию $Q_{03} \leq Q_3 \leq Q'_{03}$. Действительная подача насосов при $\alpha_3 = 0,77$ будет $Q_3 = 0,029 \approx Q_{03}$.

Определяем режим работы насосов. Из приложения 2 следует: $K_3 = 2$, $D_{33} = 0,130$ м, $p_{н\max 3} = 17,2$ МПа, $d_{13} = 0,065$, $S_3 = 0,45$, $n_3 = 55/60$. Тогда по формуле (59)

$$p_{нр 3} = 0,775 \cdot 17,2 = 13,3 \text{ МПа.}$$

Вычисляем гидравлические сопротивления по формулам (66), (67), (70)–(72), (73)–(79)

$$p_{03} = 3 \cdot 10^5 \cdot 1600 \cdot 0,029^2 = 0,43 \text{ МПа;}$$

$$p_{13} = \frac{8 \cdot 0,028}{\pi^2 \cdot 0,120^5} \cdot (2500 - 150) \cdot 1600 \cdot 0,029^2 = 3,1 \text{ МПа;}$$

$$p_{23} = \frac{8 \cdot 0,028}{\pi^2 \cdot 0,100^5} \cdot 150 \cdot 1600 \cdot 0,029^2 = 0,49 \text{ МПа;}$$

$$\xi_3 = 0,39;$$

$$p_{53} = 0,833 \cdot 0,39 \cdot 1600 \cdot \frac{2500 - 150}{12,5} \cdot \frac{0,029^2}{0,120^4} = 0,42 \text{ МПа;}$$

$$p_{33} = \frac{6 \cdot 3 \cdot (2500 - 150)}{(0,269 - 0,140)} + 7,03 \cdot 10^4 \cdot 0,012 \cdot (2500 - 150) \cdot 0,029 = 0,38 \text{ МПа;}$$

$$p_{43} = \frac{6 \cdot 3 \cdot 0 \cdot 150}{(0,269 - 0,203)} + 49,3 \cdot 10^4 \cdot 0,012 \cdot 150 \cdot 0,029 = 0,0044 \text{ МПа;}$$

$$a_3 = 0,43 + 0,49 + 0,0044 + 0,42 - \frac{3,10 + 0,38}{2500 - 150} \cdot 150 = 1,12 \text{ МПа;}$$

$$b_3 = \frac{3,10 + 0,38}{2500 - 150} = 0,0015;$$

$$\Sigma p_{г3} = (1,12 + 0,0015 H_3) \text{ МПа;}$$

$$H_3 = H_{23} = 2500, \text{ тогда } \Sigma p_{г3} = 4,87 \text{ МПа.}$$

Реализацию гидромониторного эффекта определяем, используя зависимости (83), (91), (93).

$$C_3 = 2 + \frac{(1619,4 - 1580) \cdot 9,81 \cdot 2500}{7 \cdot 10^6} \cdot (3 - 2) = 2,14;$$

$$\bar{p}_{73} = 13,40 \text{ МПа, } \Delta p_{73} = 8,02 \text{ МПа (см. вариант I);}$$

$$\bar{H}_{\max 3} = \frac{13,30 - 13,40 + 8,02 - 1,12}{0,0015} = 4533;$$

$$\bar{H}_{\max 3} \gg H_{23};$$

$$\bar{p}_{83} = 9,20 \text{ МПа; } \Delta p_{83} = 5,53 \text{ МПа (см. вариант I);}$$

$$\bar{H}_{\max 3} = \frac{13,30 - 9,20 + 5,53 - 1,12}{0,0015} = 5673;$$

$$\bar{H}_{\max 3} \gg H_{23}.$$

Таким образом, предельные глубины бурения гидромониторными долотами с цилиндрическими и конoidalными насадками намного превышают глубину конечного интервала бурения. В этом случае следует про-

верить рациональность бурения интервала 3, как при переменном, так и при постоянном перепаде давления в насадках долота.

Переменный по глубине перепад давления в насадках долота можно найти по формуле (92)

$$\bar{f}_{03} = \left[\frac{1600 \cdot 0,029^2}{2 \cdot 0,83^2 (13,30 - 1,12 - 0,0015 H_3) \cdot 10^6} \right]^{1/2} =$$

$$= \left[\frac{0,98}{(12,18 - 0,0015 H_3) \cdot 10^6} \right]^{1/2},$$

$$2000 \leq H_3 \leq 2500.$$

Расчетные значения $\bar{f}_{03}$ в зависимости от глубины бурения интервала 3 (H_3) приведены в табл. 34 и графически представлены на рис. 67 (кривая 2). По формуле (94):

$$\bar{f}_{03} = \left[\frac{1600 \cdot 0,029^2}{2 \cdot 1,2 \cdot (13,30 - 1,12 - 0,0015 H_3) \cdot 10^6} \right]^{1/2} =$$

$$= \left[\frac{0,67}{(12,18 - 0,0015 H_3) \cdot 10^6} \right]^{1/2};$$

$$2000 \leq H_3 \leq 2500.$$

Расчетные значения $\bar{f}_{03}$ в зависимости от H_3 приведены в табл. 35 и графически представлены на рис. 67 (кривая 1). Диаметр насадок выбираем в результате сопоставления расчетных значений $\bar{f}_{03}$ и $\bar{f}_{03}$ с табличными. Следует отметить недостаточный ассортимент насадок для плавного регулирования суммарного сечения промывочных отверстий при изменении глубины.

Постоянный перепад давления в насадках долота вычисляем по формулам (95), (97), (98), (100)–(102):

$$A = 13,40 + 1,12 + 0,0015 \cdot 2500 = 18,27 \text{ МПа},$$

$$A > p_{\text{вн } 3} = 13,30 \text{ МПа},$$

Таблица 34

Диаметры цилиндрических насадок в зависимости от глубины бурения интервала 3

$H_3, \text{ м}$	$x_1 = 0,0015 H_3$	$x_2 = 12,18 - x_1$	$\bar{f}_{03}^2 \cdot 10^6 = \frac{0,98}{x_2}$	$\bar{f}_{03} \cdot 10^3, \text{ м}^2$
2000	3,000	9,180	0,107	0,327
2050	3,075	9,105	0,108	0,328
2100	3,150	9,030	0,109	0,329
2150	3,225	8,955	0,109	0,331
2200	3,300	8,880	0,110	0,332
2250	3,375	8,805	0,111	0,334
2300	3,450	8,730	0,112	0,335
2350	3,525	8,653	0,113	0,336
2400	3,600	8,580	0,114	0,338
2450	3,675	8,505	0,115	0,339
2500	3,750	8,430	0,116	0,341

Примечание. Во всех случаях $\bar{f}_{03} = 0,331 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$ и $d_{03} = (14 \div 15) \cdot 10^{-3} \text{ м}$.

Таблица 35

Диаметры конoidalных насадок в зависимости от глубины бурения интервала 3

$H_3, \text{ м}$	$x_1 = 0,0015 \cdot H_3$	$x_2 = 12,18 - x_1$	$\tilde{f}_{03}^2 \cdot 10^6 = \frac{0,67}{x_2}$	$\tilde{f}_{03} \cdot 10^3, \text{ м}^2$	$\tilde{f}_{0T} \cdot 10^3, \frac{\text{м}^2}{\text{м}^2}$	$d_{3a} \cdot 10^3, \text{ м}$
2000	3,000	9,180	0,0730	0,2702	0,2702	10; 10; 12
2050	3,075	9,105	0,0736	0,2713	0,2717	11; 15
2100	3,150	9,030	0,0742	0,2724	0,2717	11; 15
2150	3,225	8,955	0,0748	0,2735	0,2717	11; 15
2200	3,300	8,880	0,0754	0,2747	0,2717	11; 15
2250	3,375	8,805	0,0761	0,2758	0,2796	10; 16
2300	3,450	8,730	0,0767	0,2770	0,2796	10; 16
2350	3,525	8,653	0,0774	0,2783	0,2796	10; 16
2400	3,600	8,580	0,0781	0,2794	0,2796	10; 16
2450	3,675	8,505	0,0787	0,2807	0,2796	10; 16
2500	3,750	8,430	0,0795	0,2819	0,2796	10; 16

$$\tilde{f}_{03} = \left[\frac{1600 \cdot 0,029^2}{2 \cdot 0,83^2 \cdot (13,30 - 1,12 - 0,0015 \cdot 2500) \cdot 10^6} \right]^{1/2} = 0,341 \cdot 10^{-3};$$

$$B = 9,20 + 1,12 + 0,0015 \cdot 2500 = 14,1 \text{ МПа},$$

$$B > p_{нз} = 13,30 \text{ МПа},$$

$$\tilde{f}_{03} = \left[\frac{1600 \cdot 0,029^2}{2 \cdot 1^2 \cdot (13,30 - 1,12 - 0,0015 \cdot 2500) \cdot 10^6} \right]^{1/2} = 0,282 \cdot 10^{-3};$$

$$\bar{p}_{нз} = \frac{1600 \cdot 0,029^2 \cdot 10^6}{2 \cdot 0,83^2 \cdot 0,340^2} + 1,12 \cdot 10^6 + 0,0015 \cdot 10^6 H_3 =$$

$$= (9,57 + 0,0015 H_3) \text{ МПа},$$

$$H_3 \leq 2500;$$

$$\tilde{p}_{нз} = \frac{1600 \cdot 0,029^2 \cdot 10^6}{2 \cdot 1 \cdot 0,282^2} + 1,12 \cdot 10^6 + 0,0015 \cdot 10^6 H_3 =$$

$$= (9,57 + 0,0015 H_3) \text{ МПа},$$

$$H_3 \leq 2500.$$

Изменение рабочего давления в нагнетательной линии насосов с глубиной одинаково для гидромониторных долот с цилиндрическим и конoidalными насадками.

Определяем режим нагрузки насосов по формулам (103) и (106):

$$\eta_{нз} = \frac{13,30 \cdot 0,029}{17,20 \cdot 0,038} = 0,59 = 59 \%;$$

$$\frac{\rho_{13} Q_3^2}{\mu_{03/03}^2 \tilde{f}_{03}^2} = \frac{1600 \cdot 0,029^2}{0,83^2 \cdot 0,341^2 \cdot 10^{-6}} = 16,8 \text{ МПа};$$

$$\frac{\rho_{13} Q_3^2}{\mu_{03}^2 \tilde{f}_{03}^2} = \frac{1600 \cdot 0,029^2}{1^2 \cdot 0,282^2 \cdot 10^{-6}} = 16,8 \text{ МПа},$$

$$\text{т. е. } \bar{\eta}_{нз} = \tilde{\eta}_{нз} = \frac{[16,8 + 2 \cdot 1,12 + 0,0015 (2000 + 2500)] \cdot 0,029}{2 \cdot 17,20 \cdot 0,038 (2500 - 2000)} =$$

$$= 0,57 = 57 \%.$$

Получим $\eta_{нз} > \bar{\eta}_{нз} = \tilde{\eta}_{нз}$, таким образом, бурить интервал 3 следует при постоянном рабочем давлении в нагнетательной линии буровых насосов, подбирая диаметр и число цилиндрических или коноидальных насадок в зависимости от глубины бурения (см. рис. 67).

Интервал 4 — бурение под эксплуатационную колонну. $F_4 = 0,0280$, $F_{14} = 0,0178$, $F_{24} = 0,0113$.

Критический расход бурового раствора определяем по формулам (32), (34) и (36). Квазиламинарный режим течения бурового раствора по всему стволу скважины обеспечивается при условии его реализации в самом узком сечении кольцевого пространства:

$$Re_{44} = \frac{5,0 (0,190 - 0,146)^2 \cdot 1800}{0,02^3} = 4,36 \cdot 10^4;$$

$$Re_{4 \text{ кр } 4} = 2100 + 7,3 (4,36 \cdot 10^4)^{0,58} = 5677;$$

$$Q_{4 \text{ кр } 4} = 0,0113 \cdot \frac{0,02 \cdot 5677}{1800 (0,190 - 0,146)} = 0,016.$$

Расход седиментационных частиц шлама вычисляем, используя формулы (39), (40), (42) — (47).

$$\varepsilon_4 = 1 - \frac{3,14 \cdot 0,190^3}{4} \cdot \frac{15}{3600 \cdot 0,016} = 0,993;$$

$$Ar_4 = \frac{0,009^3 (2300 - 1800) 1800 \cdot 9,81}{0,02^3} = 16090;$$

$$\overline{Re}_4 = \frac{5,0 \cdot 0,009^2 \cdot 1800}{0,02^3} = 1823;$$

$$\overline{Re}_{14} = \overline{Re}_{24} = \frac{16090 \cdot 0,993^{4,75} - 6 \cdot 1892}{18 + 0,61 (16090 \cdot 0,993^{4,75})^{1/2}} = 45;$$

$$\overline{Q}_{14} = 0,0178 \frac{0,02 \cdot 45}{1800 \cdot 0,009} = 0,0009;$$

$$\overline{Q}_{24} = 0,0113 \frac{0,02 \cdot 45}{1800 \cdot 0,009} = 0,0006;$$

$$Re_{1 \text{ кр } 4} = Re_{2 \text{ кр } 4} = 85 + (85^3 + 57 \cdot 1823)^{1/2} = 418;$$

$$\overline{Q}_{2 \text{ кр } 4} = 0,0113 \frac{0,02 \cdot 418}{1800 \cdot 0,009} = 0,0058;$$

$$\overline{Q}_{24} < \overline{Q}_{14} < \overline{Q}_{2 \text{ кр } 4}.$$

Следовательно, использование формулы (45) правомерно.

Интервалы расхода раствора с учетом промыслового опыта при

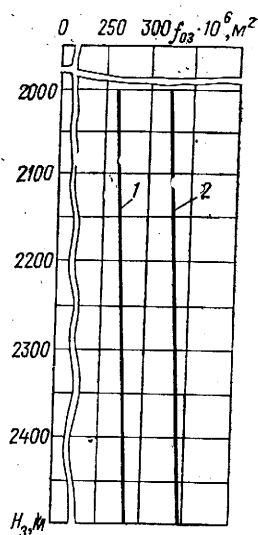


Рис. 67. График для выбора суммарного сечения цилиндрических и коноидальных насадок гидромониторных долот в зависимости от глубины бурения интервала 3:

1 — $\bar{f}_{03}(H_3)$; 2 — $\bar{f}_{03}(H_3)$

использовании долот диаметром $D_4=190$ мм типа СТ и Т; по графику (см. рис. 60) находим $Q'_{эм4}=0,015$, $Q''_{эм4}=0,018$.

Эквивалентную плотность бурового раствора вычисляем, используя зависимости (52)–(54).

$$\alpha_{кт4} = \frac{192}{3,14 (0,190 - 0,114)^2 (0,190^2 - 0,114^2)} = 47,26 \cdot 10^4,$$

$$\alpha_{ку4} = \frac{192}{3,14 (0,190 - 0,146)^2 (0,190^2 - 0,146^2)} = 210,6 \cdot 10^4;$$

$$\begin{aligned} \rho_{эк4} = & 1800 + \frac{6 \cdot 5,0}{9,81} \left[\frac{150}{3500} \cdot \frac{1}{(0,190 - 0,146)} + \left(1 - \frac{150}{3500}\right) \times \right. \\ & \times \frac{1}{(0,190 - 0,140)} \left. \right] + \frac{0,02Q_4}{9,81} \left[\frac{150}{3500} (210,6 \cdot 10^4 - 47,26 \times \right. \\ & \times 10^4) + 47,26 \cdot 10^4 \left. \right] + 1,26 \cdot \frac{15}{3600} \cdot 0,0280 \cdot (2300 - 1800) \times \\ & \times \left[\frac{150}{3500} \cdot \frac{1}{\left(Q_4 - 1,14 \cdot 0,0006 + \frac{15}{3600} \cdot 0,0280\right)} + \right. \\ & \left. + \left(1 - \frac{150}{3500}\right) \cdot \frac{1}{\left(Q_4 - 1,14 \cdot 0,0009 + \frac{15}{3600} \cdot 0,028\right)} \right] = \\ & = 1842 + 804,8Q_4 + 0,0735 \left[\frac{0,043}{Q_4 - 0,00056} + \frac{0,957}{Q_4 - 0,0009} \right], \end{aligned}$$

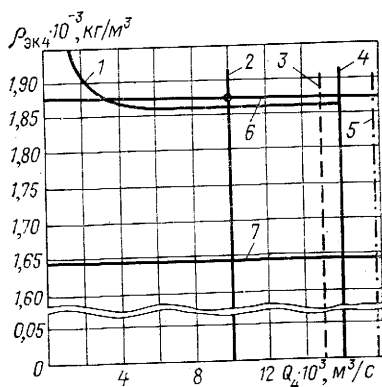


Рис. 68. Зависимость эквивалентной плотности от действительной подачи буровых насосов при бурении интервала 4

1 — $\rho_{эк4}(Q_4)$; 2 — $Q_{э4}$; 3 — $Q'_{эм4}$;
4 — $Q_{кр4}$; 5 — $Q''_{эм4}$; 6 — G_4 ; 7 —
 P_{24}/q

$$0,016 > Q_4 > 1,14Q_{14} = 0,001.$$

Зависимость $\rho_{эк3}(Q_4)$ табулирована (табл. 36) и представлена графически (рис. 68).

Экстремальный расход $Q_{э4}=0,010$ при $\rho_{эк3}=1858,1$.

Находим оптимальный расход. В результате сопоставления кривых на рис. 68 со схемой на рис. 61 получаем, что расход Q_{04} соответствует IV варианту. За оптимальный расход принимаем значение действительной подачи буровых насосов Q_4 или Q_{14} , наиболее близкое экстремальному расходу и подчиняющееся условию $Q_{э4} \leq Q_{04} \leq Q'_{эм4}$.

Определим действительную подачу насосов (см. приложение 2).

$$\alpha_4 = 1,33 - 0,00035 \cdot 1800 = 0,7.$$

Q_{11}	0,049	0,042	0,035	0,030	0,026	0,019	0,016
Q_{14}	0,034	0,029	0,025	0,021	0,018	0,013	0,011
Q_4	0,069	0,059	0,049	0,042	0,036	0,027	0,022

Из составленного ряда следует, что $Q_4 = Q_{14} = 0,011 \approx Q_{24}$.

Определяем режим работы насосов. Действительную подачу $Q_{14} = 0,011$ обеспечит один насос У8-4 с теоретической подачей 0,016 (см. приложение 2). Согласно приложению 2, $K_4 = 1$, $D_{34} = 0,120$, $p_{н \max 4} = 20$ МПа, $d_{74} = 0,065$, $S_4 = 0,45$, $n_4 = 55/60$. По формуле (59) $p_{нр4} = 0,775 \cdot 20 = 15,5$ МПа.

Вычисляем гидравлические сопротивления по формулам (66), (69) — (72), (75) — (79):

$$p_{04} = 3 \cdot 10^5 \cdot 1800 \cdot 0,011^2 = 0,065 \text{ МПа};$$

$$p_{14} = \frac{8 \cdot 0,028}{\pi^2 \cdot 0,094^5} \cdot (3500 - 150) \cdot 1800 \cdot 0,011^2 = 2,2 \text{ МПа};$$

$$p_{24} = \frac{8 \cdot 0,028}{\pi^2 \cdot 0,074^2} \cdot 150 \cdot 1800 \cdot 0,011^2 = 0,33 \text{ МПа};$$

$$p_{34} = \frac{6 \cdot 5,0 \cdot (3500 - 150)}{(0,190 - 0,114)} + 47,26 \cdot 10^4 \cdot 0,02 \cdot (3500 - 150) \cdot 0,11 = 1,69 \text{ МПа};$$

$$p_{44} = \frac{6 \cdot 5,0 \cdot 150}{(0,190 - 0,146)} + 210,6 \cdot 10^4 \cdot 0,02 \cdot 150 \cdot 0,011 = 0,17 \text{ МПа};$$

$$\xi_4 = 2 \left[\left(\frac{0,094}{0,080} \right)^2 - 1 \right]^2 = 0,29;$$

$$p_{54} = 0,832 \cdot 0,29 \cdot 1800 \cdot \frac{3500 - 150}{12,5} \cdot \frac{0,011^2}{0,094^4} = 0,18 \text{ МПа};$$

$$a_4 = 0,065 + 0,33 + 0,17 + 0,18 - \frac{2,20 + 1,69}{3500 - 150} \cdot 150 = 0,57;$$

$$b_4 = \frac{2,20 + 1,69}{3500 - 150} = 0,00116;$$

$$\Sigma p_{г4} = (0,57 + 0,00116 H_4) \text{ МПа};$$

$$H_4 = H_{24} = 3500, \text{ тогда } \Sigma p_{г4} = 4,63 \text{ МПа.}$$

Реализацию гидромониторного эффекта определяем, используя зависимости (83) — (86):

$$p_{ш4} \cdot 10^{-1} = 50 \div 100 \text{ МПа}, \quad C_{14} = 1,5, \quad C_{24} = 2,0;$$

$$C_4 = 1,5 + \frac{(1858 - 1640) \cdot 9,81 \cdot 3500}{7 \cdot 10^8} \cdot (2,0 - 1,5) = 2,0.$$

Согласно рис. 62, при $C_4 = 2,0$ имеем $p'_{m4-1} = 0,7$, $p''_{m4-1} = 2,0$, $p'_{m4+1} = 3,5$, $p''_{m4+1} = 8,0$ МПа, тогда

$$p'_{m4} = 0,7 + (2,0 - 0,7) \cdot \frac{2,0 - 1,5}{2,5 - 1,5} = 1,35 \text{ МПа};$$

$$p''_{m4} = 3,5 + (8,0 - 3,5) \cdot \frac{2,0 - 1,5}{2,5 - 1,5} = 5,75 \text{ МПа};$$

Таблица 36

Зависимость эквивалентной плотности бурового раствора от действительной

$Q_4, \text{ м}^3/\text{с}$	$x_1 = 804,8 Q_4$	$x_2 = Q_4 - 0,00056$	$x_3 = Q_4 - 0,0009$	$x_4 = \frac{0,043}{x_2}$
0,001	0,805	0,00094	0,00010	45,745
0,002	1,610	0,00144	0,00110	29,861
0,005	4,024	0,00444	0,00410	9,685
0,007	5,633	0,00644	0,00610	6,677
0,010	8,048	0,00944	0,0091	4,555
0,013	10,462	0,01244	0,01210	3,457
0,015	12,072	0,01444	0,01410	2,978

$$p_{m4} = \frac{1,35 + 5,75}{2} \pm \frac{5,75 - 1,35}{2} = (3,55 \pm 2,20) \text{ МПа};$$

$$\bar{p}_{m4} = 3,55, \quad \Delta p_{m4} = 2,20 \text{ МПа}.$$

Подбор цилиндрических насадок ведем с использованием формул (87), (88), (90). $D_4 = 0,190$, $\psi_4 = 0,272$, тогда

$$e_4 = \frac{0,65 \cdot 0,272 \cdot 9,81 \cdot 1858 (2500 + 3500)}{3,55 \cdot 10^6} = 5,44 > 0,75,$$

$$\bar{\mu}_{04} = 0,83;$$

$$p_{74} = \frac{3,55 \pm 2,20}{2,9 \cdot 0,272 \cdot 0,83^2} = (6,53 \pm 4,05) \text{ МПа};$$

$$\bar{p}_{74} = 6,53, \quad \Delta p_{74} = 4,05 \text{ МПа};$$

$$\bar{H}_{\max 4} = \frac{15,50 - 6,53 + 4,05 - 0,57}{0,00116} = 10\,730.$$

Конoidalные насадки выбираем, используя формулы (91), (93), (95), (96).

$$f_4 = \frac{1,15 \cdot 0,272 \cdot 1858 \cdot 9,81 \cdot (2500 + 3500)}{3,55 \cdot 10^6} = 9,64 > 0,35;$$

$$\bar{\mu}_{04} = 1,0;$$

$$p_{84} = \frac{3,55 \pm 2,20}{2,9 \cdot 0,272 \cdot 1,0^2} = (4,50 \pm 2,80) \text{ МПа};$$

$$\bar{p}_{84} = 4,50, \quad \Delta p_{84} = 2,80 \text{ МПа};$$

$$\bar{H}_{\max 4} = \frac{15,50 - 4,50 + 2,80 - 0,57}{0,00116} = 11\,405,$$

$$\bar{H}_{\max 4} > \bar{H}_{\max 4} \gg H_{24},$$

таким образом следует проверить рациональность бурения интервала 4 при постоянном перепаде давления в насадках долота.

$$A = 6,53 + 0,57 + 0,00116 \cdot 3500 = 11,20 \text{ МПа},$$

$$A < p_{\text{нр}4} = 15,50 \text{ МПа};$$

$$\bar{f}_{04} = \left(\frac{1800 \cdot 0,011^2}{2 \cdot 0,83^2 \cdot 6,53 \cdot 10^6} \right)^{1/2} = 0,155 \cdot 10^{-3}.$$

подачи буровых насосов при бурении интервала 4

$x_3 = \frac{0,957}{x_2}$	$x_6 = x_4 + x_5$	$x_7 = 0,0735 x_6$	$\rho_{ЭК4} = 1842 + x_1 + x_7$
9570,000	9615,745	706,70	2549,51
810,000	899,861	66,14	1909,75
233,414	243,099	17,87	1863,89
156,885	163,562	12,02	1859,65
105,165	109,720	8,06	1858,11
79,091	82,548	6,07	1858,53
67,872	10,850	5,21	1859,28

Для бурения интервала 4 выбираем две цилиндрические насадки диаметром 10 мм каждая.

$$B = 4,5 + 0,57 + 0,00116 \cdot 3500 = 9,13 \text{ МПа},$$

$$B < P_{нр\ 4} = 15,50 \text{ МПа},$$

$$\tilde{f}_{04} = \left(\frac{1800 \cdot 0,011^2}{2 \cdot 1,0^2 \cdot 4,50 \cdot 10^6} \right)^{1/2} = 0,155 \cdot 10^{-3}.$$

Для бурения интервала 4 выбираем две коноидальные насадки: диаметром 10 мм каждая или одну насадку диаметром 9 мм, а вторую 11 мм.

