

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки – Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ современных систем очистки бурового раствора

УДК 622.24.065

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Мамруков Данила Евгеньевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Романюк В.Б.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин А.И.	Д.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	К.Х.Н.		

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки</i> (в нефтегазовом секторе экономики).
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых</i> условиях; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i> .
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов.
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i> .
P7	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i> .
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) – Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Мамруков Данила Евгеньевич

Тема работы:

Анализ современных систем очистки бурового раствора

Утверждена приказом директора (дата, номер)	
---	--

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Проведение анализа комплектующего оборудования системы очистки бурового раствора отечественного и зарубежного производства.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Литературный обзор. 2. Определить методику проведения аналитической части. 3. Произвести инженерное сопровождение процесса очистки бурового раствора. 4. Обработать полученные данные. 5. Сделать вывод.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Необходимость в графических материалах отсутствует.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент отделения нефтегазового дела, к.э.н., Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Профессор, д.т.н., Сечин А.И.
Часть на иностранном языке	Старший преподаватель отделения иностранных языков, к.ф.н., Сумцова Ольга Витальевна.
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Analysis of mud cleaning systems	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Мамруков Данила Евгеньевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Мамруков Данила Евгеньевич

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.	1. Оценка затрат на оборудование для циркуляционной системы сервисное обслуживание.; 2. ТУ 14-161-163-96; 3. Налоговый кодекс РФ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов.	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	Оценка перспективности использования нового оборудования для циркуляционной системы предоставляемого заводами изготовителями.
2. Планирование и формирование график научных научно-исследовательской работы.	Составление плана проекта с учетом необходимых временных, трудовых затрат и соответствующих рисков.
3. Планирование и формирование бюджета научно-исследовательской работы.	Оценка эффективности применения нового оборудования для циркуляционной системы буровой установки отечественных производителей по сравнению с зарубежными аналогами.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Линейный календарный график проведения НИ</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Романюк В.Б.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Мамруков Данила Евгеньевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Мамруков Данила Евгеньевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Исследование образования видов коррозии в различных жидкостях заканчивания	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования - Система очистки бурового раствора которая предназначена для. Область применения – бурение нефтяных и газовых скважин.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	- Трудовой кодекс РФ; -ГОСТ 12.2.049-80. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных факторов 2.2. Анализ выявленных опасных факторов	Анализ выявленных вредных и опасных факторов, действующих на работника в процессе работы на буровой установке: -Повышенный уровень шума на рабочем месте; -Повышенная вибрация на рабочем месте; -Экстремально низкие температуры; -Движущиеся машины и механизмы; -Повышенное или пониженное давление жидкости в сосудах, трубопроводах.
3. Экологическая безопасность:	– Загрязнение атмосферного воздуха вследствие выбросов выхлопных газов; -Загрязнение окружающей среды в связи с разливами технологических жидкостей.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– Газонефтеводопроявления; – Прихват инструмента в скважине; – Пожары; – Взрывы; – Открытые фонтаны; – Отрыв инструмента в скважине.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин А.И.	д.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Мамруков Данила Евгеньевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) – Нефтегазовое дело
 Уровень образования – Магистратура
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения – осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы	
---	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
1 января 2021	1. Проведение литературного обзора.	
1 февраля 2021	2. Определить методику проведения аналитической части. 3. Произвести инженерное сопровождение процесса очистки бурового раствора.	
10 мая 2021	4. Обработать полученные данные.	
15 июня 2021	5. Предварительная защита диссертации.	

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	к.х.н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 94 страниц, 16 рисунков, 41 источник, 1 приложение.

Ключевые слова: буровые растворы, система очистки бурового раствора, вибросита, центрифуга, пескоотделитель, илоотделитель, направление, кондуктор, техническая колонна, эксплуатационная колонна, шлам.

Объектом исследования является оборудование по очистке бурового раствора.