Режим загрузки насосов вычисляем по формулам (105) и (106).

$$\frac{\rho_{14} Q_4^2}{\mu_{04}^2 \tilde{f}_{04}^2} = \frac{1800 \cdot 0,011^2}{0,83^2 \cdot 0,155^2 \cdot 10^{-6}} = 13,20 \text{ МПа};$$

$$\frac{\rho_{14} Q_4^2}{\mu_{04}^2 \tilde{f}_{04}^2} = \frac{1800 \cdot 0,011^2}{1,0^2 \cdot 0,155^2 \cdot 10^{-6}} = 9,07 \text{ МПа};$$

$$\bar{\eta}_{н4} = \frac{[13,20 + 2 \cdot 0,57 + 0,00116 \cdot (2500 + 3500)] 0,011}{2 \cdot 20 \cdot 0,016} = 0,37 = 37 \%,$$

$$\tilde{\eta}_{н4} = \frac{[9,07 + 2 \cdot 0,57 + 0,00116 (2500 + 3500)] 0,011}{2 \cdot 20 \cdot 0,016} = 0,29 = 29 \%,$$

т. е. $\bar{\eta}_{н4} > \tilde{\eta}_{н4}$, следовательно, интервал 4 надо бурить при переменном рабочем давлении в нагнетательной линии буровых насосов (при постоянном перепаде давления в насадках долота) гидромониторными долотами с цилиндрическими насадками d_{34} ($10 \cdot 10^{-3}$; $10 \cdot 10^{-3}$).

Расчетные проектные данные сведены в табл. 37.

Таблица 37

Глубина бурения, м	Номер интервала	Физико-механические характеристики пород		Диаметры сечений ствола, м			Параметры промывочной жидкости				$v_{мг}$, м/ч	Расчетные величины для насосов						
		$p_{шт}$, МПа	C_{1i}/C_{2i}	D_i	d_{1i}/d_{2i}	D_{1i}/D_{2i}	$\rho_{лг}$, кг/м ³	$\tau_{ог}$, Па	η_l , Па·с	T , с		d_{4i} , м	$Q_{кр}$, м ³ /с	F_i , м ²	F_{1i} , м ²	F_{2i} , м ²	Q_i , м ³ /с	$p_{кр}$, МПа
2000	1	100—250	3,0/4,0	0,346	$\frac{0,12}{0,14}$	$\frac{0,10}{0,254}$	1200	1,0	0,008	18	100	0,0163	0,055	0,094	0,080	0,043	0,076	6,3
500 1000 1500 2000	2	250—500	2,5/3,0	0,269	$\frac{3Ш178, d_{3i} = 1, 2, 3 = 0,101}{l_{убг} = 150 \text{ м}; l_{убг} = 100 \text{ м (кондуктор)}}$						25	0,0135	0,042	0,0568	0,0414	0,0244	0,045	8,5
2500	3	1000—1500	2,0/3,0	0,269	$\frac{0,120}{0,140}$	$\frac{0,100}{0,203}$	1600	3,0	0,012	22	3	0,011	0,042	0,0568	0,0414	0,0244	0,03	13,3
3000 3500	4	500—1000	1,5/2,0	0,190	$\frac{3Ш146, d_{34} = 0,08}{0,094}$	$\frac{0,074}{0,146}$	1800	5,0	0,02	25	15	0,009	0,016	0,028	0,0178	0,0113	0,011	15,5

Глубина бурения, м	Расчетные величины для насосов				Расчетные величины для долота									Загрузка насосов	Тип долота или насадки	Режим течения в кольцевом пространстве
	D_{gi} , м	n_i , об/мин	S_i	K_i	$\bar{p}_{mi}$, МПа	Δp_{mi} , МПа	p_{gi} , МПа	$\bar{p}_{Ti}$, МПа	Δp_{Ti} , МПа	$\bar{f}_{0i}$, мм ²	p_{gi} , МПа	Δp_{gi} , МПа	$\bar{f}_{0i}$, мм ²			
200	0,185	55	0,45	2	2,53	1,23	1,75	10,5	5,1	—	5,8	2,8	—	Переменная (63 %)	Серийное	Турбулентный
500													См. рис. 65	Постоянная (60 %)	Цилиндрические коноидальные	
1000																
1500																
2000	0,160	55	0,45	2	3,25	1,75	1,25	6,95	3,74	—	4,79	2,58	—	Переменная 65 (%)	Серийное	
2500	0,130	55	0,45	2	6,25	3,75	—	13,4	8,02	См. рис. 67	9,2	5,53	См. рис. 67	Постоянная (59 %)	Цилиндрические, коноидальные	Квазиламинарный
3000																
3500	0,120	55	0,45	1	3,55	2,2	—	6,53	4,05	155	4,5	2,8	—	Переменный (37 %)	Цилиндрические	

ПРИМЕР ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ПРОГРАММЫ ПРОМЫВКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПРИ ТУРБИННОМ БУРЕНИИ

Составить гидравлическую программу бурения скважины для следующих условий. Эксплуатационная вертикальная скважина глубиной 2100 м. Глубина спуска 245-мм кондуктора 400 м. Диаметр гидромониторного долота в интервале 400—2100 м $D=215,9$ мм. Для бурения используются турбобур ЗТСШ-195ТЛ, шпindelь Ш1-195, два насоса У8-6МА. Коэффициент наполнения насоса $\eta_n=0,85$. Применяются бурильные трубы ТБПВ диаметром 127 мм с толщиной стенки $\delta=9$ мм; УБТ диаметром $D_2=178$ мм (внутренний диаметр $D_1=80$ мм) и длиной 100 м.

В манифольд циркуляционной системы буровой установки входят следующие элементы: стояк диаметром 141 мм, буровой рукав внутренним диаметром 90 мм, вертлюг условным диаметром проходного сечения 90 мм, ведущая труба диаметром проходного сечения 90 мм; горизонтальный участок манифольда длиной 60 м представляет собой трубу диаметром 168 мм с толщиной стенки 12 мм. Паспортное значение максимально допустимого рабочего давления манифольда 25 МПа. Перепад давлений в турбобуре ЗТСШ-195ТЛ при течении бурового раствора плотностью 1100 кг/м^3 $p_t=5,5$ МПа. Диаметр скважины принимаем равным номинальному диаметру долота.

Выбор расхода промывочной жидкости

Для обеспечения необходимых энергетических параметров на валу турбобура ЗТСШ-195ТЛ расход раствора принимаем равным $0,040 \text{ м}^3/\text{с}$.

Выбор рабочего давления буровых насосов

Расход $Q=0,040 \text{ м}^3/\text{с}$ обеспечивается работой двух насосов У8-6МА, оснащенных втулками диаметром 140 мм.

$$Q = Q_T \cdot 0,85 = 0,047 \cdot 0,85 \approx 0,040 \text{ м}^3/\text{с}.$$

При работе с втулками диаметром 140 мм паспортное максимально допустимое рабочее давление бурового насоса У8-6МА $p_{T \max}=22,5$ МПа. Величина рабочего давления с учетом опыта эксплуатации насосов в этом районе

$$p = 0,85 p_{T \max} = 0,85 \cdot 22,5 = 19,125 \text{ МПа}.$$

Таким образом, принимаем $p=19$ МПа.

Определение режима течения промывочной жидкости

В интервале 400—1200 м для бурильных труб $d_1=109$ мм

$$Ne_1 = \frac{\tau_0 \rho d_1^2}{\eta^2} = \frac{2,5 \cdot 1100 \cdot 0,109^2}{0,014^2} = 166\,697.$$

Расчетному значению Ne_1 соответствует $Re_{кр}=9000$.

$$Re_{11} = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{\rho Q}{\eta d_1} = \frac{4 \cdot 1100 \cdot 0,040}{3,14 \cdot 0,014 \cdot 0,109} \approx 36\,762.$$

Так как $Re_{11} > Re_{кр}$, режим течения в бурильных трубах турбулентный. Из этого следует, что режим течения промывочной жидкости в УБТ диаметром $D_2=178$ мм то же турбулентный.

В кольцевом пространстве для $D=215,9$ мм и $d_2=127$ мм

$$He_{31} = \frac{\tau_0 \rho_{\text{жл}} (D - d_2)^2}{\eta^2} = \frac{2,5 \cdot 1100 (0,2159 - 0,127)^2}{0,014^2} \approx 110\,886.$$

Расчетному значению He_3 соответствует $Re_{3кр}=7500$.

$$Re_{31} = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{\rho Q}{\eta (D + d_2)} = \frac{4 \cdot 1100 \cdot 0,040}{3,14 \cdot 0,014 (0,2159 + 0,127)} \approx 11\,686.$$

Так как $Re_{31} > Re_{3кр}$, режим течения в кольцевом пространстве турбулентный.

Следовательно, в кольцевых пространствах для $D=215,9$ мм и $D_2=178$ мм; $D=215,9$ мм и $d_{\text{дв}}=195$ мм режим течения будет то же турбулентный.

В интервале 1200—1600 м для бурильных труб $d_1=109$ мм

$$He_{12} = \frac{(3 \cdot 1160 \cdot 0,109^2)}{0,016^2} \approx 161\,507.$$

Расчетному значению He_1 соответствует $Re_{1кр}=9000$.

$$Re_{11} = \frac{(4 \cdot 1160 \cdot 0,040)}{(3,14 \cdot 0,016 \cdot 0,109)} \approx 33\,922.$$

Так как $Re_{11} > Re_{1кр}$, режим течения в бурильных трубах турбулентный. Кроме того, режим течения в УБТ для $D_2=178$ мм то же турбулентный.

В кольцевом пространстве для $D=215,9$ мм и $d_2=127$ мм

$$He_{32} = \frac{3 \cdot 1160 \cdot (0,2159 - 0,127)^2}{0,016^2} \approx 107\,434.$$

Расчетному значению He_3 соответствует $Re_{3кр}=7200$.

$$Re_{32} = \frac{(4 \cdot 1160 \cdot 0,040)}{[3,14 \cdot 0,016 \cdot (0,2159 + 0,127)]} \approx 10\,783.$$

Так как $Re_{32} > Re_{кр}$, режим течения в кольцевом пространстве $D=215,9$ мм и $d_2=127$ мм турбулентный. Следовательно, в кольцевых пространствах для $D=215,9$ мм и $D_2=178$ мм; $D=215,9$ мм и $d_{\text{дв}}=195$ мм режим течения будет то же турбулентный.

В интервале 1600—1900 м так же, как и в интервале 1200—1600 м проходка осуществляется при $Q=\text{idem}$, $\rho=\text{idem}$, $\tau_0=\text{idem}$ и $\eta=\text{idem}$ с использованием одинаковой компоновки бурильной колонны. Поэтому на основании приведенных выше расчетов режим течения турбулентный в бурильных трубах $d_1=109$ мм; УБТ $D_2=178$ мм; кольцевых пространствах $D=215,9$ мм и $d_2=127$ мм; $D=215,9$ мм и $D_2=178$ мм; $D=215,9$ мм и $d_{\text{дв}}=195$ мм.

В интервале 1900—2100 м для бурильных труб $d_1=109$ мм

$$He_{14} = \frac{(4 \cdot 1180 \cdot 0,109^2)}{0,018^2} = 173\,081.$$

Расчетному значению He_1 соответствует $Re_{1кр}=9000$.

$$Re_{14} = \frac{(4 \cdot 1180 \cdot 0,040)}{(3,14 \cdot 0,018 \cdot 0,109)} \approx 30\,672.$$

Так как $Re_{14} > Re_{1кр}$, режим течения в бурильных трубах турбулентный. Следовательно, режим течения в УБТ $D_2 = 178$ мм то же турбулентный.

В кольцевом пространстве $D = 215,9$ мм и $d_2 = 127$ мм

$$Re_{34} = \frac{4 \cdot 1180 (0,2159 - 0,127)^2}{0,018^2} \approx 115\,133.$$

Расчетному значению Re_3 соответствует $Re_{3кр} = 7500$.

$$Re_{34} = \frac{7(1180 \cdot 0,040)}{0,018(0,2159 + 0,127)} \approx 9750.$$

Так как $Re_{34} > Re_{3кр}$, режим течения в кольцевом пространстве $D = 215,9$ мм и $d_2 = 127$ мм турбулентный, следовательно, в кольцевых пространствах $D = 215,9$ мм и $d_2 = 0,178$ мм; $D = 215,9$ мм и $d_{дв} = 195$ мм режим течения то же будет турбулентный.

Расчет баланса давлений

В интервале 400—1200 м потери давления в манифольде $p_0 = 0,55$ МПа. Потери давления в бурильных трубах $d_1 = 109$ мм и длиной $l_{11} = H - l_{дв} - l = 1200 - 26 - 100 = 1074$ м.

$$p_{11} = \frac{8}{\pi^2 g} \lambda_{\tau} \frac{l_{11}}{d_1^5} \rho Q^2 = \frac{8}{3,14^2 \cdot 9,8} \cdot 0,02 \times \\ \times \frac{1074 \cdot 1100 \cdot 0,040^2}{0,109^5} \approx 1,99 \text{ МПа.}$$

Потери давления в УБТ

$$p_{21} = \frac{8}{\pi^2 g} \lambda_{УБТ} \frac{l}{D_1^5} \rho Q^2 = \frac{8}{3,14^2 \cdot 9,8} \cdot 0,02 \times \\ \times \frac{100}{0,080^5} \cdot 1100 \cdot 0,040^2 \approx 0,87 \text{ МПа.}$$

Потери давления в кольцевом пространстве $D = 215,9$ мм и $d_1 = 127$ мм

$$p_{31} = \frac{8}{\pi^2 g} \lambda_{\kappa} \frac{l_{11} \rho Q^2}{(D - d_1)^3 (D + d_1)^2} = \frac{8}{3,14^2 \cdot 9,8} \cdot 0,02 \times \\ \times \frac{1074 \cdot 1100 \cdot 0,040^2}{(0,2159 - 0,127)^3 (0,2159 + 0,127)^2} \approx 0,37 \text{ МПа.}$$

Потери давления в кольцевом пространстве $D = 215,9$ мм и $D_2 = 178$ мм

$$p_{41} = \frac{8}{3,14^2 \cdot 9,8} \cdot 0,02 \times \\ \times \frac{100 \cdot 1100 \cdot 0,040^2}{(0,2159 - 0,178)^3 (0,2159 + 0,178)^2} \approx 0,34 \text{ МПа.}$$

Потери давления в кольцевом пространстве $D=215,9$ мм и $d_{дв}=195$ мм

$$p_{кдв} = \frac{8}{3,14^2 \cdot 9,8} \cdot 0,02 \times \\ \times \frac{26 \cdot 1100 \cdot 0,040^2}{(0,2159 - 0,195)^3 (0,2159 + 0,195)^2} \approx 0,48 \text{ МПа.}$$

Потери давления в турбобуре $p_{дв}=5,5 \cdot 1100 \cdot 10^{-3}=6,05$ МПа.

Суммарные потери давления в скважине за исключением потерь давления в промывочных узлах долота

$$p_{\text{сум}} = 0,55 + 1,99 + 0,87 + 0,37 + 0,34 + 0,48 + \\ + 6,05 = 10,65 \text{ МПа.}$$

Резерв давления для реализации в промывочных узлах гидромониторного долота $p_{р1}=19,0 - 10,65=8,35$ МПа.

В интервале 1200—1600 м потери давления в манифольде $p_0=0,57$ МПа.

Потери давления в бурильных трубах $d_1=109$ мм длиной $l_{12}=1600 - 26 - 100=1474$ м

$$p_{12} = \frac{8}{3,14^2 \cdot 9,8} \cdot 0,02 \cdot \frac{1474}{0,109^5} \cdot 1160 \cdot 0,040^2 \approx 2,88 \text{ МПа.}$$

Потери давления в УБТ

$$p_{22} = \frac{8}{3,14^2 \cdot 9,8} \cdot 0,02 \cdot \frac{100}{0,080^5} \cdot 1160 \cdot 0,040^2 \approx 0,91 \text{ МПа.}$$

Потери давления в кольцевом пространстве $D=215,9$ мм и $d_2=127$ мм

$$p_{32} = \frac{8}{3,14^2 \cdot 9,8} \cdot 0,02 \times \\ \times \frac{1474 \cdot 1160 \cdot 0,040^2}{(0,2159 - 0,127)^3 (0,2159 + 0,127)^2} = 0,54 \text{ МПа.}$$

Потери давления в кольцевом пространстве $D=215,9$ мм и $D_2=178$ мм

$$p_{42} = \frac{8}{3,14^2 \cdot 9,8} \cdot 0,02 \times \\ \times \frac{100 \cdot 1160 \cdot 0,040^2}{(0,2159 - 0,178)^3 (0,2159 + 0,178)^2} \approx 0,36 \text{ МПа.}$$

Потери давления в кольцевом пространстве $D=216,9$ мм и $d_{дв}=195$ мм

$$p_{к. дв} = \frac{9}{3,14^2 \cdot 9,8} \cdot 0,02 \times \\ \times \frac{26 \cdot 1100 \cdot 0,040}{(0,2159 - 0,195)^3 (0,2159 + 0,195)^2} \approx 0,51 \text{ МПа.}$$

Потери давления в турбобуре $p_{дв}=5,5 \cdot 1160 \cdot 10^{-3}=6,38$ МПа.

Суммарные потери давления в скважине за исключением потерь давления в промывочных узлах долота

$$p_{\text{сум}} = 0,57 + 2,88 + 0,91 + 0,54 + 0,36 + 0,51 + 6,38 = 12,15 \text{ МПа.}$$

Резерв давления для реализации в промывочных узлах гидромониторного долота $p_{p2} = 19,0 - 12,15 = 6,85 \text{ МПа}$

В интервале 1600—1900 м потери давления в манифольде $p_0 = 0,57 \text{ МПа.}$

Потери давления в бурильных трубах $l_{13} = 1900 - 26 - 100 = 1774 \text{ м}$

$$p_{13} = \frac{8}{3,14^2 \cdot 9,8} \cdot 0,02 \cdot \frac{1774}{0,109^5} \cdot 1160 \cdot 0,040^3 = 3,47 \text{ МПа.}$$

Потери давления в УБТ

$$p_{23} = \frac{8}{3,14^2 \cdot 9,8} \cdot 0,02 \cdot \frac{100}{0,080^5} \cdot 1160 \cdot 0,040^3 \approx 0,91 \text{ МПа.}$$

Потери давления в кольцевом пространстве $D = 215,9 \text{ мм}$ и $d_2 = 127 \text{ мм}$

$$p_{33} = \frac{8}{3,14^2 \cdot 9,8} \cdot 0,02 \times \\ \times \frac{1774 \cdot 1160 \cdot 0,040^3}{(0,2159 - 0,127)^3 (0,2159 + 0,127)^3} = 0,65 \text{ МПа.}$$

Потери давления в кольцевом пространстве $D = 215,9 \text{ мм}$ и $D_2 = 178 \text{ мм}$

$$p_{43} = \frac{8}{3,14^2 \cdot 9,8} \cdot 0,02 \times \\ \times \frac{100 \cdot 1160 \cdot 0,040^3}{(0,2159 - 0,178)^3 (0,2159 + 0,178)^3} \approx 0,36 \text{ МПа.}$$

Потери давления в кольцевом пространстве $D = 215,9 \text{ мм}$ и $d_{\text{дв}} = 195 \text{ мм}$

$$p_{\text{к. дв}} = \frac{8}{3,14^2 \cdot 9,8} \cdot 0,02 \times \\ \times \frac{26 \cdot 1100 \cdot 0,040^3}{(0,2159 - 0,195)^3 (0,2159 + 0,195)^3} \approx 0,51 \text{ МПа.}$$

Потери давления в турбобуре $p_{\text{дв}} = 5,5 \cdot 1160 \cdot 10^{-3} = 6,38 \text{ МПа.}$

Суммарные потери давления в скважине за исключением потерь давления в промывочных узлах долота

$$p_{\text{сум}} = 0,57 + 3,47 + 0,91 + 0,65 + 0,36 + 0,51 + 6,38 = 12,85 \text{ МПа.}$$

Резерв давления для реализации в промывочных узлах гидромониторного долота

$$p_{p3} = 19,0 - 12,85 = 6,15 \text{ МПа.}$$

В интервале 1900—2100 м потери давления в манифольде $p_0 = 0,58$ МПа.

Потери давления в бурильных трубах $d_1 = 109$ мм $l_4 = 2100 - 26 - 100 = 1974$ м

$$p_{14} = \frac{8}{3,14^2 \cdot 9,8} \cdot 0,02 \cdot \frac{1974}{0,109^5} \cdot 1180 \cdot 0,040^2 \approx 3,93 \text{ МПа.}$$

Потери давления в УБТ

$$p_{24} = \frac{8}{3,14^2 \cdot 9,8} \cdot 0,02 \cdot \frac{100}{0,080^5} \cdot 1180 \cdot 0,040^2 \approx 0,93 \text{ МПа.}$$

Потери давления в кольцевом пространстве $D = 215,9$ мм и $d_2 = 127$ мм

$$p_{34} = \frac{8}{3,14^2 \cdot 9,8} \cdot 0,02 \times \\ \times \frac{1974 \cdot 1180 \cdot 0,040^2}{(0,2159 - 0,127)^3 (0,2159 + 0,127)^2} \approx 0,73 \text{ МПа.}$$

Потери давления в кольцевом пространстве $D = 215,9$ мм и $D_2 = 178$ мм

$$p_{44} = \frac{8}{3,14^2 \cdot 9,8} \cdot 0,02 \times \\ \times \frac{100 \cdot 1180 \cdot 0,040^2}{(0,2159 - 0,178)^3 (0,2159 + 0,178)^2} \approx 0,36 \text{ МПа.}$$

Потери давления в кольцевом пространстве $D = 215,9$ мм и $d_{дв} = 195$ мм

$$p_{к. дв} = \frac{8}{3,14^2 \cdot 9,8} \cdot 0,02 \times \\ \times \frac{26 \cdot 1180 \cdot 0,040^2}{(0,2159 - 0,190)^3 (0,2159 + 0,195)^2} \approx 0,52 \text{ МПа.}$$

Потери давления в турбобуре $p_{дв} = 5,5 \cdot 1180 \cdot 10^{-3} = 6,49$ МПа.

Суммарные потери давления в скважине за исключением потерь давления в промывочных узлах долота

$$p_{\text{сум}} = 0,58 + 3,93 + 0,93 + 0,73 + 0,36 + 0,52 + 6,49 = 13,54 \text{ МПа.}$$

Резерв давления для реализации в промывочных узлах гидромониторного долота

$$p_{p4} = 19,0 - 13,54 = 5,46 \text{ МПа.}$$

Оценка выполнения условия недопущения гидроразрыва пластов

По данным исследований известно, что давление гидроразрыва $p_{гр}$ изменяется в зависимости от глубины:

Глубина, м	1200	1600	1900	2100
$p_{гр}$, МПа	16,8	22,4	30,4	33,6

Таблица 38

Номер рейса	Интервал бурения, м	Проходка за рейс, м	Средняя механическая скорость, м/ч	Параметры бурового раствора			$Q \times 10^3$, м ³ /с
				ρ , кг/м ³	τ , Па	η , Па·с	
1	400—1200	800	80	1100	2,5	0,014	40
2	1200—1600	400	40	1160	3,0	0,016	40
3	1600—1900	300	20	1160	3,0	0,016	40
4	1900—2100	200	15	1180	4,0	0,018	40

При глубине скважины 1200 м

$$p_{21} = \rho g H_1 + (p_{31} + p_{41} + p_{\text{к. дв}}) = 11,76 + 1,19 = 12,95 \text{ МПа.}$$

При глубине скважины 1600 м

$$p_{22} = 18,56 (0,54 + 0,36 + 0,51) = 19,97 \text{ МПа.}$$

При глубине скважины 1900 м

$$p_{23} = 22,04 + (0,65 + 0,36 + 0,51) = 23,56 \text{ МПа.}$$

При глубине скважины 2100 м

$$p_{24} = 24,78 + (0,73 + 0,36 + 0,52) = 26,39 \text{ МПа.}$$

Из сравнения величин гидродинамического давления на пласт со значениями давлений гидроразрыва следует, что гидроразрыва пласта во время бурения не должно произойти.

Выбор перепада давлений и диаметров насадок гидромониторного долота

Перепады давлений в гидромониторных долотах принимаем в зависимости от интервала бурения.

По данным опытной прокачки, величина утечки промывочной жидкости через пятую-сальник шпинделя турбобура Q_y зависит от перепада давлений. Расход промывочной жидкости через долото $Q_d = Q - Q_y$ также находится в зависимости от перепада давлений на долоте p_d .

Интервал бурения, м	400—1200	1200—1600	1600—1900	1900—2100
Перепад давления p_d , МПа	8,5	6,5	6,0	5,5
Q_y , м ³ /с	0,0032	0,0026	0,0012	0,0010
Q_d , м ³ /с	0,0368	0,0374	0,0388	0,0390

Определим диаметр насадок гидромониторного долота.

В интервале 400—1200 м

$$d_{51} = \sqrt[4]{\frac{8\rho Q_d^2}{\pi^2 m^2 \mu^2 p_d}} = \sqrt[4]{\frac{8 \cdot 1100 \cdot 0,0368^2}{3,14^2 \cdot 3^2 \cdot 0,92^2 \cdot 8,5 \cdot 10^6}} \approx 0,0115 \text{ м.}$$

Диаметр втулок насоса, мм	Баланс давлений, МПа						Насадки		p_2 , МПа	$p_{гр}$, МПа
	p_0	$p_1 + p_2$	$p_2 + p_3$	$p_{дв}$	p_d	$p_{сум}$	диаметр, мм	число		
140	0,55	2,86	1,19	6,05	8,5	19,15	11,5	3	12,95	16,8
140	0,57	3,79	1,41	6,38	6,5	18,65	12,5	3	19,97	22,4
140	0,57	4,38	1,52	6,38	6,0	18,85	12,6	3	23,56	30,4
140	0,58	4,86	1,61	6,49	5,5	19,04	13,4	3	26,39	33,6

В интервале 1200—1600 м

$$d_{52} = \sqrt[4]{\frac{8 \cdot 1160 \cdot 0,0374^2}{3,14^2 \cdot 3^2 \cdot 0,92^2 \cdot 6,5 \cdot 10^6}} \approx 0,0125 \text{ м.}$$

В интервале 1600—1900 м

$$d_{53} = \sqrt[4]{\frac{8 \cdot 1160 \cdot 0,0388^2}{3,14^2 \cdot 3^2 \cdot 0,92^2 \cdot 6 \cdot 10^6}} \approx 0,0126.$$

В интервале 1900—2100 м

$$d_{54} = \sqrt[4]{\frac{8 \cdot 1180 \cdot 0,039^2}{3,14^2 \cdot 3^2 \cdot 0,92^2 \cdot 5,5 \cdot 10^6}} \approx 0,0134.$$

Результаты расчета сведены в табл. 38.

МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БУРОВОГО РАСТВОРА

В данном разделе приведены правила контроля показателей бурового раствора в процессе бурения скважин. Задача контроля — получение объективной информации о свойствах бурового раствора, позволяющей своевременно обнаружить их отклонение от проектных значений и принять соответствующие меры по восстановлению качества раствора. Суть контроля параметров бурового раствора заключается в том, что в определенное время из системы циркуляции отбирают заданное количество проб и выполняют измерения с помощью приборов и устройств. По результатам

измерений находят средние значения параметров и в зависимости от положения этих значений относительно заданных границ принимают решение об их регулировании.

Параметры бурового раствора, подлежащие контролю, можно разделить на три группы. К первой относятся параметры, контроль которых обязателен для всех скважин: плотность, условная вязкость, статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин, показатель фильтрации, толщина фильтрационной корки, концентрация водородных ионов, концентрация твердых примесей. Для контроля параметров первой группы предназначен серийно выпускаемый комплект лаборанта буровых растворов КЛР-1, включающий рычажные весы ВЛР-2, вискозиметр ВБР-1, фильтр-пресс ФЛР-1, отстойник ОМ-2, вискозиметр ВСН-3, термометр ТБР-1 и набор индикаторной бумаги, реагентов и посуды для химических анализов.

В случае использования специальных буровых растворов (хлоркальциевых, известковых, гипсовых, калиевых, соленасыщенных, эмульсионных) надо контролировать также химический состав и pH фильтрата, содержание нефти, напряжение пробоя (для эмульсионных растворов), концентрацию твердой фазы (общую и глинистую). Для определения содержания твердой фазы и нефти в буровых растворах предназначено устройство ТФН-1, для измерения напряжения пробоя — ИГЭР-1.

Ко второй группе относятся специальные параметры, контроль которых обязателен для скважин с осложнениями геологическими условиями (высокая минерализация напорных пластовых вод, поглощения, газо-, нефте- и водопроявления и др.). Эта группа параметров включает: показатель фильтрации при повышенных температурах, содержание газа, предельное динамическое напряжение сдвига, пластическую вязкость, степень минерализации, содержание ионов кальция, магния, натрия, хлора, калия, сульфата, содержание и состав твердой фазы, нефти, напряжение пробоя (для эмульсионных растворов).

Для контроля параметров буровых растворов первой и второй групп серийно выпущена самоходная контрольная лаборатория СКЛ-1, включающая комплект лаборанта КЛР-1, испытатель ИГЭР-1, установку ТФН-1, фильтр-пресс УИВ-2 (ФП-200).

К третьей группе относятся факультативные параметры, дающие дополнительную информацию о свойствах бурового раствора. Эта группа включает: динамическое напряжение сдвига и пластическую вязкость при повышенной температуре, статическое напряжение сдвига при повышенной температуре, смазочную способность и напряжение сдвига фильтрационной корки.

Для контроля всех упомянутых показателей буровых растворов предназначена стационарная лаборатория «Раствор-1», включающая комплект лаборанта КЛР-1, ротационный вискозиметр ВСН-2М, фильтр-пресс УИВ-2 (ФП-200), pH-метр, установки для определения: смазочной способности бурового раствора СР-1, напряжения сдвига фильтрационной корки НК-1, концентрации твердой фазы и нефти ТФН-1, а также для термообработки бурового раствора УТ-1, испытатель гидрофобных эмульсионных растворов ИГЭР-1.

По технологическому принципу свойства бурового раствора можно разделить на пять групп: 1) физико-механические; 2) показатели фильтрации

и стабильности; 3) фрикционные; 4) показатели загрязнения; 5) компонентный и химический составы. К физико-механическим относятся плотность, статическое и динамическое напряжение сдвига, условная, пластическая и эффективная вязкость. Показатели фильтрации и стабильности включают в себя собственно показатель фильтрации, толщину фильтрационной корки, показатель стабильности, суточный отстой, напряжение электропробоя. Фрикционные свойства — это смазочная способность раствора и напряжение сдвига фильтрационной корки. Показатели загрязнения раствора — твердые примеси, пластовые флюиды. Под компонентным и химическим составом понимают содержание ингредиентов (глины, воды, утяжелителя, смазывающих веществ, химических реагентов и др.), а также различных ионов солей, общую минерализацию и т. д.

ИЗМЕРЕНИЕ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

ПЛОТНОСТЬ

Для измерений могут быть использованы: рычажные весы-плотномер ВРП-1; ареометр АГ-ЗПП; пикнометр.

Рычажные весы-плотномер ВРП-1 (рис. 69) состоят из стойки 8, подвижной части, включающей в себя рычаг 6, жестко скрепленный с мерным стаканом 1, на который надевается крышка 2, призмы 4 и 5, укрепленных на рычаге 6, подушки 3, соединяющей подвижную часть весов со стойкой, двух измерительных шкал (верхней и нижней); замеры по верхней шкале осуществляются путем установки весов на правую призму и перемещения подвижного груза 7, замеры по нижней шкале осуществляются путем установки весов на левую призму и перемещения подвижного груза.

Принцип работы ВРП-1 основан на уравнивании моментов левой и правой сторон подвижной части весов относительно опоры на призмах.

Техническая характеристика ВРП-1

Диапазон измерения плотности бурового раствора в г/см^3 по шкале:

верхней	0,9—1,6
нижней	1,5—2,6
Погрешность измерения, г/см^3	0,01

Порядок работы. Залить раствор в мерный стакан до верхней кромки и закрыть крышкой. Излишки раствора, вытекшие через специальное отверстие, удалить. Установить подвижную часть весов на стойке при помощи правой призмы. Передвигая вправо или влево подвижной груз, установить рычаг в положение равновесия и прочесть показания плотности раствора по верхней шкале. Если плотность раствора окажется большей, чем предел измерения по верхней шкале, то подвижную часть весов необходимо переставить на левую призму и вести измерения по нижней шкале. После замера снять крышку и вылить раствор из стакана, промыть мерный стакан и крышку водой, протереть насухо.

Ареометр АГ-ЗПП (рис. 70) состоит из следующих основных частей: съемного грузика 1, мерного стакана 2, поплавка 3 со стержнем 4. К по-

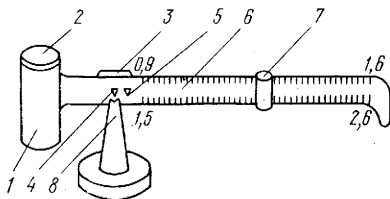


Рис. 69. Рычажные весы-плотномер ВРП-1

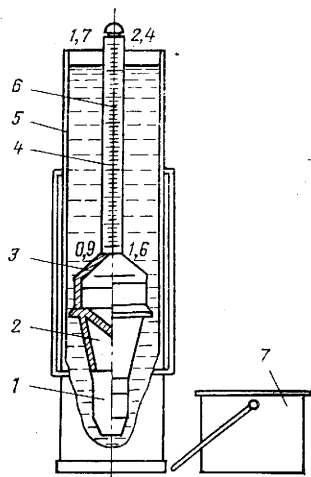


Рис. 70. Ареометр АГ-ЗПП

плавку крепится мерный стакан с помощью штифтов; на стержне имеются две шкалы: основная 6, по которой измеряют плотность раствора, и поправочная, по которой определяют поправку в случае применения минерализованной воды. Прибор поставляют в комплекте с ведром для воды 5. Крышка ведра 7 служит пробоотборником для раствора.

Техническая характеристика АГ-ЗПП

Пределы измерения, г/см ³ :	
при надетом калибровочном грузе	1,6—2,4
без калибровочного груза	0,9—1,7
Погрешность измерения, г/см ³	±0,02
Объем пробы раствора, см ³	78,5±1

Порядок работы. При использовании для измерения обычной воды чистый и сухой мерный стакан заполнить буровым раствором, соединить с поплавком поворотом последнего до упора, тщательно обмыть снаружи, погрузить в ведро с водой и сделать отсчет плотности по основной шкале (по делению, до которого ареометр опустился в воду). При использовании для измерений минерализованной воды делается поправка на плотность этой воды, для чего мерный стакан надо заполнить этой водой и соединить с поплавком; затем прибор погрузить в ведро и оставить свободно плавать. Деление на поправочной шкале, до которого ареометр погрузится в воду, покажет алгебраическую величину поправки $\Delta\rho$. Затем вылить минерализованную воду из стакана, налить буровой раствор и погрузить в воду; сделать отсчет по основной шкале $\rho_{\text{осп}}$.

Плотность бурового раствора в случае применения минерализованной воды

$$\rho = \rho_{\text{осп}} + \Delta\rho.$$

Пикнометр представляет собой стеклянный сосуд с притертой пробкой и меткой на шейке. Для выхода из пикнометра воздуха или газа, которые могут выделяться из пробы, в последней предусмотрена сквозная канавка.

Порядок работы. Взвесить сухой чистый пикнометр (P_1), заполнить его буровым раствором до метки, закрыть пробкой, вытереть досуха и взвесить (P_2).

Плотность бурового раствора рассчитывается по формуле

$$\rho = (P_2 - P_1)/V_{\text{п}}.$$

Если объем пикнометра заранее не известен, то он определяется следующим образом. Взвесить чистый сухой пикнометр P_1 , заполнить его дистиллированной водой выше метки и выдержать некоторое время в водяной бане при температуре 15 °С, отобрать избыток воды при помощи фильтровальной бумаги, закрыть пикнометр пробкой, вытереть досуха и взвесить P_2' .

Объем пикнометра определяется по формуле

$$V_{\text{п}} = P_2' - P_1.$$

Объем можно выразить непосредственно в см³, так как масса 1 см³ воды при 15 °С равна 1 г.

УСЛОВНАЯ ВЯЗКОСТЬ

Для измерения условной вязкости используют вискозиметр ВБР-1, который состоит из мерной кружки и воронки.

Техническая характеристика ВБР-1

Постоянная вискозиметра (время истечения 500 см ³ воды) при температуре 20±5 °С, с	15
Абсолютная погрешность постоянной вискозиметра, с	±0,5
Объем воронки вискозиметра, см ³	700
Объем мерной кружки, см ³	500

Порядок работы. Промыть водой воронку вискозиметра и мерную кружку, закрыть отверстие трубки пальцем правой руки и налить ковшом в воронку через сетку испытуемый раствор до краев, подставить мерную кружку под трубку вискозиметра и, убрав палец, открыть отверстие трубки, одновременно включив левой рукой секундомер. В момент заполнения кружки раствором до краев остановить секундомер, закрыть отверстие трубки пальцем и прочесть показания секундомера. После каждого измерения кружку мыть.

Условную вязкость T рассчитывают как среднее из трех последовательных измерений, отличающихся между собой не более чем на 2 с

$$T = (T_1 + T_2 + T_3)/3$$

(T_1 , T_2 , T_3 — три последовательных измерения условной вязкости, с).

СТАТИЧЕСКОЕ НАПРЯЖЕНИЕ СДВИГА

Для измерений могут быть использованы: прибор СНС-2 и ротационный вискозиметр ВСН-3.

Прибор СНС-2 (рис. 71) состоит из измерительной части и привода, смонтированных на прямоугольной плите 1, измерительная часть имеет

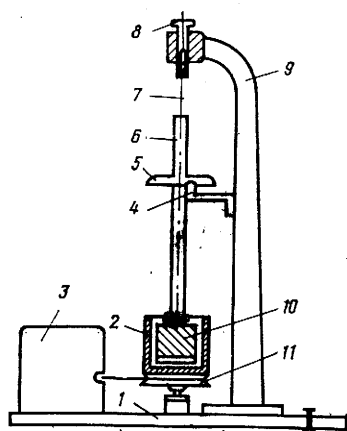


Рис. 71. Прибор СНС-2

внешний цилиндр 2, установленный на вращающемся столике 11, и внутренний цилиндр 10, подвешенный на стойке 9 с помощью упругой нити 7, которая защищена металлической трубкой 6. На стойке укреплен кронштейн 4 с риской указателя. В верхней части трубки установлен диск со шкалой 5. Вращением подвески 8 устанавливается «0» шкалы против риски на стрелке указателя. Привод внешнего цилиндра осуществляется от электродвигателя 3 (типа СД-2) через редуктор и гибкую передачу.

Принцип работы прибора СНС-2 основан на измерении сдвиговых напряжений в контролируемой среде, располагаемой между соосными цилиндрами.

Мерой сдвиговых напряжений является угол поворота подвижного цилиндра вокруг своей оси.

Техническая характеристика СНС-2

Пределы измерения в Па при диаметре нити, мм:

0,3	0—4
0,4	0—10
0,5	0—20

Допускаемая продолжительность измерения, с 60

Частота вращения внешнего цилиндра, об/мин 0,2

Погрешность измерения, % ± 3

Питание электродвигателя от сети переменного тока напряжением, В 220

Порядок работы. Подготовить прибор к работе в соответствии с инструкцией по эксплуатации. Тщательно перемешать пробу бурового раствора, зачерпнуть размешанный раствор меркой $120 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$ (120 мл) (прилагается к прибору) и залить в установленный на вращающемся столике прибора внешний цилиндр. Погрузить подвесной цилиндр во внешний цилиндр и подвесить нить на пробку; подвесной цилиндр должен быть погружен в раствор точно до верхнего края; если раствор не достигает верхнего края, следует долить раствор. Быстро установить «0» шкалы против риски указателя и пустить секундомер; через 60 с (1 мин) остановить секундомер и включить электродвигатель прибора. После остановки подвесного цилиндра отсчитать угол закручивания нити φ_1 . Установить шкалу в нулевое положение, оставить раствор в состоянии покоя на 600 с (10 мин), затем снова включить прибор и измерить максимальный угол закручивания нити φ_{10} .

Предельное статическое напряжение сдвига (в Па)

$$\theta_{1,10} = A\varphi_{1,10},$$

где A — коэффициент прибора, на котором проводится измерение (дается в паспорте прибора).

Ротационный вискозиметр ВСН-3 (рис. 72) состоит из следующих частей: корпуса 15, измерительного механизма, который включает наружный цилиндр (ротор) 11, внутренний цилиндр (измерительный) 12, измерительную шкалу 7, шкалу крутильной головки 8, крутильную головку 10, динамометр 9; двухскоростного редуктора 1; синхронных двигателей (СД-54 и СД-2) 2 и 4; переключателя редуктора 3; шестеренки обгонной муфты 5; трансмиссионного вала 6; подвижного кронштейна 14, на который ставится стакан 13 с буровым раствором.

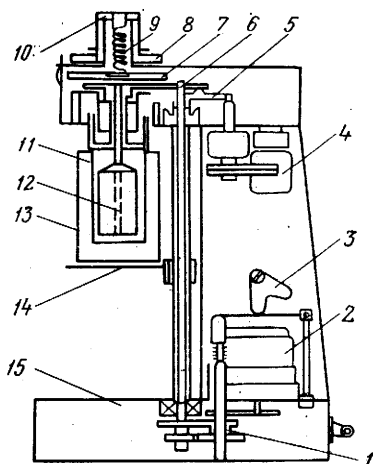


Рис. 72. Ротационный вискозиметр ВСН-3

Принцип работы ротационного вискозиметра ВСН-3 аналогичен принципу работы СНС-2.

Порядок работы. Перед измерением чистый сухой стакан заполнить буровым раствором и поставить на кронштейн, включить тумблер «сеть», перемешать исследуемый раствор при 600 об/мин в течение 60 с (1 мин). Выключить тумблер «сеть», установить ручку переключателя частоты вращения в положение «0,2». Раствор оставить в покое на необходимое время (1 мин, 10 мин и др.), включить тумблер «сеть», отсчитать по шкале показания угла поворота измерительного элемента ϕ в момент максимальных значений, предшествующих разрушению структуры.

Техническая характеристика ВСН-3

Предел измерения касательных напряжений сдвига (предельного статического напряжения сдвига) в Па для пружин:

№ 1	0—45
№ 2	0—90

Предел измерения динамической вязкости ньютоновских жидкостей при 200 об/мин гильзы в Па·с для пружин:

№ 1	0,001—0,2
№ 2	0,001—0,4
Частота вращения гильзы, об/мин	0,2; 200; 300; 400; 600

Основная приведенная погрешность измерения, %, не более:

касательных напряжений сдвига	4
динамической вязкости	5
Погрешность отсчета угла поворота измерительного элемента, градус	$\pm 0,5$
Ток переменный напряжением, В	220^{+22}_{-33}
Предел термостатирования, °С	20—60

Предельное статическое напряжение сдвига (в Па) вычисляют по формуле

$$\theta_{1,10} = K\phi_{1,10}.$$

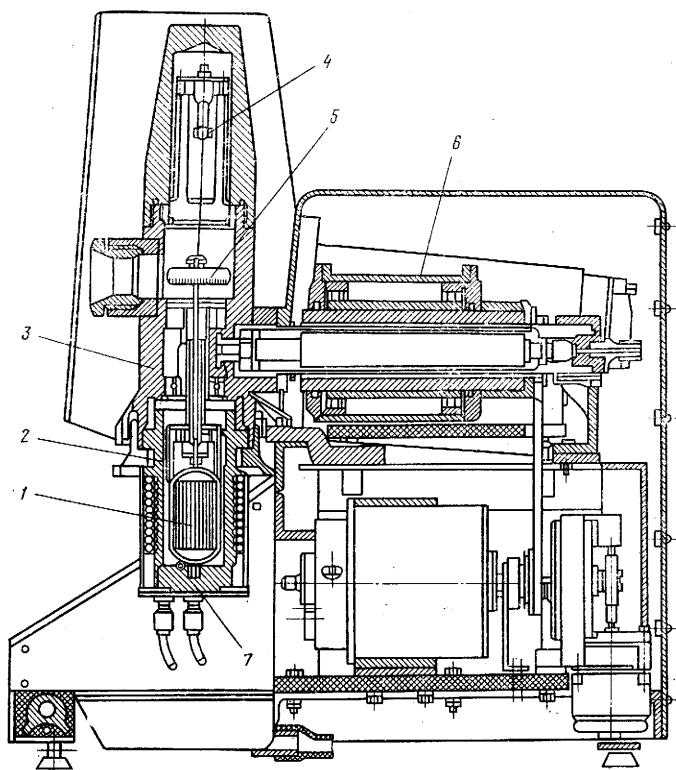


Рис. 73. Вискозиметр ВСН-2М

где K — величина статического напряжения сдвига, соответствующая углу закручивания пружины на 1° (указана в паспорте на прибор ВСН-3); $\Phi_{1,10}$ — угол поворота измерительного элемента, градус.

Вискозиметр ВСН-2М (рис. 73) состоит из автоклава, в который входят корпус 3 и контейнер 2. В последний для создания давления подается инертный газ от источника сжатого газа, величина давления контролируется манометром. Контейнер имеет нагревательный элемент, эмсевик для принудительного охлаждения и специальный карман для установки термпары 7; температура нагрева раствора контролируется прибором МВУ6-41.

Измерительный механизм состоит из двух коаксиальных цилиндров; наружный измерительный стакан установлен на шпинделе; внутренний измерительный элемент 1 подвешен на упругой нити; концы нити закреплены в цапгах, одна из которых жестко связана с внутренним цилиндром, а другая крепится цапкой гайкой 4 в установочном винте. Вращательное движение передается наружному цилиндру от ведомой части магнитной муфты 6, частота вращения наружного стакана контролируется показывающим прибором с помощью тахогенератора. Шкала 5 жестко скреплена с измерительным элементом, по ней отсчитывают угол закручивания

упругой нити; для установки шкалы в нулевое положение имеется механическое устройство с поворотными ручками.

Ротационный вискозиметр ВСН-2М используют для измерения предельного статического напряжения сдвига при повышенной температуре. Принцип его работы аналогичен принципу работы прибора СНС-2.

Техническая характеристика ВСН-2М

Предел измерения динамической вязкости ньютоновских жидкостей, Па·с	$(1 \div 1000) \cdot 10^{-3}$
Основная приведенная погрешность измерения динамической вязкости ньютоновских жидкостей, %, не более	5
Избыточное давление на испытуемую жидкость, МПа	0—15
Погрешность измерения давления, %, не более	2,5
Температура нагрева, °С	20—200
Погрешность измерения температуры, %, не более	2
Частота вращения наружного стакана, об/мин	0,2; 50—600
Максимальный угол поворота измерительного элемента, градус	300
Цена деления шкалы измерительного элемента, градус	2
Ток переменный напряжением, В	220^{+22}_{-33}

Перед измерением контейнер надо заполнить 100 см³ исследуемого раствора и подсоединить к автоклаву. Установить по манометру необходимое давление, но не выше 15 МПа. Включить прибор, перемешать испытуемый раствор в течение 1 мин при частоте 600 об/мин, выключить перемешивание. Тумблер «вязкость—сдвиг» переключить в нейтральное положение, шкалу прибора установить на нулевую отметку. Раствор оставить в состоянии покоя на желаемое время (1 мин, 10 мин и т. д.) для тиксотропного уплотнения, после чего тумблер «вязкость—сдвиг» перевести в положение «сдвиг», по шкале отсчитывать показания (угол поворота измерительного элемента) в момент максимальных значений, предшествующих разрушению структуры.

Предельное статическое напряжение сдвига определяют по формуле $\theta = K\varphi$, где K — величина предельного статического напряжения сдвига, соответствующего углу закручивания нити на 1°, Па/градус (указана в паспорте прибора); φ — угол поворота измерительного элемента, градус.

За величину предельного статического напряжения сдвига принимается среднее значение трех измерений, отличающихся друг от друга не более чем на 10 %.

ЭФФЕКТИВНАЯ И ПЛАСТИЧЕСКАЯ ВЯЗКОСТЬ, ДИНАМИЧЕСКОЕ НАПРЯЖЕНИЕ СДВИГА

Для измерения этих показателей используется ротационный вискозиметр ВСН-3. Испытуемая жидкость перемешивается при частоте вращения гильзы 600 об/мин с целью разрушения структуры, затем снимают устойчивые показания углов закручивания по шкале прибора при 600; 400; 300 и 200 об/мин. При работе с прибором необходимо использовать лишь две частоты вращения гильзы 600 и 300 об/мин или 400 и 200 об/мин для получения значений φ_1 , n_1 и φ_2 , n_2 .

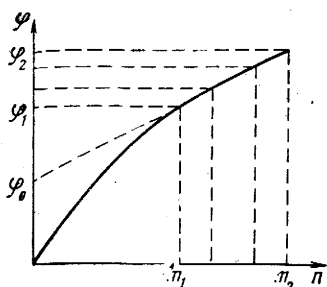


Рис. 74. Кривая зависимости φ от n

Определение пластической вязкости η и предельного динамического напряжения сдвига τ_0 имеет смысл только в том случае, когда течение исследуемых жидкостей в зазоре вискозиметра описывается моделью Шведова — Бингама. Поэтому при измерении реологических характеристик неизвестных жидкостей всегда необходимо определять углы закручивания шкалы φ при всех частотах вращения гильзы, а использовать упрощенные формулы расчета рекомендуется только тогда, когда равновесные моменты лежат на прямолинейной части кривой течения.

По полученным данным строят график зависимости угла поворота шкалы φ от частоты вращения наружного стакана (рис. 74). На полученной реологической кривой течения выделяют прямолинейный участок и продолжают его до пересечения с осью ординат. По значениям двух точек $n_1\varphi_1$ и $n_2\varphi_2$, взятых на прямолинейном участке кривой, определяют эффективную и пластическую вязкости, динамическое напряжение сдвига по формулам:

$$\eta_{эф} = A\varphi/n;$$

$$\eta_{пл} = (\varphi_2 - \varphi_1)/(n_2 - n_1) A;$$

$$\tau_0 = \frac{A}{B} \left[\varphi_2 - \frac{n_2}{n_2 - n_1} (\varphi_2 - \varphi_1) \right],$$

где $\eta_{эф}$ — эффективная вязкость, Па·с; A, B — константы прибора (приводятся в паспорте прибора); $\eta_{пл}$ — пластическая вязкость, Па·с; φ_2 и φ_1 — углы поворота шкалы, измеренные соответственно при высокой n_2 и меньшей n_1 частоте вращения стакана, градус; τ_0 — предельное динамическое напряжение сдвига, Па; φ — угол поворота шкалы при частоте вращения стакана 600 об/мин, градус.

Если при частоте раскручивания гильзы 600 об/мин угол закручивания в течение 2—3 мин будет меньше 50° или больше 150° , то эффективная вязкость не вычисляется.

При использовании упрощенной методики расчет пластической вязкости $\eta_{пл}$ и предельного динамического напряжения сдвига τ_0 сводится к решению следующих уравнений:

для пружины № 2 при 600 и 300 об/мин

$$\eta_{пл} = \varphi_2 - \varphi_1,$$

$$\tau_0 = 3(\varphi_1 - \eta_{пл});$$

для пружины № 2 при 400 и 200 об/мин

$$\eta_{пл} = 1,5(\varphi_2 - \varphi_1),$$

$$\tau_0 = 3\varphi_1 - 2\eta_{пл};$$

для пружины № 1 при 600 и 300 об/мин

$$\eta_{пл} = 0,5 (\varphi_2 - \varphi_1);$$

$$\tau_0 = 1,5 \varphi_1 - 2 \eta_{пл};$$

для пружины № 1 при 400 и 200 об/мин

$$\eta_{пл} = 0,75 (\varphi_2 - \varphi_1),$$

$$\tau_0 = 1,5 \varphi_1 - 2 \eta_{пл}.$$

За величины пластической вязкости $\eta_{пл}$ и предельного динамического напряжения сдвига τ_0 принимаются средние значения из трех измерений

$$\bar{\eta}_{пл} = \sum_{i=1}^3 \eta_{i}/3,$$

$$\bar{\tau}_0 = \sum_{i=1}^3 \tau_{0i}/3.$$

Для измерения эффективной и пластической вязкости, динамического напряжения сдвига при повышенной температуре могут быть использованы ротационные вискозиметры ВСН-3 и ВСН-2М.

Порядок работы на ротационном вискозиметре ВСН-2М следующий. Перед измерением контейнер надо заполнить исследуемым раствором в количестве 100 см³ и подсоединить к автоклаву. Установить по манометру необходимое давление, но не выше 15 МПа. Включить прибор, достичь частоты вращения наружного стакана 400—500 об/мин, нагреть буровой раствор до требуемой температуры. По достижении заданной температуры частоту вращения довести до 600 об/мин с целью наибольшего разрушения структуры. Снять устойчивые показания углов поворота шкалы при нескольких фиксированных частотах вращения стакана 600, 500, 400, 300, 200, 100 об/мин. По полученным данным составить таблицу. Обработка полученных данных аналогична обработке при обычной методике измерений.

ИЗМЕРЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ И СТАБИЛЬНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА

ПОКАЗАТЕЛЬ ФИЛЬТРАЦИИ

Для измерения этого показателя могут быть использованы фильтр-пресс ФЛР-1 и прибор ВМ-6.

Фильтр-пресс ФЛР-1 (рис. 75) состоит из стакана 1, предназначенного для заливки пробы раствора; редуктора 4 для редуцирования с помощью регулировочного винта 3 давления от 15 МПа до рабочего 0,7 МПа;

Техническая характеристика ФЛР-1

Предел измерения объема фильтрата за 30 мин при диаметре фильтра 75 мм, мл	120
Погрешность измерения, мл	±0,5
Давление фильтрации, МПа	0,7
Фактический диаметр фильтра, мм	53
Температура окружающей среды, °С	5—50
Максимальное давление на входе в редуктор, МПа	15

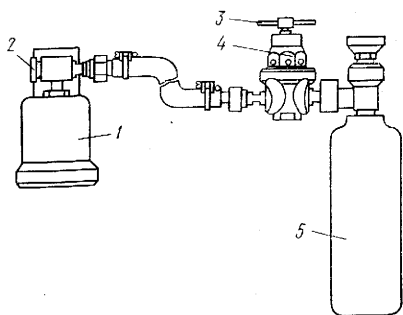


Рис. 75. Фильтр-пресс ФЛР-1

баллона 5 с газом, который подается в редуктор, а оттуда по рукаву через пропускной клапан 2 в стакан с раствором.

Принцип работы ФЛР-1 основан на способности отфильтровывать под давлением из раствора дисперсионную среду.

Порядок работы. Снять стакан, вывернуть крышку, сполоснуть их водой и высушить. Фильтровальную бумагу смочить водой, избыток воды удалить сухой фильтровальной бумагой. Отвернуть полностью винт ре-

дуктора, пропускной клапан завернуть до упора. Залить в стакан буровой раствор, установить уплотняющее кольцо, на него положить фильтровальную бумагу, сетку, закрыть стакан крышкой и установить его в рабочее положение поворотом на бобышке на 90°. Под стакан подставить измерительный цилиндр на 10 или 50 мл в зависимости от предполагаемой интенсивности фильтрации, с помощью которого будет измерено количество фильтрата P_{Φ} .

Отвернуть вентиль баллона; поворотом регулировочного винта редуктора по часовой стрелке установить давление на выходе из редуктора 0,7 МПа. Отвернуть винт пропускного клапана на 3,5 оборота и одновременно включить секундомер; через 30 мин завернуть винт клапана до упора и одновременно выключить секундомер; закрыть вентиль баллона, снять стакан, вывернуть крышку, убрать уплотнительное кольцо, вылить раствор. Стакан, крышку и кольцо промыть и высушить.

Показатель фильтрации (в мл)

$$\Phi = 2P_{\Phi},$$

где 2 — отношение площади стандартного фильтра диаметром 75 мм к площади фильтрации фильтр-пресса.

Прибор ВМ-6 (рис. 76) состоит из трех основных узлов. Фильтрационный стакан 5 имеет разборное дно, состоящее из металлической решетки 6, клапана 8 с резиновой прокладкой и поддона 7 с винтом 9, прижимающим клапан к решетке. В напорный цилиндр 2 с втулкой 1 вставлен плунжер 3 с грузом и укрепленной на нем шкалой. Для установки шкалы прибора на «0» и для спуска масла из цилиндра в нижней его части сделано отверстие, перекрываемое спускной иглой 4. Фильтрат собирается в чашке, установленной в нижней части кронштейна 10.

Принцип работы прибора ВМ-6 основан на способности жидкости отфильтровываться под давлением из раствора через фильтровальную бумагу.

Техническая характеристика ВМ-6

Предел измерения при диаметре фильтра 75 мм, см ³	46
Погрешность измерения, см ³	±0,5
Фактический диаметр фильтра, мм	53
Давление фильтрации, МПа	0,1
Объем пробы бурового раствора, см ³	120

Порядок работы. Для подготовки прибора к работе кружок фильтровальной бумаги надо смочить водой и положить на решетку, которую необходимо вставить в нижнюю часть фильтрационного стакана бумагой внутрь. На решетку положить клапан с резиновой прокладкой и навернуть поддон; собранный стакан вставить в кронштейн, клапан туго завернуть винтом. Залить подготовленный буровой раствор в стакан на 3—4 мм ниже края, навернуть напорный цилиндр с закрытым игольчатым клапаном на стакан, сверху налить машинное масло. Вставить плунжер в цилиндр и, приоткрыв спускную иглу, легким его вращением подвести нулевое деление на шкале к отсчетной риске на втулке цилиндра.

Закрыть спускной игольчатый клапан, а клапан с резиновой прокладкой открыть, одновременно пустив в ход секундомер. Через 30 мин сделать отсчет по шкале (глаз должен находиться на уровне отсчетной риски). После окончания измерения открыть спускную иглу, выпустить масло и опустившийся плунжер вынуть из цилиндра; игольчатый клапан закрыть, цилиндр отвернуть, масло слить в баллон, раствор вылить, отвинтить поддон, вымыть прибор, насухо вытереть и собрать для следующего замера.

Для измерения показателя фильтрации при повышенных температурах используется прибор УИВ-2.

Принципиальная схема УИВ-2 приведена на рис. 77. Прибор состоит из пневматической системы, к которой относятся трубопровод, распределительный манифольд 13 с вентилями, баллон-ресивер 14, манометр 12. В гидравлическую систему входят автоклав 7, соединительная стальная трубка 5 для выпуска фильтрата внутренним диаметром 1 мм и холодильник с вентилем «фильтрат» 20, который связывает подфильтровое пространство с атмосферой. Для охлаждения фильтрата (в процессе измерения показателя фильтрации) и автоклава (после опыта) по трубопроводам подается вода.

Автоклав нагревают с помощью внешнего электронагревателя 9, выполненного из нихромовой проволоки с трубчатыми фарфоровыми изоляторами, мощность нагревателя регулируется автотрансформатором 16 типа РНО-250-2 и контролируется амперметром 17. Температуру пробы измеряют хромель-копелевой термопарой 4 в комплекте с регистрирующим потенциометром 1, с помощью которого заданная температура поддерживается автоматически. Фильтрационный элемент 8, над которым установлена

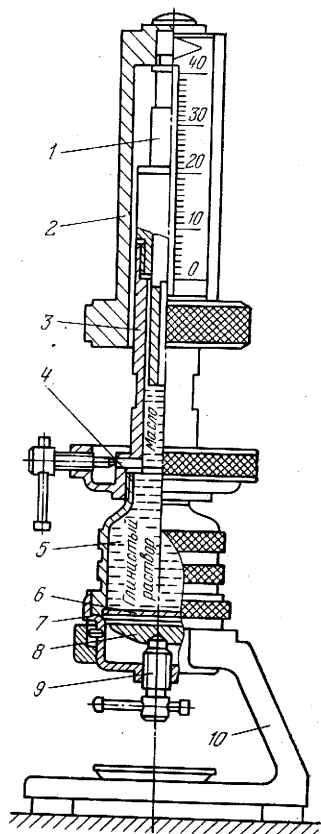


Рис. 76. Прибор ВМ-6

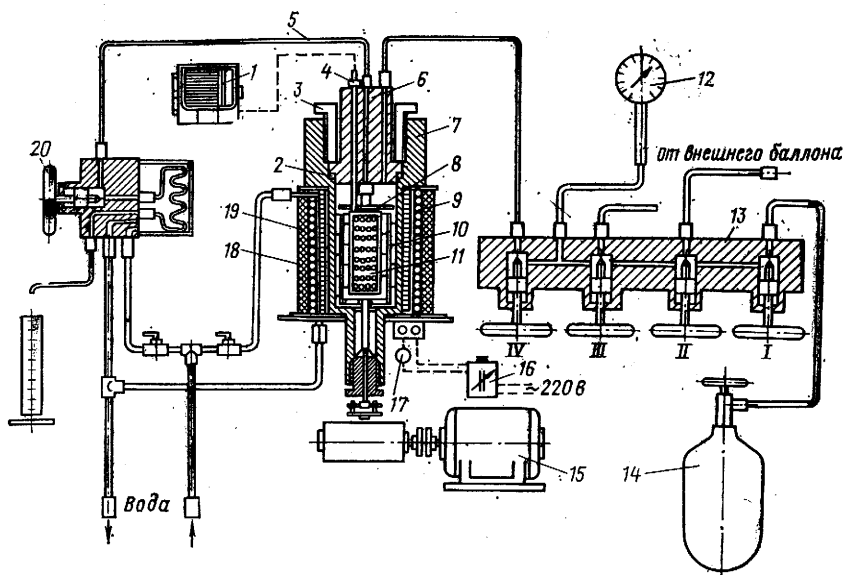


Рис. 77. Прибор УИВ-2

металлическая шайба-отбойник 2, соединен с крышкой 6, прижимающейся к корпусу автоклава через резиновое уплотнительное кольцо 3 с помощью нажимной гайки 10. Мешалка 11 приводится во вращение однофазным электродвигателем 15.

Термостат, в котором установлен автоклав, состоит из винтообразной рубашки охлаждения 19, электронагревателя 9 и теплоизоляционного кожуха 18.

Принцип работы УИВ-2 аналогичен принципу работы ФЛР-1, ВМ-6.

Техническая характеристика УИВ-2

Максимальная рабочая температура, °С	250
Максимальное рабочее давление (перепад давления на фильтре), МПа	5
Площадь фильтра, см ²	22
Точность автоматического поддержания:	
заданной температуры, °С	±5
заданного перепада давления, МПа	±0,1
Питание от сети однофазного переменного тока напряжением, В	220

Порядок работы. Подготовленный буровой раствор объемом 350—400 см³ надо залить в автоклав. Закрепить на решетке фильтра фильтровальную бумагу (для испытаний при температуре выше 150 °С рекомендуется использовать асбестовую бумагу). Установить собранную крышку в автоклав и закрепить нажимной гайкой; на крышке закрепить воздухопровод и трубку отвода фильтрата.

Установить стрелку потенциометра на деление шкалы, соответствующее заданной температуре (потенциометр должен быть включен за 15—20 мин до начала опыта), включить электродвигатель. Открыв вентили «баллон» I и «автоклав» IV, подать сжатый газ в автоклав, после достижения заданной температуры подать воду в холодильник. Измерение показателя фильтрации начинается с момента открытия вентиля «фильтрат» 20. Охлажденный в холодильнике фильтрат поступает в измерительную емкость. По окончании измерения отключить электродвигатель, с помощью вентиля «сброс» III снизить давление в автоклаве до атмосферного и отсоединить от крышки автоклава воздухопровод и трубку, отводящую фильтрат; разобрать, промыть и высушить фильтр; автоклав извлечь из термостата, освободить от испытанного раствора и промыть водой. Начальное давление в баллоне 14 устанавливается с помощью вентиля II.

Толщину фильтрационной корки, образовавшейся на фильтре в процессе определения показателя фильтрации, измеряют с помощью линейки.

СТАБИЛЬНОСТЬ И СУТОЧНЫЙ ОТСТОЙ

Для определения стабильности используется цилиндр ЦС-2, а для определения суточного отстоя применяют стеклянный мерный цилиндр.

Цилиндр ЦС-2 (рис. 78) выполнен из листового железа и окрашен нитроэмалью. Посредине цилиндра имеется отвод с резиновой пробкой I для слива верхней половины раствора; с наружной стороны цилиндра находится ручка 2. Вместимость цилиндра 720 мл, масса 0,36 кг.

Порядок работы. Влить пробу раствора в цилиндр до краев, предварительно тщательно перемешав ее. Установить заполненный цилиндр в спокойном месте, отметить по часам время и оставить его в покое. Через 24 ч открыть пробку, слить верхнюю часть пробы раствора вместе с отстоявшейся водой в кружку; тщательно перемешать слитый раствор и определить его плотность ρ_1 ареометром АГ-ЗПП или другим прибором.

Закрывать отвод пробкой, тщательно перемешать оставшуюся в цилиндре нижнюю половину раствора и определить его плотность ρ_2 . При определении плотности ареометром АГ-ЗПП обязательно погружать его при всех измерениях в одну и ту же воду. Вымыть цилиндр и вытереть.

Показатель стабильности бурового раствора $\rho_t = \rho_2 - \rho_1$.

Мерный цилиндр имеет объем 100 см³ с целой деления 1 см³.

Порядок работы. Тщательно перемешанную пробу бурового раствора надо налить в цилиндр до 100-го деления по шкале. Поставить цилиндр с раствором в спокойное место, отметить время и оставить на 24 ч. После 24 ч отстоя отметить на шкале цилиндра положение уровня раздела раствора и отстоявшейся воды (V_v). Цилиндр вымыть и высушить. Суточный отстой (в %) бурового раствора $C_0 = 100 - U_3$, где 100 — объем мерного цилиндра, см³.

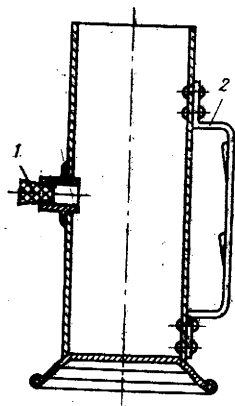


Рис. 78. Цилиндр стабильности ЦС-2

ЭЛЕКТРОСТАБИЛЬНОСТЬ ГИДРОФОБНО-ЭМУЛЬСИОННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Для измерения этого показателя используется испытатель гидрофобно-эмульсионных растворов ИГЭР-1. Принцип его работы заключается в фиксации напряжения пробоя между двумя опущенными в емкость с исследуемым буровым раствором электродами, на которые подается постоянно увеличивающееся напряжение.

Техническая характеристика ИГЭР-1

Диапазон измерения, В	0—600
Скорость подъема напряжения, В/с	22 ± 3
Ток в момент пробоя, А (мА)	$(5 \pm 0,15) \cdot 10^{-3}$ ($5 \pm 0,15$)
Температура испытуемой пробы, °С	20 ± 5
Электрическое питание установки	Переменный однофазный ток напряжением 220^{+22}_{-33} В

Принципиальная электрическая схема ИГЭР-1 (рис. 79) включает следующие элементы: переменный резистор R3, который служит для плавного изменения напряжения в сети, резисторы R1, R2, R4, R5; микродвигатель Д для управления переменным резистором R3; трансформатор Тр, служащий для получения высоких напряжений на электродах; выпрямитель, преобразующий переменный ток в пульсирующий постоянный ток; сглаживающие фильтры C1 и C2 для преобразования пульсирующего тока; токовое реле Р, предназначенное для отключения микродвигателя в момент пробоя эмульсии и для включения сигнальной лампы Л2; вольтметр V, по которому визуально определяют величину напряжения на электродах в процессе измерения; лампа Л1, сигнализирующая о подаче к испытателю питания от сети; лампа Л2, сигнализирующая о моменте снятия показания вольтметра; электроды, которые служат для создания разности электропотенциалов в фиксированном зазоре между ними в объеме испытуемого раствора.

Порядок работы. Прибор готовят к работе согласно паспорту. Электроды в испытуемый гидрофобно-эмульсионный раствор помещают так, чтобы клеммы были погружены на глубину 25—50 мм. Нажимают на кнопку «измерение» и держат до момента пробоя, о чем свидетельствует

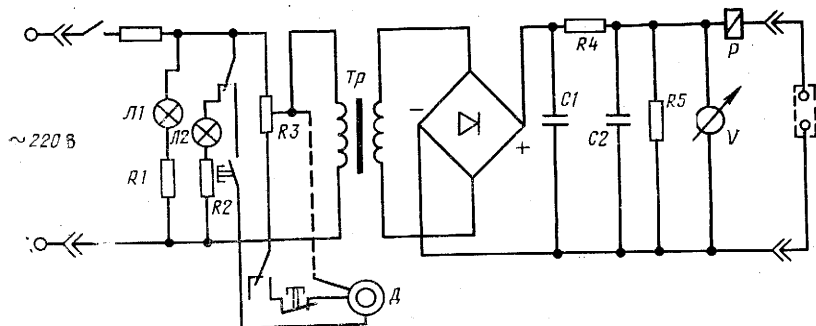


Рис. 79. Электрическая схема испытателя гидрофобно-эмульсионных растворов ИГЭР-1

вспышка сигнальной лампы Л2. Снимают показание вольтметра V_i , включают тумблер «сеть», нажимают на кнопку «реверс» и поворачивают ручку «сброс» в направлении стрелки до упора.

Таким образом делают не менее трех измерений, после каждого из них электрод в растворе необходимо энергично подвигать, чтобы в зазоре оказалась свежая порция раствора. Окончив измерения, отключают питание испытателя, отсоединяют шнур питания электродов, извлекают электрод из раствора, промывают в бензине, протирают насухо.

Электростабильность гидрофобно-эмульсионных растворов находится как среднее трех последовательных измерений напряжения пробоя

$$U = (U_1 + U_2 + U_3)/3.$$

ИЗМЕРЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ФРИКЦИОННЫХ СВОЙСТВ БУРОВОГО РАСТВОРА

СМАЗОЧНАЯ СПОСОБНОСТЬ РАСТВОРА

Для определения смазочной способности бурового раствора используется установка СР-1. В основу ее работы положен метод определения противозадирных свойств, характеризующих смазочную способность бурового раствора. Смазочную способность раствора оценивают по величинам коэффициентов трения скольжения и трения качения, времени работы до появления заеданий трущихся шариков при заданном контактном напряжении.

Техническая характеристика СР-1

Диапазон измерения осевой нагрузки, деления	0—62,5
Диапазон измерения момента трения, градус	0—330
Цена деления шкалы (условная) измерителя осевой нагрузки, Н	40
Цена деления шкалы (условная) измерителя момента трения, Н·м	0,0020
Основная приведенная погрешность измерения, %, не более	
осевой нагрузки	1
момента трения	2,5
Электрическое питание установки	Переменный одно- фазный ток на- пряжением 220 ⁺²² ₋₃₃ В

Установка СР-1 состоит из устройства для создания и измерения осевой нагрузки, измерителя момента трения, двух механизмов трения, привода, устройства блокировки электродвигателя привода и сигнализации, панели управления, сварной рамы, верхнего и нижнего кожухов.

Порядок работы. Установку готовят к работе в соответствии с инструкцией по эксплуатации. После кратковременной работы в течение 10—20 с постепенно увеличивают осевую нагрузку до величины, при которой момент трения начнет резко повышаться непропорционально осевой нагрузке.

Уменьшают осевую нагрузку на 150—200 Н и, поддерживая ее постоянной, определяют время работы до появления питтинга (фиксируют

время начала и конца эксперимента). Взвешивают шарики на аналитических весах до и после эксперимента с целью определения потери массы вследствие абразивного износа. Определяют диаметры пятен контакта на шариках с помощью измерителя. Измеряют углы закручивания пружины, отключают электродвигатель тумблером «сеть», снимают механизм трения, промывают и вытирают насухо все детали.

Осевая нагрузка и момент трения $M_{тр}$ определяются по градуировочной таблице (приведена в паспорте СР-1).

Коэффициент трения скольжения

$$f_c = M_{тр}/2lG,$$

где $l=0,174$ — плечо приложения силы трения в механизме трения, см.

Коэффициент трения качения

$$f_k = M_{тр}/GD$$

($D=1,29$ — диаметр втулки, в которую помещаются шарики, см).

Скорость скольжения (в м/с) в шариках

$$w_{ск} = 2 \pi l w_{шт}$$

($w_{шт}$ — частота вращения штока, об/с).

Контактное напряжение (в МПа) в шариках

$$\sigma = \sqrt{\frac{GE^2}{3r^2}} 0,388,$$

где $r=3$ — радиус шарика, см; E — модуль упругости для стали, МПа.

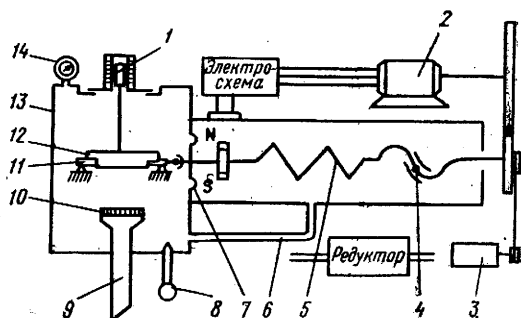
НАПРЯЖЕНИЕ СДВИГА В ФИЛЬТРАЦИОННОЙ КОРКЕ

Для измерения этого показателя применяется установка НК-1. Принцип ее работы основан на измерении предельного статического напряжения сдвига поверхностных слоев корки по усилию сдвига помещенного на нее груза. Корка формируется под давлением, после чего ее поднимают при помощи подъемного столика, и она входит в контакт с грузом, при этом определяют толщину корки и усилие сдвига.

Техническая характеристика НК-1

Диапазон определения напряжения сдвига корки, МПа	0—1
Перепад давления на корке, МПа, не более	5
Основная приведенная погрешность измерения, %, не более:	
перепада давления	1
напряжения сдвига	3
Температура нагрева испытуемой жидкости, °С, не более	90
Максимальная толщина фильтрационной корки, мм	20
Электрическое питание установки	Переменный однофазный ток напряжением 220 ⁺²² ₋₃₃ В
Пневматическое питание установки	Сжатый инертный газ под давлением до 15 МПа

Рис. 80. Установка НК-1



Установка НК-1 (рис. 80) состоит из герметичного корпуса 13, в котором на опорные призмы установлена рамка 11 с измерительным грузом 12. Рамка с помощью шарнирного соединения через диафрагму 7 соединена с валом 6, измерительной пружиной 5, ходовым винтом 4 и электроприводом 2. Подъемный столик 9 находится в нижней части корпуса. Фильтрующий узел 10 установлен на подъемном столике; отсчетное устройство 1 расположено в верхней части и предназначено для измерения толщины фильтрационной корки.

Манометр 14 служит для контроля давления внутри корпуса, милливольтметр и термодпары 8 предназначены для контроля температуры внутри корпуса. Счетчик 3 фиксирует усилие сдвига.

Порядок работы. Установку готовят к работе в соответствии с инструкцией по ее эксплуатации. Поднимают столик в крайнее верхнее положение поворотом маховика по часовой стрелке; собирают фильтрующий элемент, для чего на сетку с гуммированным ободком надо положить один-два листа фильтровальной бумаги, верхнюю сетку, кольцо и накидной гайкой — крышкой соединить с корпусом фильтра. Устанавливают фильтрующий элемент в гнездо подвижного столика и фиксируют его.

Закрывают вентиль «промывка»; устанавливают корпус на опорные призмы; проверяют нулевое положение пружины, заполняют корпус буровым раствором в объеме 550—600 см³ и устанавливают груз в рамку и узел отсчетного устройства толщины корки в корпус. Крышку закрепляют болтами и фиксируют начальное положение фильтра по шкале. Опускают столик в крайнее нижнее положение и создают требуемый перепад давления, но не более 5 МПа, зафиксировать время начала фильтрации. Под выходной штуцер столика ставят стакан для сбора и измерения объема фильтрата.

По истечении заданного времени фильтрации надо поднять столик в крайнее верхнее положение и измерить толщину фильтрационной корки, зафиксировать время начала прилипания корки к грузу и установить переключатель в положение «изм». В момент срыва груза с глинистой корки загорается сигнальная лампочка и автоматически отключается привод натяжения пружины; величина напряжения пружины фиксируется счетчиком.

При проведении измерений при повышенной температуре буровой раствор перед заливкой рекомендуется подогреть до нужной температуры (но

не более 90 °С). После заливки раствора в корпус необходимо включить термостатирование раствора. Все остальные действия аналогичны описанным выше.

По окончании измерений пружину надо возвратить в исходное положение («нулевое»), отключить установку от электропитания, снизить давление, убрать испытуемый раствор, разобрать установку и подготовить ее к следующему эксперименту.

Предельное статическое напряжение сдвига фильтрационной корки (в МПа)

$$\theta_k = kn,$$

где k — константа установки, МПа/дел; n — число делений по счетчику.

Температура испытуемого раствора

$$t_p = t_T + t_0,$$

где t_T — табличное значение температуры, соответствующее показаниям милливольтметра (таблица находится в паспорте на НК-1), °С; t_0 — температура окружающей среды, °С.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ БУРОВОЙ РАСТВОР ПРИМЕСЕЙ

СОДЕРЖАНИЕ ПЕСКА

Для измерений содержания песка в растворе могут быть использованы металлический отстойник ОМ-2 и стеклянный отстойник (колба Лысенко).

Отстойник ОМ-2 (рис. 81) состоит из цилиндрического сосуда 2 с плотной крышкой 1, которая служит одновременно и для отмеривания раствора. Стеклянная бюретка 4 укрепляется в нижней части сосуда при помощи винта 8 через перекладину 7 и шайбу 6 с резиновой прокладкой 5; герметизация крепления бюретки обеспечивается резиновой прокладкой 3. Бюретка градуирована через 0,1 см³.

Техническая характеристика ОМ-2

Вместимость, мл:	
отстойника	600
отстойника до сливного отверстия	500
крышки	50
пробирки	10

Порядок работы. Определяют общее содержание песка, для чего промывают отстойник и вытирают его, снимают крышку, отмеряют ею 50 см³ раствора и вливают его в отстойник через горлышко. В крышку наливают воду, и растворяют в ней оставшийся на внутренних стенках раствор, затем выливают все в отстойник.

Держа отстойник вертикально, с помощью крышки наполняют его водой до отверстия на боковой поверхности; при появлении из отверстия воды следует подождать, пока она вытечет. Плотнo закрывают отстойник

крышкой и поворачивают его в горизонтальное положение сливным отверстием вверх. Прижимая крышку и прикрывая отверстие пальцем, надо интенсивно взболтать содержимое отстойника. Повернуть отстойник в вертикальное положение, выждать одну минуту (по часам или секундомеру) и прочесть показания V по шкале бюретки против осевшего песка.

Для определения содержания отмытого песка воду с неосевшими глинистыми частицами после определения объема осадка V сливают через край отстойника. Осадок разбавляют свежими порциями воды и переносят в фарфоровую чашку диаметром 120 мм, через 1—2 мин отстоявшуюся воду сливают и наливают новую порцию воды, в которой осадок растирают резиновой пробкой. Мутную воду сливают, повторяя отмывку несколько раз до полного отмучивания глинистых частиц, после этого осадок, разбавив водой, переносят в отстойник и замеряют его объем V_1 таким же образом, как и при определении общего содержания песка.

Общее содержание песка $P=2V$, где V — общий объем осадка, мл; 2 — коэффициент для выражения результатов в %.

Содержание отмытого песка $OP=2V_1$.

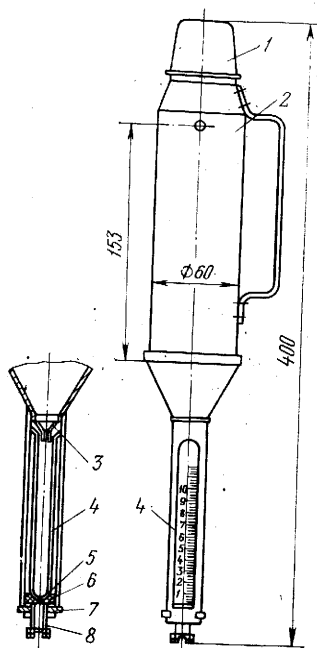


Рис. 81. Отстойник ОМ-2

СОДЕРЖАНИЕ ГАЗА

Для измерения содержания газа может быть использован прибор газосодержания ПГР-1, а также метод разбавления.

Прибор газосодержания ПГР-1 (рис. 82) состоит из стакана 6, предназначенного для заполнения буровым раствором (исследуемым), и корпуса 3, герметично соединенных с помощью байпасного соединения. Вращением маховика 2 против часовой стрелки создают избыточное давление, которое фиксируется манометром 4; резиновый разделитель 5 под действием избыточного давления давит на раствор. Для снятия показаний газосодержания имеется шкала 1.

Принцип работы прибора ПГР-1 основан на свойстве газов сжиматься под действием избыточного давления,

Техническая характеристика ПГР-1

Предел измерения газосодержания, %	0—10
Абсолютная погрешность измерения, %	±0,5
Цена деления шкалы, %	0,5
Температура контролируемой жидкости, °С	5—80
Давление в рабочей емкости, МПа	3
Температура окружающей среды, °С	5—50

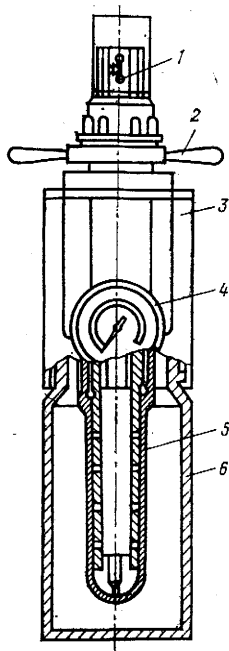


Рис. 82. Прибор для определения газосодержания в буровом растворе

на некоторое время. После опадения пены отмечают объем жидкости в цилиндре $V_{ж}$.

Объемный процент газовой фазы

$$Г = (250 - V_{ж}) 2,$$

где 250 — суммарный объем бурового раствора с газом и водой, мл; 2 — множитель для получения результата, %.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОМПОНЕНТНОГО И ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА БУРОВОГО РАСТВОРА

СОДЕРЖАНИЕ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ И НЕФТИ В БУРОВОМ РАСТВОРЕ

Для измерений этих показателей можно использовать установку ТФН-1, метод экстракции, метод высушивания.

Установка ТФН-1 состоит из нагревательного устройства, испарителя, конденсатора и измерительного цилиндра.

Принцип работы ее основан на методе выпаривания жидкой фазы из заданного объема бурового раствора, конденсации паров и измерения объема жидкой фазы.

Порядок работы. Стакан до краев заполняют буровым раствором и соединяют его с корпусом прибора; вращая маховик против часовой стрелки, надо следить за показаниями манометра и прекратить вращение при достижении избыточного давления в 0,3 МПа. По шкале прочесть показания газосодержания бурового раствора. Снизить давление, повернув маховик по часовой стрелке до упора, отсоединить кран от корпуса, вылить раствор, вымыть стакан и разделить и высушить их.

Метод разбавления основан на уменьшении объема бурового раствора в результате удаления газа из разбавленной водой пробы. Для измерения необходимы мерный цилиндр на 250 мл с притертой пробкой, мерный цилиндр на 200 мл без пробки, мензурка или цилиндр вместимостью 50 мл.

Порядок работы. В мерный цилиндр с притертой пробкой наливают 50 мл бурового раствора, отмеренного мензуркой. Другим цилиндром отмеряют 200 мл воды и выливают в цилиндр с раствором, предварительно обмыв этой водой мензурку, которой отмерялся буровой раствор. Цилиндр с разбавленным раствором закрывают притертой пробкой, энергично взбалтывают в течение 1 мин и оставляют в покое

Техническая характеристика ТФН-1

Объем выпариваемой пробы, мл	10
Температура нагрева пробы, °С	450 ± 50
Продолжительность анализа, мин, не более	60
Основная приведенная погрешность определения, %	4
Электрическое питание установки	Переменный одно- фазный ток напряжением 220 В

Содержание твердой и жидкой фаз в пробе бурового раствора при использовании аналитических весов ВЛР-200-Т или квадрантных ВЛКТ-500г/10 определяют следующим образом. Взвешиванием находят массу собранного испарителя без пробы P_1 . Отвинчивают нижнюю камеру испарителя, наполняют ее буровым раствором, закрывают калибровочной крышкой, свинчивают с верхней камерой и снова взвешивают. Получают массу испарителя с пробой P_2 .

Соединяют испаритель с конденсатором, с помощью гаечных ключей затягивают резьбовые соединения, прикладывая момент 20—40 Н·м, и вставляют в гнездо термостата. Измерительный цилиндр устанавливают против сливного отверстия конденсатора. Закрывают крышку кожуха и включают установку в сеть для нагрева. Начало нагрева контролируют по загоранию сигнальной лампочки на передней панели. Окончанием анализа, как правило, служит прекращение выпадения капель конденсата в измерительный цилиндр. После прекращения выпадения капель отключают питание электронагревателя.

Открывают крышку кожуха установки, испаритель с конденсатором извлекают из термостата и устанавливают его на подставку для охлаждения, вставляют в термостат охладитель, предварительно наполненный водой. Полученные конденсатные объемы воды и нефти V_v и V_n отсчитывают с точностью до 0,1 мл по градуировочной шкале измерительного цилиндра в соответствии с положениями менисков; точность отсчета до 0,1 мл определяется визуально по половине наименьшего деления шкалы. По окончании измерений измерительный цилиндр освобождают от конденсата, промывают, высушивают и подготавливают для проведения следующего анализа.

После охлаждения испаритель с твердым остатком отсоединяют от конденсатора и завешивают P_3 . Если отсутствуют весы ВЛР-200-Т или ВЛКТ-500г/10, применяется объемный метод, для чего необходимо иметь весы-плотномер ВРП-1. Тогда содержание твердой и жидкой фаз определяют следующим образом. С помощью ВРП-1 определяют плотность бурового раствора ρ_p , подлежащего анализу. Наполняют нижнюю камеру испарителя буровым раствором, прикрывают калибровочной крышкой, собирают испаритель с конденсатором и вставляют их в термостат. Включают установку для нагрева, после окончания выпаривания, конденсации, прокаливания и прекращения стекания капель конденсата установку отключают от электропитания.

Испаритель и конденсатор извлекают из термостата и охлаждают. Определяют полученные в измерительном цилиндре конденсатные объемы воды и нефти V_v и V_n с точностью до 0,1 мл.

Если использовали весы ВЛР-200-Т или ВЛКТ-500г/10, то результаты обрабатывают следующим образом. Вычисляют массу пробы, подлежащей анализу,

$$P = P_2 - P_1.$$

Количество жидких фракций полученного конденсата находят по формулам:

$$P_{\text{в}} = V_{\text{в}} \rho_{\text{в}},$$

$$P_{\text{н}} = V_{\text{н}} \rho_{\text{н}},$$

где $P_{\text{в}}$ и $P_{\text{н}}$ — соответственно масса воды и нефти, полученной в измерительном цилиндре, г; $V_{\text{в}}$ и $V_{\text{н}}$ — соответственно объемы воды и нефти, полученные в измерительном цилиндре, мл; $\rho_{\text{в}}$ и $\rho_{\text{н}}$ — соответственно плотности воды и нефти, г/см³.

Масса твердого остатка

$$P_{\text{т}} = P_3 - P_1$$

(P_3 — масса испарителя с твердым остатком после прокаливании, г).

Содержание твердой и жидких фаз в пробе бурового раствора определяют следующими вычислениями:

$$g_{\text{т}} = P_{\text{т}}/P100\%,$$

$$g_{\text{в}} = P_{\text{в}}/P100\%,$$

$$g_{\text{н}} = P_{\text{н}}/P100\%.$$

$$g_{\text{т}} = P_{\text{т}}/P100 = \frac{\rho_{\text{р}}V_{\text{к}} - (\rho_{\text{в}}V_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}V_{\text{н}})}{\rho_{\text{р}}V_{\text{к}}} 100\%,$$

$$g_{\text{в}} = P_{\text{в}}/P100 = \frac{\rho_{\text{в}}V_{\text{в}}}{\rho_{\text{р}}V_{\text{к}}} 100\%,$$

$$g_{\text{н}} = P_{\text{н}}/P100 = \frac{\rho_{\text{н}}V_{\text{н}}}{\rho_{\text{р}}V_{\text{к}}} 100\%,$$

где $g_{\text{т}}$, $g_{\text{в}}$ и $g_{\text{н}}$ — содержание в пробе бурового раствора соответственно твердой фазы, воды и нефти, %; $V_{\text{к}}$ — объем нижней камеры испарителя, мл.

Метод высушивания основан на удалении из пробы бурового раствора дисперсионной среды и вымывании растворимых солей. Метод используется для определения количества твердой фазы в буровом растворе, не содержащем нефти. Для реализации метода необходимы: пикнометр, сушильный шкаф, весы (с точностью не ниже 0,01 г), эксикатор с безводным хлористым кальцием, воронка Бюхнера.

Порядок работы заключается в следующем. В чистую колбу надо отобрать навеску раствора не менее 50 г, высушить отобранную пробу в сушильном шкафу при температуре 100—105 °С до постоянной массы. Охладить высушенную пробу до нормальной температуры (не выше температуры окружающей среды) в эксикаторе с безводным хлористым кальцием. Трижды взвесить колбу (P' , P'' , P'''). Между очередными взвешиваниями пробы надо выдерживать в сушильном шкафу не менее 30 мин. Хорошо перемешанным буровым раствором заполнить пикнометр

с известным объемом (не менее 50 см³) и массой, чтобы уровень раствора был выше краев пикнометра, лишний раствор срезать ровной пластинкой, вытереть пикнометр от потеков.

Не менее трех раз надо взвесить пикнометр (P_1, P_2, P_3), перед каждым взвешиванием его заполняют раствором, отобранным в разных точках.

Отбирают пробу бурового раствора; отфильтровывают ее под вакуумом из воронки Бюхнера через сухой бумажный фильтр; если фильтрат мутный то повторно отфильтровывают через складчатый фильтр. Полученным фильтратом заполняют пикнометр, плотно закрывают его пробкой с капилляром и вытирают, взвешивают пикнометр.

Плотность бурового раствора

$$\rho_p = (P - P_n)/V_n,$$

где P — средняя масса пикнометра с раствором, определенная по трем взвешиваниям (P_1, P_2, P_3), г; P_n — масса чистого высушенного пикнометра, г; V_n — объем чистого пикнометра, см³.

Плотность дисперсионной среды ρ находят по формуле, в которую подставляют измеренное значение массы пикнометра, заполненного фильтратом бурового раствора P .

Плотность твердой фазы

$$\rho_t = \frac{P_t \rho_p \rho}{P_t \rho_p - P_p (\rho_p - \rho)},$$

где P_t — масса сухой твердой фазы, содержащейся в навеске бурового раствора, рассчитанная как среднее трех измерений (P', P'', P'''), г; P_p — масса навески бурового раствора, г.

Содержание твердой фазы в буровом растворе определяется по формулам:

$$Q_1 = (P_t - P_p) 100 / (\rho_t - \rho_p),$$

$$Q_2 = P_t \rho_p 100 / P_p,$$

$$Q_3 = P_t 100 / P_p,$$

где Q_1, Q_2 и Q_3 — содержание твердой фазы в растворе соответственно в % объем., % объем.-масс., % мас.

Метод экстракции основан на извлечении нефти растворителем из пробы бурового раствора. Метод используется для определения содержания твердой фазы в растворах, обработанных нефтью. Для реализации метода необходимы прибор Дина — Старка, прибор Ле-Шателье, сушильный шкаф.

Прибор Дина — Старка (рис. 83) состоит из круглодонной кварцевой колбы 3 вместимостью 0,5 л, помещенной в нее экстракционной гильзы 4, градуированного приемника-ловушки 2 и металлического холодильника 1. Все места соединения прибора плотно подгоняются и герметизируются замазкой.

Порядок работы с прибором Дина — Старка следующий. В сетчатую гильзу надо вложить цилиндрический патрон из фильтровальной бумаги, патрон должен быть на 5—10 см длиннее гильзы, взвешивают гильзу с патроном P_1 , наполняют ее 10—12 см³ раствора и снова взвешивают P_2 .

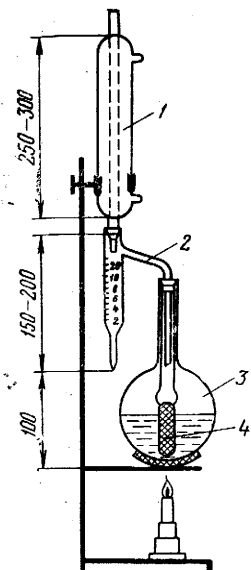


Рис. 83. Прибор
Дина—Старка

В чистую сухую круглодонную колбу заливают 100—150 мл растворителя (ксилол, уайт-спирит, тракторный лигнин и др.) с температурой кипения 130—150 °С и кладут несколько кусочков неглазурованного фаянса или пемзы. Гильзу с навеской раствора подвешивают внутри круглодонной колбы так, чтобы косой срез приемной трубки-ловушки находился над гильзой, а сама гильза была до половины в растворителе.

Колбу через ловушку соединяют с холодильником и нагревают газовой горелкой или электроплитой. Во избежание пропуска паров пробирки заливают коллодием. Перегонку ведут с такой скоростью, чтобы из холодильника в ловушку попадало не более двух капель в секунду. Экстрагирование надо продолжать до прекращения поступления жидкости в градуированную часть ловушки (обычно 2—3 ч).

По градуировке на ловушке определяют объем поступившей жидкости V , затем переливают ее без остатка в чистый взвешенный стакан P_3 и взвешивают P_4 . После охлаждения прибор разбирают и отмечают количество жидкости в приемнике ловушки. Гильзу с оставшейся

твердой фазой бурового раствора высушивают в сушильном шкафу и взвешивают P .

Прибор Ле-Шателье представляет собой стеклянную колбу, горло которой в средней части расширено. Объем расширенной части 20 см³, сверху и снизу имеются метки. Верхняя шейка колбы проградуирована через 0,2 см³.

Порядок работы с прибором Ле-Шателье заключается в следующем. Прибор заполняют керосином до нижней отметки V_1 , помещают в водяной термостат с температурой 20 °С и выдерживают до тех пор, пока жидкость не примет температуру воды. Если при этом уровень керосина поднимется выше или опустится ниже нижней отметки, то следует соответственно либо убрать избыток керосина полоской фильтровальной бумаги, либо долить его точно до метки. Высушенную твердую фазу измельчают и просеивают через сито с ячейками 0,25 мм.

Отбирают навеску частиц a , прошедших через сито ($a = 5 \div 10$ г) и осторожно высыпаят в прибор. Удаляют пузырьки воздуха путем поворачивания прибора вокруг вертикальной оси и легкого постукивания. Измеряют прирост объема керосина после всыпания навески V_2 . Отсчитывать уровень керосина до и после всыпания навески надо по нижнему мениску.

Плотность жидкости в ловушке

$$\rho_p = (P_4 - P_3)/V,$$

где P_4 — масса стакана, наполненного поступившей в ловушку жидкостью, г; P_3 — объем жидкости, поступившей в ловушку, см³.

Плотность твердой фазы.

$$\rho_T = a/V_n,$$

$$V_n = V_2 - V_1,$$

где V_n — объем навески сухого остатка, см^3 .

Содержание твердой фазы в растворе рассчитывают по формулам, приведенным для метода высушивания. При расчете содержания твердой фазы (в % объемн.) в эти формулы подставляют плотность жидкости, собравшейся в ловушке ρ_p , и плотность твердого остатка в гильзе ρ_T .

СОДЕРЖАНИЕ КОЛЛОИДНЫХ ГЛИНИСТЫХ ЧАСТИЦ

Для оценки содержания коллоидных глинистых частиц используется экспресс-метод определения содержания бентонита в буровом растворе по величине адсорбции метиленовой сини (МС). Метод основан на способности коллоидных частиц размером менее 1—2 мкм различных глиноматериалов адсорбировать метиленовую синь.

Для реализации метода необходимы следующее оборудование и реактивы. Водный раствор МС, который получают, растворив 4,5 г МС (ЧДА) в 300 мл теплой дистиллированной воды, охлаждают и разбавляют до 1000 мл, хранить его надо в закрытой посуде; 5 н. раствор химически чистой серной кислоты (при медленном перемешивании влить 14 мл концентрированной серной кислоты в 50 мл холодной дистиллированной воды и разбавить до 100 мл); 3 %-ная «аптечная» перекись водорода; дистиллированная вода; конические колбы вместимостью 250 мл; мерные цилиндры по 25 и 50 мл; аптечный шприц на 2 мл с большим размером отверстия (или пипетка с обрезанным носиком); стеклянная палочка; фильтровальная бумага средней плотности (белая лента).

Шприцем или пипеткой отбирают 2 мл предварительно перемешанного бурового раствора и переносят в чистую коническую колбу объемом 250 мл, добавляют 15 мл 3 %-ного раствора перекиси водорода и 0,5 мл 5 н. раствора H_2SO_4 ; тщательно перемешивают и кипятят 4 мин в колбе с обратным холодильником (стеклянной воронкой); добавка перекиси водорода позволяет исключить влияние на результат определения таких реактивов, как гуматы, КМЦ, акриловые и лигносульфонаты, а добавка H_2SO_4 позволяет четко отбить точку конца титрования.

После охлаждения измеряют объем, разбавляют дистиллированной водой до 50 мл и титруют МС; после каждой добавки МС раствор тщательно перемешивают (встряхивают). Затем стеклянной палочкой из колбы надо отобрать каплю и нанести ее на фильтровальную бумагу; при полном сорбировании МС глиной данной пробы раствора от капли будут оставаться желтый круг с резко очерченной границей и прозрачная вода. Титрование ведется до тех пор, пока от капли на фильтровальной бумаге не появится голубой ореол от избытка свободной МС. После этого через 2 мин легкого встряхивания необходимо отобрать повторную пробу. Если ореол не исчезнет, то следует считать, что достигнут предел поглощения и титрование закончено; если же ореол исчезнет, надо продолжать титрование добавкой по 0,5—1,0 мл МС (с начала титрования необходимо добавлять по 0,5—1,0 мл МС).

Содержание коллоидного комплекса в буровом растворе $C = BV_1$,

где V_1 — объем метиленовой сини, который пошел на титрование (2 мл) исследуемого глинистого раствора, мл; B — расчетный коэффициент, зависящий от того, в каком соотношении необходимо получить результат (масса/объем — B_1 или объем/объем — B_2);

$$B_1 = 100/(DV) = 100/(59 \cdot 2) = 0,85;$$

$$B_2 = 100/(DV\rho_r) = 100/(59 \cdot 2 \cdot 2,6) = 0,33,$$

где $D=59$ см³ — значение адсорбции метиленовой сини 1 г коллоидных частиц саригюхского бентонита; $V=2$ мл — объем бурового раствора, взятого для титрования; $\rho_r=2,6$ г/см³ — плотность глины.

Содержание утяжелителя в растворе

$$Y = \frac{\rho_{ут}(\rho_t - \rho_r) Q_1}{\rho_t(\rho_{ут} - \rho_r)},$$

где $\rho_{ут}$ — плотность утяжелителя (определять для каждой партии утяжелителя), г/см³; Q_1 — общее содержание твердой фазы, % объемн.

Содержание глины в растворе

$$G = Q_1 - Y.$$

АНАЛИЗ ФИЛЬТРАТА БУРОВОГО РАСТВОРА

Анализ фильтрата (фугата) бурового раствора включает определение: степени минерализации (суммы водорастворимых солей), содержания магния и кальция, ионов хлора, сульфат-иона, калия, натрия, щелочности.

Для проведения анализа необходимо следующее оборудование: две конические колбы по 200 мл; два химических стакана по 200 мл; пипетки на 1, 2,5, 10 мл; два цилиндра по 10 и 100 мл; три мерные колбы по 1 л; две бюретки на 10 и 25 мл; две капельницы; реактивные склянки на 10 и 100 мл (по 4 шт.); фарфоровая ступка; четыре стеклянных воронки диаметром 5—7 мм; шпатель, три стеклянные палочки; установка для фильтрации под вакуумом; фильтровальная бумага; электрическая баня; штативы с набором колец и лапок; асбестовые сетки; центрифуга.

Степень минерализации (сумма водорастворимых солей) определяют путем измерения плотности фильтрата (фугата) и нахождении соответствующего ему содержания соли в пересчете на хлористый натрий.

Порядок работы. Чистый сухой предварительно взвешенный P_n пикнометр заполняют фильтратом бурового раствора и плотно закрывают пробкой с капилляром; излишек жидкости, сливающейся через капилляр, вытирают. Пикнометр взвешивают на весах с точностью до 0,01 г (P_ϕ).

Плотность фильтрата

$$\rho_\phi = (P_\phi - P_n)/V_n,$$

где V_n — объем пикнометра или водное число (рассчитывают по разности масс пикнометра, заполненного дистиллированной водой и пустого), мл.

Содержание солей в пересчете на хлористый натрий определяют по приложению 17.

Содержание солей магния и кальция определяют методом комплексометрического титрования, основанном на быстром образовании комплексных соединений трилона Б (комплексона III) с указанными катионами.

Для анализа необходимы следующие химические реактивы и растворы. Трилон Б — 0,05 н. раствор получают растворением 9,3 г трилона Б в 1 л дистиллированной воды. Если после перемешивания раствор трилона Б будет мутный, его необходимо профильтровать. Поправку к титру полученного раствора трилона Б устанавливают по 0,05 н. раствору сернокислого магния, приготовленному из фиксаля. Для этого в коническую колбу вместимостью 250 мл вливают 10 мл 0,01 н. раствора сернокислого магния, доливают 20 мл дистиллированной воды, 5 мл аммиачного раствора и 7—8 капель кислотного хром-темно-синего или на кончике шпателя хромоген-черного. Полученную смесь титруют трилоном Б при интенсивном перемешивании до соответствующего изменения окраски.

Поправку вычисляют по формуле

$$R = (M_{н.1}) / (N_{н.2}),$$

где M — количество раствора сернокислого натрия, взятого на титрование (в данном случае 10 мл), мл; N — количество раствора трилона Б, затраченного на титрование (среднее из трех определений), мл; н. 1 — нормальность стандартного раствора сернокислого магния из фиксаля (0,05н.); н. 2 — нормальность раствора трилона Б (в данном случае раствор 0,05 н.).

Аммиачный буферный раствор также необходим для анализа. 20 г хлористого аммония (ГОСТ 3773—72) помещают в мерную колбу вместимостью 1000 мл, растворяют в небольшом количестве дистиллированной воды, приливают 100 мл 25 %-ного аммиака (ГОСТ 3760—79) и воду до метки. Индикаторы: кислотный хром-темно-синий растворяют в 10 мл аммиачного буферного раствора и разбавляют этиловым спиртом до 100 мл, хромоген-черный 1 г растирают в ступке с 99 г безводного хлористого натрия и хранят в закрытой банке; мурексид 1 г тщательно перемешивают с 99 г высушенного хлористого натрия или хлористого калия и хранят в банке с притертой крышкой в темном месте.

При оценке суммарного содержания кальция и магния в фильтратах, имеющих интенсивную бурю окраску, конец титрования устанавливают по грязно-синей или несколько зеленоватой окраске. Содержание кальция в присутствии мурексида определяют только с бесцветными фильтратами. Определению кальция и магния может мешать присутствие катионов марганца, аммония, меди. В этих случаях вместо кислотного хромоген-темно-синего может применяться бериллон II.

Суммарное содержание кальция и магния определяют следующим образом. Отмеряют пипеткой 1—2 мл фильтрата бурового раствора в химически чистую колбу вместимостью 200 мл и вливают 100 мл дистиллированной воды, 5 мл аммиачного буферного раствора и 8—10 капель индикатора — кислотного хром-темно-синего или на кончике шпателя сухой смеси хромоген-черного. Содержимое колбы титруют установленным 0,05 н. раствором трилона Б при перемешивании до изменения окраски: с кислотным хром-темно-синим от розовой к сине-сиреневой, с хромоген-черным от вишнево-красной к зеленовато-синей.

Для определения количества кальция в растворе в коническую колбу отмеряют пипеткой 1—2 мл фильтрата бурового раствора, добавляют 100 мл дистиллированной воды, 2 мл 10 %-ного раствора едкого натра (для доведения $pH=12$) и вводят на кончике шпателя сухую смесь инди-

катора мурексида. Содержимое колбы титруют 0,05 н. раствором трилона Б до перехода оранжево-желтой окраски в зеленую.

Суммарное содержание кальция и магния рассчитывается по формуле

$$B = (N_{\text{н.}} \cdot R \cdot 1000) / V_{\text{т}},$$

где N — объем раствора трилона Б, необходимого для титрования, мл; н. — нормальность трилона Б (в данном случае 0,05 н.); R — поправка к титру раствора трилона, уточняющая его нормальность; $V_{\text{т}}$ — объем фильтрата взятого для титрования, мл.

Содержание кальция

$$z = (N_{1\text{н.}} \cdot R \cdot 1000) / V_{\text{т}}$$

(N_1 — объем раствора трилона Б, необходимого для титрования, мл).

Содержание магния $Q = B - z$.

Содержание ионов хлора определяется аргентометрически (по Мору), что основано на образовании труднорастворимого осадка хлорида серебра при титровании испытуемого фильтрата раствором нитрата серебра. В качестве индикатора применяется хромат калия, образующий при избытке нитрата серебра красно-бурый осадок хромата серебра (Ag_2CrO_4), появление которого указывает на конечную точку титрования.

Метод Мора применим только при $\text{pH} = 7 \div 10$. Если $\text{pH} > 10$, при титровании для нейтрализации следует добавить 0,02 н. раствор серной кислоты в количестве, установленном предварительным титрованием. Для этого отдельную пробу фильтрата (1—2 мл) помещают в коническую колбу, разбавляют водой до 100 мл и титруют 0,02 н. раствором серной кислоты в присутствии индикатора фенолфталеина.

Для анализа необходимы следующие химические реактивы и растворы. Раствор нитрата серебра 0,1 н. готовят в мерной колбе из фиксаналя или растворением 17 г AgNO_3 (ГОСТ 1277—75) в 1 л дистиллированной воды и хранят его в темном месте. Поправку к титру устанавливают по 0,1 н. раствору хлорида натрия, приготовленному из фиксаналя. В качестве индикатора применяется 5 %-ный раствор хромата калия. При определении поправки в коническую колбу переносят пипеткой 1—5 мл 0,1 н. раствора хлорида натрия, 2—3 капли насыщенного хромата калия и 50 мл дистиллированной воды. Все тщательно перемешивают, затем полученный раствор титруют из бюретки нитратом серебра до образования красно-бурой суспензии.

Поправка к титру рассчитывается по уравнению

$$R_0 = M_{\text{н.1}} / N_{\text{н.2}},$$

где M и N — объемы растворов хлорида натрия и нитрата серебра, взятых на титрование, мл; н. 1 и н. 2 — нормальности растворов хлорида серебра (если из фиксаналя, то раствор 0,1 н.) и нитрата серебра (в данном случае 0,1 н.).

Для определения содержания ионов хлора также необходим индикатор — хромат калия, который готовят растворением 5 г его в 100 мл дистиллированной воды (в мерной колбе).

Порядок работы. В коническую колбу переносят 1—2 мл фильтрата, вливают туда 100 мл дистиллированной воды и 1 мл 5 %-ного раствора хромата калия. Смесь титруют 0,1 н. раствором нитрата серебра до образования суспензии красно-бурого цвета.

Содержание ионов хлора рассчитывается по уравнению

$$z_{\text{Cl}} = (M_{\text{н}} \cdot R_0 \cdot 1000) / V_{\text{т}},$$

где M — объем раствора AgNO_3 , затраченного на титрование, мл; n — нормальность раствора (в данном случае 0,1 н.).

Содержание сульфат-иона определяют путем осаждения сульфат-ионов титрованным раствором хлорида бария, избыток которого титруется затем раствором комплексона. Последний идет на титрование кальция и магния.

Для анализа необходимы следующие химические реактивы и посуда. Буферный раствор, который готовят следующим образом: 8,24 г хлоридного аммония растворяют в 113 мл концентрированного раствора аммиака. Объем доводят до 900 мл добавлением дистиллированной воды. Из полученного буферного раствора отбирают 10 мл, приливают к ним 10 мл 10 %-ного раствора хлорида магния, 40 мл дистиллированной воды и пять капель индикатора. Полученную смесь титруют 10 %-ным раствором комплексона до появления синей окраски, после чего присоединяют к основному боровому раствору, объем которого доводят затем до 1 л добавлением дистиллированной воды.

Раствор индикатора — 0,4 г хромоген-черного Т (эриохром-черного или хромоген-темно-синего) растворяют в 100 мл этилового спирта при 40—60 °С, взбалтывают в течение 3 мин, охлаждают и фильтруют. Раствор хлорида бария 0,1 н. — 12,2 г $\text{BaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ растворяют в 1 л воды; титр устанавливают по раствору комплексона. Раствор комплексона 0,05 н. Соляная кислота плотностью 1,19 г/см³.

Порядок работы. В коническую колбу вливают 1—2 мл фильтрата (можно больше, если сульфатов мало), добавляют 100 мл дистиллированной воды, 5—10 мл 0,1 н. раствора хлорида бария, 1—2 мл 0,1 н. соляной кислоты и кипятят 10 мин. После охлаждения доливают 5—10 мл буферного раствора, пять капель индикатора и титруют комплексонам до появления синей окраски.

Суммарное содержание кальция и магния определяют в отдельной пробе титрованием комплексона.

Содержание сульфат-ионов рассчитывают по формуле

$$z_{\text{SO}_4} = [V_1 - (V_2 - V_3)] \cdot n \cdot \frac{1000}{V_{\text{т}}},$$

где V_1 , V_2 , V_3 — объемы трилона Б, израсходованного на титрование соответственно отдельной пробы смеси $\text{BaCl}_2 + \text{MgCl}_2$, фильтрата и суммы $\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$; n — нормальность раствора трилона Б; $V_{\text{т}}$ — объем анализируемого фильтрата раствора, мл.

Содержание калия определяется экспрессным седиментационным кобальтонитритным методом, основанным на образовании осадка кобальто-

гексанитрата калия при осаждении ионов калия кобальтонитритным реактивом. Количество осадка пропорционально содержанию калия, которое находят по калибровочным кривым.

Для анализа необходимы следующие химические реактивы и растворы. Кобальтонитритный реактив, который готовят двумя способами:

а) 30 г азотнокислого кобальта растворяют в 60 мл дистиллированной воды, одновременно в другом стакане 50 мл нитрита натрия растворяют в 100 мл дистиллированной воды. Оба раствора сливают и прибавляют 10 мл ледяной уксусной кислоты, через сутки раствор фильтруют;

б) 50 г хлористого кобальта растворяют при нагревании в 50 мл дистиллированной воды и отдельно 150 г нитрита натрия растворяют в 500 мл воды, охлаждают растворы, сливают вместе и к полученной смеси при перемешивании добавляют 50 мл 50 %-ной уксусной кислоты, через сутки раствор фильтруют; кобальтонитритный реактив хранят в темном месте.

Для получения осадка кобальтонитрита $K[NaCO(NO_2)_6]$ необходимо в пробирку вместимостью 10—15 мл отмерить пипеткой 5 мл фильтрата, подкислить ледяной уксусной кислотой, добавить 5 мл кобальтонитритного реактива и 1—2 мл дистиллированной воды; сразу же наблюдается выпадение осадка. Пробирку слегка встряхивают, закрывают резиновой пробкой и помещают в центрифугу; после 3 мин перемешивания измеряют линейкой высоту осадка.

Для получения калибровочной кривой по серии эталонных растворов, содержащих 5000; 10 000; 20 000; 30 000; 50 000 мг/л (что соответствует 0,5—5 %) хлорида калия, необходимо: в мерных колбах на 100 мл разбавить точно приготовленный раствор, содержащий 10 000 мг/л 10 %-ного хлорида калия (лучше из фиксанала); осаждение калия из эталонных растворов провести описанным выше методом; по концентрации эталонных растворов и соответствующим значениям высоты осадка строят калибровочную кривую, которая пригодна только для данной пробирки (в ней же определяют и содержание калия в фильтрате бурового раствора).

Для получения осадка одинаковой плотности как в пробах фильтрата, так и в эталонных растворах, центрифугирование должно проводиться при постоянной частоте вращения и неизменном напряжении на клеммах электродвигателя центрифуги.

Измеренное значение высоты осадка в м (мм) нанести на калибровочную кривую и отсчитать по ней содержание калия.

Содержание натрия рассчитывается по разности между суммой всех определяемых анионов и суммой катионов. Для перевода мг/л в моль/л полученные значения содержания каждого из определяемых катионов и анионов надо разделить на соответствующие эквивалентные массы: для хлора — 35,5; для сульфат-иона — 48; для кальция — 20; для магния — 12; для калия — 39.

Определение щелочности, вызываемой гидратами или карбонатами щелочных металлов ($Ш_1$), проводится следующим образом. 10 мл фильтрата переносят пипеткой в колбу вместимостью 50 мл и прибавляют 1—2 капли 1 %-ного раствора фенолфталеина. Появление розовой окраски свидетельствует о щелочности. Добавляют по каплям 0,02 н. раствора

соляной кислоты (или серной) до перехода от розовой к первоначальной окраске фильтрата. Объем раствора кислоты соответствует Щ_1 .

После определения Щ_1 находят общую щелочность Щ_0 , для чего к тому же фильтрату добавляют 1—2 капли 0,05 %-ного раствора метилоранжа. При появлении оранжевой окраски титруют 0,02 н. раствором кислоты до перехода оранжево-желтой окраски в розовую. Присутствие свободной углекислоты может снизить интенсивность окраски. В этом случае пробу фильтрата подогревают (но не кипятят) для удаления свободной углекислоты. Если фильтрат окрашен органическими веществами и невозможно проследить за изменением окраски, титрование проводят потенциометрически.

Щелочность выражается в мл 0,02 н. кислоты, затраченной на титрование отдельно Щ_1 и Щ_0 .

ИЗМЕРЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ВОДОРОДНЫХ ИОНОВ

Для определения этого показателя может быть использована индикаторная бумага или лабораторный рН-метр — милливольтметр рН-121.

Сущность работы с индикаторной бумагой заключается в сравнении цвета индикаторной бумаги, опущенной в буровой раствор, с эталоном и определении рН бурового раствора.

Работа прибора рН-121 основана на преобразовании эдс электродной системы в постоянный ток, пропорциональный измеряемой величине.

Техническая характеристика рН-121

Диапазон измерения величины рН	1—14; 1—4; 4—9; 9—14
--	-------------------------

Основная абсолютная погрешность в диапазонах:

1—14	$\pm 0,4$
в остальных	$\pm 0,04$
Минимальный объем дозы измерения, мл	0,5

Прибор рН-121 состоит из высокоомного преобразователя; подставки, предназначенной для крепления электродов и установки сосудов с контролируемым раствором; термостатированной ячейки; ячейки для микроизмерений; автоматического термокомпенсатора; мешалки.

Измерению на приборе предшествует ряд операций, связанных с подготовкой, настройкой и проверкой прибора по буферному или контролируемому раствору в соответствии с прилагаемой к нему инструкции. Для измерения рН испытуемый раствор наливают в специальный стакан и погружают в него электроды. Величину рН отсчитывают по шкале показывающего прибора только после того, как показания примут установившиеся значения.

ПОДГОТОВКА ПРОБ БУРОВОГО РАСТВОРА

Для подготовки проб бурового раствора используют установки «Воронеж-1» и УТ-1.

«Воронеж-1» предназначена для перемешивания проб бурового раствора.

Техническая характеристика «Воронеж-1»

Вместимость стакана, см ³	950
Частота вращения вала установки под нагрузкой, об/мин:	
1-я скорость	7000±1400
2-я скорость	9200±1840
Напряжение, В	220 ⁺²² ₋₃₃

Составными частями установки являются: литая станина, в верхней части которой крепится основание; три коллекторных двухскоростных двигателя переменного тока МК-1М; на выступающий удлиненный конец каждого вала двигателя насажены крыльчатка и отбойное кольцо. Переключение скоростей вращения электродвигателей проводится переключателями, рукоятки которых расположены на крышке, закрывающей электродвигатели. В комплект установки входят также три стакана для перемешивания компонентов раствора.

Порядок работы. Стаканы заполняют буровым раствором и закрепляют их на станине с помощью верхних и нижних металлических скоб. Включают установку и после определенного времени, необходимого для перемешивания, выключают ее.

Установка УТ-1 предназначена для термообработки проб бурового раствора.

Техническая характеристика УТ-1

Объем термостатируемой пробы бурового раствора в одном автоклаве:

без металлического шара, см ³	480
с металлическим шаром, см ³ , не менее	400
Температура прогрева раствора, °С, не более	250
Частота вращения кассеты с четырьмя автоклавами, об/мин, не более	6
Электрическое питание	Переменный однофазный ток напряжением 220 В

Основными узлами установки (рис. 84) являются: электрошкаф 1, кассета 3, которая представляет собой металлическую пластину с четырьмя гнездами для размещения автоклавов; четыре автоклава 2, которые заполняются буровым раствором для последующей его термообработки; коэффициент заполнения автоклавов 0,6; привод кассеты, состоящий из клиноременной передачи 4, редуктора 5 и электродвигателя 6; ртутный термометр 7 для контроля температуры нагрева камеры шкафа и проб бурового раствора в автоклавах (устанавливается в верхнем гнезде электрошкафа).

Порядок работы. Установки готовят к работе согласно паспорту. Заливают автоклавы буровым раствором до верхней кромки, закрывают крышкой, навинчивают верхнюю крышку и зажимают гаечным ключом прижимной болт до отказа. При термообработке утяжеленных буровых растворов автоклавы перед заполнением пробой загружают металлическими шарами.

Автоклавы устанавливают в гнезда кассеты и закрепляют их винтами. Включают двигатель и, убедившись, что при вращении кассета и автоклавы закреплены прочно и надежно, отключают его. Закрывают

плотно дверцу шкафа, устанавливают указатель терморегулятора электрошкафа на цифру «6», включают пакетный выключатель, о чем сигнализирует загорание лампочки.

Универсальный переключатель устанавливают на мощность 2400 Вт. Зафиксировав время начала нагрева, наблюдают за подъемом температуры в камере по ртутному термометру. Нагрев раствора до 250 °С должен осуществляться в следующем порядке:

а) при 300 °С по ртутному термометру температура в центре камеры станет равной 250 °С; продолжительность нагрева до этой температуры в зависимости от плотности пробы бурового раствора составляет 3—4 ч;

б) при 300 °С поворотом рукоятки терморегулятора влево отключают питание электронагревателей, при этом сигнальная лампа должна погаснуть; с этого момента камера шкафа будет нагреваться в автоматическом режиме при поддержании постоянной температуры в центре камеры, равной 250 °С, на что будет указывать периодическое включение и отключение сигнальной лампочки;

в) одновременно с переводом камеры на автоматическое поддержание температуры включают двигатель вращения кассеты;

г) через 400 мин от начала нагрева температура в автоклавах достигнет 250 °С; дальнейший нагрев ведется в соответствии с заданной программой термообработки без вращения кассеты, двигатель отключают;

д) для прекращения нагрева камеры шкафа отключают пакетный выключатель поворотом влево рукоятки;

е) дверца шкафа должна оставаться закрытой на все время охлаждения камеры до 100 °С, разбирать автоклав можно после охлаждения его до 30 °С.

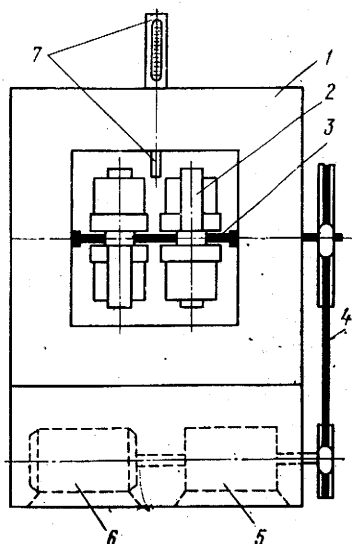


Рис. 84. Установка УТ-1

Техническая характеристика буровых насосов (таблица составлена в соответствии

Показатели	11-ГР	9-МГР	НГ-150	12-ГР	4-МГР
Теоретическая подача насоса $Q_{тн} \cdot 10^{-3}$, м ³ /с, при диа- метре поршня, м:					
0,200	—	—	—	—	—
0,190	—	—	—	—	—
0,185	—	—	—	—	31,4—43,9
0,180	—	—	—	—	—
0,170	—	—	20,7—26,3	—	28,0—39,3
0,160	—	—	—	15,9—24,0	—
0,150	—	—	—	13,8—20,8	21,3—29,9
0,140	—	—	—	11,8—17,9	18,3—25,6
0,130	—	—	—	10,0—15,1	15,5—21,7
0,120	—	10,9—17,8	9,8—12,5	—	—
0,115	—	8,8—14,4	—	—	—
0,110	—	—	—	—	—
0,100	—	6,5—10,6	—	—	—
0,090	3,5—5,8	5,1—8,4	—	—	—
0,080	2,7—4,5	3,9—6,3	—	—	—
Давление в на- гнетательной линии насоса, МПа, при диа- метре поршня, м:					
0,200	—	—	—	—	—
0,190	—	—	—	—	—
0,185	—	—	—	—	6,5
0,180	—	—	—	—	—
0,170	—	—	4,5	—	8,0
0,160	—	—	—	17,5	—
0,150	—	—	—	20,0	10,0
0,140	—	—	—	20,0	11,5
0,130	—	12,7—6,0	—	20,0	14,0
0,120	—	—	9,5	—	—
0,115	—	7,5	—	—	—
0,110	—	—	—	—	—
0,100	—	10,0	—	—	—
0,090	5,0	12,5	—	—	—
0,080	6,5	16,0	—	—	—
Ход поршня, м	0,150	0,250	0,260	0,350	0,400
Диаметр штока, м	0,038	0,045	0,050	0,065	0,065
Число двойных ходов в 1 мин	60—100	55—90	55—70	43—65	50—70
Приводная мощность, кВт	35	140	147	316	346

вин с ТУ 26-02-265—70, ОТУ 26-02-41—67, ОТУ 26-02-20—66 и др.)

У8-3	У8-4	У8-5	У8-6М	У8-7	БРН-1
35,7—49,1	35,8—58,0	—	50,88	—	—
—	—	—	45,50	—	—
30,3—41,6	30,2—49,2	46,6—66,6	—	—	—
—	—	—	40,37	—	34,2
25,2—34,7	25,3—41,0	37,0—55,5	35,5	31,3—34,4	30,4
—	22,1—36,0	32,2—48,3	31,0	27,3—30,0	26,6
19,2—26,4	19,2—31,2	28,1—42,2	26,75	23,5—26,0	23,1
—	—	—	22,75	20,0—22,0	19,8
13,9—19,2	13,9—22,6	20,3—30,5	18,90	—	16,7
12,0—15,2	11,6—18,8	22,8—25,3	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	18,6—20,7	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
6,0	7,0	—	10,0	—	—
—	—	—	11,1	—	—
7,5	8,2	10,0	—	—	—
—	—	—	12,5	—	9,8
9,0	9,5	12,0	14,3	20,4—18,5	11,0
—	11,0	13,8	16,3	23,4—21,3	12,5
11,0	12,5	15,8	19,0	27,2—24,7	14,4
—	—	—	22,3	32,0—29,0	16,9
15,0	17,2	20,0	25,0	—	20,0
17,0	20,0	20,0	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	20,0	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
0,450	0,450	0,350	0,350	0,400	0,300
0,065	0,065	0,080	0,080	0,080	0,065
40—55	40—65	50—75	50—75	60—66	55—80
346	442	589	626	784	386

Показатели	11-ГР	9-МГР	НГ-150	12-ГР	4-МГР
Габариты насоса, м:					
длина	1,930	2,630	3,320	3,950	6,840
ширина	0,990	1,040	1,980	2,250	2,605
высота	1,510	1,630	2,515	2,300	2,965
Масса насоса, кг	1150	2760	7500	9510	17 500

* Без шкива; ** со шкивом.

Окончание приложения 1

У8-3	У8-4	У8-5	У8-6М	У8-7	БРН-1
4,750	4,750	4,900	5,000	—	4,320
3,077	3,175	3,073	3,000	—	2,620
3,325	3,325	3,698	3,235	—	2,715
19 240	19 500	25 000	27 020	30 000	13 315*
					14 700**

Техническая характеристика буровых насосов с закрепленной подачей

Марка насоса	Диаметр втулок, м	Теоретическая подача, м ³ /с	Максимальное паспортное давление, МПа	Ход штока, м	Диаметр штока, м	Число ходов штока в 1 мин
У8-3	0,20	0,049	6,0	0,45	0,065	55
	0,185	0,042	7,5	0,45	0,065	55
	0,17	0,035	9,0	0,45	0,065	55
	0,15	0,026	11,0	0,45	0,065	55
	0,13	0,019	15,0	0,45	0,065	55
	0,12	0,016	17,0	0,45	0,065	55
У8-4	0,20	0,049	7,0	0,45	0,065	55
	0,185	0,042	8,2	0,45	0,065	55
	0,17	0,035	9,5	0,45	0,065	55
	0,16	0,030	11,0	0,45	0,065	55
	0,15	0,026	12,5	0,45	0,065	55
	0,13	0,019	17,2	0,45	0,065	55
У8-5	0,12	0,016	20,0	0,45	0,065	55
	0,185	0,037	10,0	0,35	0,080	65
	0,17	0,031	12,0	0,35	0,080	65
	0,16	0,027	13,8	0,35	0,080	65
	0,15	0,023	15,8	0,35	0,080	65
	0,13	0,016	20,0	0,35	0,080	65
У8-7	0,12	0,013	20,0	0,35	0,080	65
	0,11	0,011	20,0	0,35	0,080	65
	0,17	0,035	20,4—18,5	0,40	0,080	65
	0,16	0,030	23,4—21,3	0,40	0,080	65
БРН-1	0,15	0,026	27,2—24,7	0,40	0,080	65
	0,13	0,019	32,0—23,0	0,40	0,080	65
	0,18	0,034	9,8	0,30	0,065	72
	0,17	0,030	11,0	0,30	0,065	72
У8-6М	0,16	0,027	12,5	0,30	0,065	72
	0,15	0,023	14,4	0,30	0,065	72
	0,14	0,020	16,9	0,30	0,065	72
	0,13	0,017	20,0	0,30	0,065	72
У8-6М	0,20	0,044	10,0	0,35	0,080	65
	0,19	0,039	11,1	0,35	0,080	65
	0,18	0,035	12,5	0,35	0,080	65
	0,17	0,031	14,3	0,35	0,080	65
	0,16	0,027	16,3	0,35	0,080	65
	0,15	0,023	19,0	0,35	0,080	65
	0,14	0,020	22,3	0,35	0,080	65
	0,13	0,016	25,0	0,35	0,080	65

Основные размеры промывочных каналов серийных и гидромониторных долот

Шарошечные долота (по ОН26-128-69)			Сменные минералокерамические насадки для гидромониторных долот					
$D_f \cdot 10^3$, м	Допустимая осевая нагрузка на долото, кН	Суммарное сече- ние промывоч- ных каналов $f_{\Sigma} \cdot 10^4$, м ²	цилиндрические			конондальные		
			$d_{ef} \cdot 10^3$, м	$\delta_f \cdot 10^3$, м	$d_{if} \cdot 10^3$, м	$d_{ef} \cdot 10^3$, м	$\delta_f \cdot 10^3$, м	$d_{if} \cdot 10^3$, м
46	15	1,7				21,7	12	7—8—9—10
59	20	1,7				21,7	12	7—8—9—10
76	35	1,7				21,7	12	7—8—9—10
93	40	2,5				21,7	12	7—8—9—10
97	50	2,5				21,7	12	7—8—9—10
112	60	2,5				21,7	12	7—8—9—10
118	60	4,0				21,7	12	7—8—9—10
132	70					21,7	12	7—8—9—10
140	100					21,7	12	7—8—9—10
145	120	6,0				21,7	12	7—8—9—10
151	120	6,0				21,7	12	7—8—9—10
161	150	6,0	21,5	12	8—9—10	21,7	12	7—8—9—10
172	180	9,0						
190	220	10,0	27,5	20	10—11—12— 13	27,7	20	9—10—11— 12—13—14
214	260	13,5	31,5	20	12—13—14— 15	31,7	20	10—11—12— 13—14—15— 16
243	300	17,0	34,5	20	14—15—16	34,7	20	10—11—12— 13—14—15— 16—17—18
269	320	17,0	34,5	20	14—15—16	34,7	20	10—11—12— 13—14—15— 16—17—18
295	400	17,0	34,5	20	14—15—16	34,7	20	10—11—12— 13—14—15— 16—17—18
320	400	21,0	34,5	20	14—15—16	34,7	20	10—11—12— 13—14—15— 16—17—18
346	400	21,0	34,5	20	14—15—16	34,7	20	10—11—12— 13—14—15— 16—17—18
370	400	21,0	34,5	20	14—15—16	34,7	20	10—11—12— 13—14—15— 16—17—18
394	400	21,0	34,5	20	14—15—16	34,7	20	10—11—12— 13—14—15— 16—17—18
445	400	21,0	—	—	—	34,7	20	10—11—12— 13—14—15— 16—17—18
490	400	21,0	—	—	—	34,7	20	10—11—12— 13—14—15— 16—17—18

Определение классификационных характеристик горных пород на основании их литолого-петрографического описания

Порода	Степень уплотнения пород	Наличие алевропесчаного материала	Наличие кремниевых и железистых отложений	Степень трещиноватости	[Категория сплошности C_{ji} при промывке]		Категория твердости	Твердость пород по штампу $P_{ш} \cdot 10^{-1}$, МПа
					технической водой C_{1i}	буровым раствором C_{2i}		
Известняк	Плотный	Нет	Нет	Слабая	2	2—3	5—6	100—200
	»	Да	Нет	Сильная	1,5	2	6	150—200
	»	Да	Да	»	1,5	2	7—8	200—400
	Пористо-кавернозный	Да	Да	»	2	2—3	5—7	100—300
	То же	Да	Нет	»	1,5	2	3	25—50
	»	Нет	Нет	»	2	2—3	3—4	25—100
	»	Нет	Нет	»	1,5	2		
	»	Нет	Нет	»	2	2—3		
Известняк доломитизированный	Плотный	Нет	Нет	»	2	2—3	5—6	100—200
	»	Да	Нет	»	1,5	2	6	100—150
	Плотный	Да	Да	»	2	2—3	7—8	200—400
	Пористо-кавернозный	Да	Да	Слабая	1,5	2	5—7	100—300
	То же	Да	Нет	Сильная	2	2—3	3	25—50
	»	Нет	Нет	»	1,5	2	3—4	25—100
	»	Нет	Нет	»	2	2—3		
	»	Нет	Нет	»	2	2—3		

				Сильная	1,5	2		
Известняк глинистый	Плотный	Нет	Нет	Слабая Сильная	2,5 2	2 2—3	5	100—150
Доломит	»	Нет	Нет	Слабая	2	2—3	7—8	200—400
	»	Да	Нет	Сильная	1,5	2		
	»	Да	Нет	»	2	2—3	8—9	300—500
	»	Да	Да	»	1,5	2		
	»	Да	Да	»	2	2—3	9—10	400—600
	Пористо-кавер- нозный	Да	Да	»	1,5	2	6—7	150—300
Доломит известковый	»	Нет	Нет	»	2	2—3	5—6	100—200
	Плотный	Нет	Нет	Слабая	2	2—3	7—8	200—400
	»	Да	Нет	Сильная	1,5	2		
	»	Да	Нет	»	2	2—3	8—9	300—500
	»	Да	Нет	»	1,5	2		
	Пористо-кавер- нозный	Да	Да	»	2	2—3	9—10	400—600
Доломит глинистый	»	Нет	Нет	»	1,5	2	6—7	150—300
	»	Нет	Нет	»	2	2—3	5—6	100—200
	Плотный	Нет	Нет	Слабая	2	2—3		
	»	Да	Да	Сильная	1,5	2	4—5	50—150
	Пористый	Да	Да	Слабая	3	1—2	8—10	300—600
	Пористо-кавер- нозный	Да	Нет	»	1	1—2	5—7	100—300
Песчаник с кварцевым це- ментом	Очень пористый	Да	Да	»	1	1—2	3—4	25—100

Порода	Степень уплотнения пород	Наличие алевропесчаного материала	Наличие кремниевых и железистых отложений	Степень трещиноватости	Категория сплошности C_{ji} при промывке		Категория твердости	Твердость пород по штампу $\rho_{ш} \cdot 10^{-1}$, МПа
					технической водой C_{1i}	буровым раствором C_{2i}		
Песчаник с карбонатным цементом	Плотный Пористый Пористо-кавернозный	Да	Да	Слабая	1	1—2	7	200—300
		Да	Да	»	1	1—2	5—6	100—200
		Да	Да	»	1	1—2	3—4	25—100
Песчаник с карбонатно-глинистым цементом	Плотный	Да	Да	Слабая	2	2—3	5	100—150
		Да	Да	Сильная	1,5	2		
	Пористый	Да	Нет	»	2	2—3	4—5	50—150
		Да	Нет	»	1,5	2		
		Да	Нет	»	2	2—3	2—3	10—50
		Да	Да	»	1,5	2		
Алевролит с кварцевым цементом	Плотный Пористый	Да	Да	Слабая	1	1—2	8—10	300—600
		Да	Да	»	1	1—2	5—7	100—300
Алевролит с кварцевым цементом	Пористо-кавернозный	Да	Да	»	1	1—2	5	100—150
Алевролит с карбонатным цементом	Плотный Пористый	Да	Да	»	1	1—2	7	200—300
		Да	Да	»	1	1—2	5—6	100—200

	Пористо-кавер- нозный	Да	Да	Слабая	1	1—2	3—4	25—100
Алевролит с карбонатно- глинистым цементом	Плотный	Да	Да	Слабая	2,5	3	5	100—150
	»	Да	Нет	Сильная	2	2—3		
				»	2,5	3	4—5	50—150
	Пористый	Да	Нет	»	2	2—3		
				»	2,5	3	2—3	10—50
Мергель глинистый				»	2	2—3		
	Пористый	Да	Да	Слабая	2,5	3	4	50—100
	»	Нет		Сильная	2	2—3		
		Да	Да	»	2,5	3	4	50—100
Глина карбонатная		Нет		»	2	2—3		
	Плотная	Да	Нет	Слабая	2,5	3	3—4	25—100
	»	Нет		Сильная	2	2—3	4	
	Пористая	Да	Нет	»	2,5	3	1—2	10—25
	»	Нет		»	2	2—3		
		Да	Да	»	2,5	3	4	50—100
		Нет		»	2	2—3		
Глина	Пористая	Да	Нет	Слабая	3	4	1—2	10—25
	Плотная	Нет		»	3	3—4	2—3	10—50
Аргиллит кремнистый	Плотная	Да	Да	Слабая	2,5	3	5	100—150
	»	Нет		Сильная	2	2—3		
		Да	Нет	»	2,5	3	5	100—150
		Нет		»	2	2—3		

Порода	Степень уплотнения пород	Наличие алевропесчаного материала	Наличие кремниевых и железистых отложений	Степень трещиноватости	Категория сплошности C_{ji} при промывке		Категория твердости	Твердость пород по штампу $\rho_{ш} \cdot 10^{-1}$, МПа
					технической водой C_{1i}	буровым раствором C_{2i}		
Алевролит с карбонатно-глинистым цементом	Пористый	Да	Да	Слабая	2,5	3	3—4	25—100
Мергель карбонатный	Плотный	Нет	Нет	»	2,5	3	4	50—100
	»	Да	Нет	Сильная	2	2—3	4	50—150
	»	Да	Да	»	2,5	3	5—6	100—200
	Пористый	Нет	Нет	»	2	2—3	1—2	10—25
		Да	Нет	Слабая	2,5	3	1—2	10—25
		Да	Да	Сильная	2	2—3	4—5	50—150
		Нет	Да	»	2,5	3	4—5	50—150
	»	Нет	Да	»	2	2—3	4—5	50—150
Мергель глинистый	Плотный	Нет	Нет	»	2,5	3	3—4	25—100
	»	Да	Нет	»	2	2—3	3—4	25—100
	»	Да	Нет	»	2,5	3	4	50—100
	Пористый	Нет	Нет	»	2	2—3	1—2	10—25
		Нет	Нет	»	2,5	3	1—2	10—25
		Нет	Нет	»	2	2—3	1—2	10—25

Аргиллит кремнистый	Плотный	Да	Да	Слабая	2,5	3	6	150—200
				Сильная	2	2—3		
Аргиллит карбонатный	»	Да	Нет	»	2,5	3	3—4	25—100
		Нет		»	2	2—3		
Аргиллит	»	Да	Нет	»	2,5	3	3—4	25—100
				»	2	2—3		
Мел	»	Нет	Нет	»	2	2—3	1	10
				»	1,5	2		
Ангидрид	»	Нет	Нет	»	2,5	3	4—5	50—150
				»	2	2—3		
	»	Да	Нет	»	2,5	3	5	100—150
				»	2	2—3		
Гипс	»	Нет	Нет	»	2,5	3	3	25—50
				»	2	2—3		
Галит	»	Нет	Нет	»	2	2—3	3	25—50
				»	2,5	3		
Галит с примесями	»	Нет	Нет	»	2,5	3	3—4	25—100
				»	2	2—3		
Кремень	»	Нет	Нет	Слабая	2	2—3	9—11	400—700

Свойства неорганических реагентов

Реагент	Формула	Молекулярная масса	Плотность, г/см ³	Растворимость (в г) безводного вещества на 100 г раствора при температуре, °C								
				0	10	20	30	40	50	60	80	100
Хлористый кальций	CaCl_2	110,99	2,51	—	—	42,70	—	—	—	—	—	61,4
Хлористый кальций (водный)	$\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	219,09	1,68	37,30	39,40	42,70	50,1	53,4	—	57,8	59,5	61,4
Гидрат окиси кальция (гашеная известь)	Ca(OH)_2	74,10	2,10	0,19	0,18	0,17	0,16	0,14	0,13	0,12	0,08	0,07
Сульфат кальция	CaSO_4	136,15	2,96	—	—	0,20	—	—	—	—	—	0,162
Сульфат кальция водный (гипс)	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	172,18	2,32	0,176	0,193	0,202	0,21	0,21	—	0,201	—	—
Хлористый калий	KCl	74,56	1,99	21,90	23,80	25,50	27,10	28,60	30,00	31,40	33,90	36,00
Хромат калия	K_2CrO_4	194,21	2,73	37,20	38,00	38,70	39,50	40,10	40,80	41,50	42,90	44,10
Бихромат калия	$\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$	294,22	2,69	4,80	6,50	10,70	16,70	21,20	27,00	31,90	41,20	49,20
Гидрат окиси калия	KOH	56,11	2,04	49,20	50,70	52,80	55,80	58,00	58,30	—	61,70	64,00
Карбонат натрия (кальцинированная сода)	Na_2CO_3	105,993	2,53	—	—	17,70	—	—	—	—	—	31,30
Карбонат натрия (водный)	$\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$	286,15	1,46	6,50	11,10	17,70	28,40	33,20	32,20	31,70	31,40	31,30
Бикарбонат натрия	NaHCO_3	84,01	2,20	6,50	7,50	8,80	10,00	11,30	12,60	13,80	—	19,10
Хлористый натрий (поваренная соль)	NaCl	58,44	2,16	26,30	26,30	26,40	26,50	26,70	26,90	27,00	27,60	28,10
Хромат натрия (водный)	$\text{Na}_2\text{CrO}_4 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$	342,15	1,48	24,10	33,40	44,20	47,00	49,00	51,20	53,50	55,50	55,70
Бихромат натрия (водный)	$\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	298,04	2,50	62,00	63,00	64,30	66,30	68,30	70,50	72,90	79,00	80,60
Гидрат окиси натрия (каустическая сода)	NaOH	40,00	2,13	29,60	34,00	52,20	54,30	56,30	59,20	63,50	75,80	77,60
Гексаметафосфат натрия	$(\text{NaPO}_3)_6$	611,83	2,48	—	—	Растворим	—	—	—	—	—	Растворим
Силикат натрия	Na_2SiO_3	122,07	2,40	—	—	То же	—	—	—	—	—	То же
Силикат натрия (водный)	$\text{Na}_2\text{SiO}_3 \cdot 9\text{H}_2\text{O}$	284,22	2,00	—	—	Хорошо растворим	—	—	—	—	—	Хорошо растворим

Плотность водных растворов солей и щелочей при 20 °С

Количество сухого вещества, г в 100 г	NaOH		KOH		CaCl ₂		KCl		K ₂ CrO ₄ (18 °С)	
	Плотность, г/см ³	Содержа- ние, г/л	Плотность, г/см ³	Содержа- ние, г/л	Плотность, г/см ³	Содержа- ние, г/л	Плотность, г/см ³	Содержа- ние, г/л	Плотность, г/см ³	Содержа- ние, г/л
1	1,010	10,10	1,007	10	1,007	10	1,004	10	1,006	10
2	1,021	20,41	1,011	20	1,014	20,2	1,011	20,2	1,014	20,3
4	1,043	41,71	1,033	41	1,031	41,0	1,023	40,9	1,031	41,2
6	1,065	63,89	1,049	62,0	1,048	62	1,036	62,1	1,047	62,8
8	1,087	86,95	1,065	84	1,065	85	1,050	84	1,064	85
10	1,109	110,9	1,082	108	1,083	108	1,063	106	1,082	108
20	1,219	243,8	1,176	235	1,177	235	1,132	226,4	1,174	235
30	1,328	398,4	1,287	387	1,281	384	—	—	1,278	383
40	1,430	572,0	1,411	564	1,395	558	—	—	1,396	558
50	1,525	762,7	1,538	666	—	—	—	—	—	—

Продолжение приложения 6

Количество сухого вещества, в 100 г	K ₂ Cr ₂ O ₇		NaCl		Na ₂ CO ₃		NaHCO ₃ (18 °С)		Na ₂ SO ₄		MgSO ₄	
	Плот- ность, г/см ³	Содер- жание, г/л	Плот- ность, г/см ³	Содер- жание, г/л	Плот- ность, г/см ³	Содержа- ние, г/л	Плот- ность, г/см ³	Содержа- ние, г/л	Плот- ность, г/см ³	Содержа- ние, г/л	Плот- ность, г/см ³	Содержа- ние, г/л
1	1,005	10	1,005	10	1,008	10	1,005	10	1,007	10	—	—
2	1,012	20	1,012	20	1,019	20	1,013	20	1,016	20	1,018	20
4	1,026	41	1,026	41	1,039	41,5	1,028	41,0	1,034	41	1,039	41,5
6	1,040	62,4	1,041	62,5	1,060	63,6	1,042	62,5	1,053	63	1,060	63,6
8	1,055	84	1,055	84	1,081	86,5	1,058	84,6	1,072	85,8	1,081	86,5
10	1,070	107	1,070	107	1,102	110	—	—	1,091	109	1,103	110
20	—	—	1,147	229	—	—	—	—	—	—	1,219	244
30	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
40	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
50	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Зависимость содержания сухих веществ ССБ от плотности ее водных растворов

Плотность, г/см ³	Содержание сухих веществ, %	Плотность, г/см ³	Содержание сухих веществ, %	Плот- ность, г/см ³	Содержание сухих веществ, %
1,01	2,0	1,13	25,4	1,25	45,0
1,02	4,0	1,14	27,4	1,26	46,5
1,03	6,0	1,15	29,2	1,27	48,1
1,04	8,0	1,16	31,0	1,28	49,7
1,05	10,0	1,17	32,5	1,29	51,3
1,06	12,0	1,18	34,0	1,30	52,6
1,07	14,0	1,19	35,6	1,31	54,3
1,08	16,0	1,20	37,1	1,32	56,0
1,09	18,0	1,21	38,6	1,33	57,5
1,10	20,0	1,22	40,2	1,34	59,1
1,11	21,6	1,23	42,0	1,35	60,6
1,12	23,6	1,24	43,4	1,36	61,3

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

Плотность известкового молока и содержание в нем СаО и Са(ОН)₂

Плот- ность, г/см ³	Содержание СаО, г		Содержа- ние Са (ОН) ₂ % мас.	Плот- ность, г/см ³	Содержание СаО, г		Массовая доля Са (ОН) ₂ , %
	в 100 г	в 1 л			в 100 г	в 1 л	
1,009	0,99	10	1,31	1,119	14,30	160	18,90
1,017	1,96	20	2,59	1,126	15,10	170	19,95
1,025	2,93	30	3,87	1,133	15,89	180	21,00
1,032	3,88	40	5,13	1,140	16,67	190	22,03
1,039	4,81	50	6,36	1,148	17,43	200	23,03
1,046	5,74	60	7,58	1,155	18,19	210	24,04
1,054	6,65	70	8,79	1,162	18,94	220	25,03
1,061	7,54	80	9,96	1,169	19,68	230	26,01
1,068	8,43	90	11,14	1,176	20,41	240	26,96
1,075	9,30	100	12,29	1,184	21,12	250	27,91
1,083	10,16	110	13,43	1,191	21,84	260	28,86
1,090	11,01	120	14,55	1,198	22,55	270	29,80
1,097	11,86	130	15,67	1,205	23,24	280	30,71
1,104	12,68	140	16,76	1,213	23,92	290	31,61
1,111	13,50	150	17,84	1,220	24,60	300	32,51

Температура замерзания растворов NaCl и CaCl₂

Плотность, г/см ³ (при 15 °C)	Раствор NaCl			Раствор CaCl ₂		
	в г на 100 г раствора	в г на 100 г воды	температура замерзания, °C	в г на 100 г раствора	в г на 100 г воды	температура замерзания, °C
1,01	1,5	1,5	—0,9	1,3	1,3	—0,6
1,02	2,9	3,0	—1,8	2,5	2,6	—1,2
1,03	4,3	4,5	—2,6	3,6	3,7	—1,8
1,04	5,6	5,9	—3,5	4,8	5,0	—2,4
1,05	7,0	7,5	—4,4	5,9	6,3	—3,0
1,06	8,3	9,0	—5,4	7,1	7,6	—3,7
1,07	9,6	10,6	—6,4	8,3	9,0	—4,4
1,08	11,0	12,3	—7,5	9,4	10,4	—5,2
1,09	12,2	14,0	—8,6	10,5	11,7	—6,1
1,10	13,6	15,7	—9,8	11,5	13,0	—7,1
1,11	14,9	17,5	—11,0	12,6	14,4	—8,1
1,12	16,2	19,3	—12,2	13,7	15,9	—9,1
1,13	17,5	21,2	—13,6	14,7	17,3	—10,2
1,14	18,8	23,1	—15,1	15,8	18,8	—11,4
1,15	20,0	25,0	—16,0	16,8	20,2	—12,7
1,16	21,2	26,9	—18,2	17,8	21,7	—14,2
1,17	22,4	29,0	—20,0	18,9	23,3	—15,7
1,175	23,1	30,1	—21,2	—	—	—
1,18	—	—	—	19,9	24,9	—17,4
1,19	—	—	—	20,9	26,5	—19,2
1,20	—	—	—	21,9	28,0	—21,2
1,21	—	—	—	22,8	29,6	—23,3
1,22	—	—	—	23,8	31,2	—25,7
1,23	—	—	—	24,7	32,9	—28,3
1,24	—	—	—	25,7	34,6	—31,2
1,25	—	—	—	26,6	36,2	—34,6
1,26	—	—	—	27,5	37,9	—38,6
1,27	—	—	—	28,4	39,7	—43,6
1,28	—	—	—	29,4	41,6	—50,1
1,285	—	—	—	29,9	42,7	—55,0

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Аветисян Н. Г., Шеметов В. Ю.* Выбор водоотдачи бурового раствора при разбуривании глинистых отложений.— РНТС. «Бурение», 1980, № 1, с. 15—17.
2. *Алексеевский В. Г.* Буровые установки Уралмашзавода. М., Недра, 1971.
3. *Альтишуль А. Д.* Гидравлические сопротивления. М., Недра, 1970.
4. *Булатов А. И., Проселков Ю. М., Рябченко В. И.* Технология промывки скважин. М., Недра, 1981.
5. *Буровые растворы и цементирование скважин в солевых отложениях*/А. И. Булатов, Н. А. Мариампольский, В. И. Рябченко и др. Ташкент, Фан, 1976.
6. *Войтенко В. С., Леонов Е. Г., Филатов Б. С.* Выбор типа промывочной жидкости, обеспечивающей наибольшую устойчивость пород на стенках скважин.— В кн.: Бурение газовых и газоконденсатных скважин. М., ВНИИЭГазпром, 1974, вып. 2, с. 12—21.
7. *Временная методика составления технических проектов на бурение, крепление и испытание нефтяных и газовых скважин.* М., Недра, 1976.
8. *Габузов Г. Г., Проселков Ю. М.* Сопротивление при обтекании шарообразной частицы вязкопластичной жидкостью.— Тр. ВНИИКРнефти, вып. 16. 1979, с. 16—21.
9. *Габузов Г. Г., Проселков Ю. М.* Определение подачи буровых насосов с учетом гидротранспорта бурового шлама.— Тр. ВНИИКРнефти, вып. 17, 1980, с. 15—18.
10. *Головкин В. Н.* Оборудование для приготовления и очистки промывочных жидкостей. М., Недра, 1978.
11. *Гукасов Н. А.* Гидромеханические особенности промывки и крепления скважин. М., Недра, 1979.
12. *Дегтев Н. И., Зинкевич А. И.* Контроль и дегазация буровых промывочных жидкостей. М., Недра, 1978.
13. *Жуховицкий С. Ю.* Промывочные жидкости в бурении. М., Недра, 1976.
14. *Заринов С. З.* Лабораторный контроль при бурении нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1977.
15. *Исследование глин и новые рецептуры глинистых растворов*/В. Д. Городнов, В. Н. Тесленко, П. И. Колесников, Б. К. Челомбев. М., Недра, 1971.
16. *Кистер Э. Г.* Основные направления химической обработки буровых растворов.— Тр. ВНИИБТ, вып. XXVII, 1971, с. 5—13.
17. *Козодой А. К., Варламов Е. П.* Количественная оценка силового воздействия гидромониторной струи на забое скважины.— Тр. ВолгоградНИПИнефть, вып. 23, 1975, с. 13—17.
18. *Круглицкий Н. Н., Агабальянц Э. Г.* Методы физико-химического анализа промывочных жидкостей. Киев, Техника, 1972.
19. *Лернер Р. С., Кистер Э. Г.* Противоизносные свойства буровых растворов и их улучшение.— Тр. ВНИИБТ, вып. XXVII, 1971, с. 94—112.
20. *Липатов В. И., Малкин И. Б., Мительман Б. И.* Методика подбора диаметров насадок гидромониторных долот с учетом глубины скважины и параметров наземного оборудования. М., изд. ВНИИБТ, 1976.
21. *Мавлютов М. Р.* Разрушение горных пород при бурении скважин. М., Недра, 1978.
22. *Материалы VII Всесоюзного научного семинара по гидравлике*

промывочных жидкостей и тампонажных растворов. Баку, изд. АЗИННефтехим, 1980.

23. Межлумов А. О. Основные направления повышения эффективности работы буровых долот за рубежом. Обзорная информация. М., ВНИИОЭНГ, 1980.

24. Мирзаджанзаде А. Х., Барановский В. Д., Ширинзаде С. А., Применение статистических методов расчета в буровой гидравлике. Обзор по основным направлениям развития отрасли. М., ВНИИОЭНГ, 1978.

25. Мирзаджанзаде А. Х., Караев А. К., Ширинзаде С. А. Гидравлика в бурении и цементировании нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1977.

26. Михеев В. Л. Технологические свойства буровых растворов. М., Недра, 1979.

27. Мовсумов А. А. Гидродинамические основы совершенствования технологии проводки глубоких скважин. М., Недра, 1976.

28. Мукук К. В. Элементы гидравлики релаксирующих аномальных систем. Ташкент, Фан, 1980.

29. Оптимизация процессов промывки и цементирования скважин/ А. Г. Аветисов, Б. И. Бондарев, А. И. Булатов, Е. И. Сукурено. М., Недра, 1980.

30. Орлов Л. И., Ручкин А. В., Свихнушин Н. М. Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа. М., Недра, 1976.

31. Пеньков А. И., Панченко Г. Г. Влияние водоотдачи буровых растворов на возникновение прихватов.— РНТС «Бурение», 1970, № 5, с. 6—8.

32. Пеньков А. И., Сухарев С. С. Стабилизация и регулирование свойств буровых растворов акриловым сополимером и оксиэтилированной целлюлозой.— Коллоидный журнал, т. XXXV, вып. 4, 1973, с. 799—801.

33. Ребиндер П. А. Поверхностные явления в дисперсных системах.— В кн.: Коллоидная химия. Избранные труды. М., Наука, 1978.

34. Рязанов Я. А. Справочник по буровым растворам. М., Недра, 1979.

35. Сеид-Рза М. К. Устойчивость горных пород при бурении скважин на большие глубины. М., Недра, 1972.

36. Середа Н. Г., Соловьев Е. М. Бурение нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1974.

37. Тихомиров В. К. Пены (теория и практика их получения и разрушения). М., Химия, 1975.

38. Утяжеление буровых и тампонажных растворов/И. Н. Резниченко, А. И. Булатов, С. А. Рябоконь, С. Н. Шандин. М., Недра, 1978.

39. Шептала Н. Е. Руководство по физико-химическому анализу глинистых растворов, глин, утяжелителей и реагентов. М., Недра, 1974.

40. Шищенко Р. И., Есьман Б. И., Кондратенко П. И. Гидравлика промывочных жидкостей. М., Недра, 1976.

41. Эйгелес Р. М., Стрекалова Р. В. Расчет и оптимизация процессов бурения скважин. М., Недра, 1977.

42. Ясаини А. М. Вскрытие, опробование и испытание пластов. М., Недра, 1979.

43. Crowley M. K. Drilling hydraulics should be updated continuously. Part I.— World Oil, 1976, vol. 182, N 4, Part II.— World Oil, 1976, vol. 182, No 5, pp. 74—76.

44. Evans Bill and Gray K. F. Effect of bentonitic fluid properties on drilling rate.— J. Petrol. Technol., 1972, VI, vol. 24, pp. 657—662.

45. Walker R. E. Annular Calculations Balance Cleaning with Pressure Loss.— Oil and Gas J., 1976, vol. 74, No 42, pp. 82—86.

Анатолий Иванович Булатов
Александр Иванович Пеньков
Юрий Михайлович Проселков

СПРАВОЧНИК ПО ПРОМЫВКЕ СКВАЖИН

Редактор издательства *Л. Ф. Маклакова*
Художественный редактор *В. В. Шутько*
Технический редактор *Л. Н. Шиманова*
Корректор *А. А. Передерникова*
ИБ № 5788

Сдано в набор 01.02.84. Подписано в печать 28.05.84. Т-12914. Формат 60×90^{1/16}.
Бумага типографская № 1. Гарнитура «Литературная». Печать высокая. Усл.-печ. л.
20,0. Усл. кр.-отт. 20,0. Уч.-изд. л. 23,0. Тираж 9000 экз. Заказ 271/10—5. Цена
1 р. 50 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра» 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19

Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 191126, Ленинград, Социалистическая ул., 14.