Цель работы – произвести сравнительный анализ очистки бурового раствора с помощью отечественных и зарубежных установок.

Задачи работы:

- произвести литературный обзор источников по данной тематике;
- определить методику проведения аналитической части;
- произвести инженерное сопровождение процесса очистки бурового раствора;
- обработать полученные данные;
- сделать вывод.

В качестве основного оборудования были использованы технологические установки, предназначенные для очистки бурового раствора – вибросита, гидроциклоны, центрифуги.

В процессе исследования были проанализированы технические характеристики оборудования по очистке бурового раствора, а также параметры бурового раствора при строительстве эксплуатационной скважины на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении.

Определения

В данной работе использованы некоторые термины с соответствующими определениями:

Буровые растворы – сложная многокомпонентная дисперсная система суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.

Вибросито – вибрационное сито применяются для очистки бурового раствора от выбуренной породы (шлама) путем просеивания через вибрирующие сетки.

Илоотделитель – тип гидроциклона для удаления из раствора частиц шлама до 0,03...0,05 мм.

Пескоотделитель – тип гидроциклона для удаления из раствора частиц шлама до 0,08...0,09 мм.

Центрифуга – система очистки буровых растворов на базе центрифуги предназначена для глубокой очистки утяжелённых и неутяжелённых растворов от выбуренной породы при бурении нефтяных, газовых и других скважин.

Направление – первая колонна труб или одна труба, предназначенная для закрепления приустьевой части скважин от размыва буровым раствором и обрушения, а также для обеспечения циркуляции жидкости.

Кондуктор – колонна обсадных труб, предназначенных для разобщения верхнего интервала разреза горных пород, изоляции пресноводных горизонтов от загрязнения, монтажа противовыбросового оборудования и подвески последующих обсадных колонн.

Техническая колонна – служит для разобщения несовместимых по условиям бурения зон при углублении скважины до намеченных глубин.

Эксплуатационная колонна – колонна которой крепят скважину для разобщения продуктивных горизонтов от остальных пород и извлечения из скважины нефти или газа, или для нагнетания в пласты жидкости или газа.

Оглавление

Введение.....	13
1. Теоретическая часть	14
1.1 Классификация буровых растворов.....	14
1.2 Очистка буровых растворов	19
1.2.1 Очистка буровых растворов с помощью вибросит.....	21
1.2.2 Очистка буровых растворов с помощью гидроциклонов	27
1.2.3 Очистка буровых растворов с помощью центрифуг	30
2. Аналитический обзор	32
2.1 Анализ выпускаемой техники по очистке бурового раствора.....	32
2.2 Сравнительный анализ систем очистки бурового раствора	42
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	53
3.1 Структура прикладной работы.....	53
3.2 Трудоемкость выполнения исследовательской работы	54
3.3 График выполнения исследовательской работы.....	55
3.4 Бюджет научно-технического исследования.....	57
3.5 Материальные траты на закупку оборудования.....	59
3.6 Расчет амортизации.....	60
3.7 Обоснование эффективности проекта.....	60
4. Социальная ответственность	62
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности...	62
4.2 Основные мероприятия по обеспечению безопасных, здоровых условий труда при ведении проектируемых работ	63
4.2.1 Организация работ по охране труда.....	63
4.2.2 Лечебно-профилактическое и санитарно-бытовое обслуживание рабочих.....	66
4.3 Нормализация санитарно-гигиенических условий труда	67
4.3.1 Климатические условия труда	67
4.3.2 Загазованность и запыленность воздуха рабочей зон	68
4.3.3 Освещение производственных помещений.....	69
4.3.4 Шум, вибрация неионизирующие и ионизирующие излучения ...	71
4.4 Обеспечение работающих средствами индивидуальной защиты	72

4.5	Электробезопасность.....	74
4.6	Пожарная безопасность.....	76
	Заключение	78
	Список используемых источников:.....	80
	Приложение А	83

Введение

В настоящее время буровые компании испытывают проблемы, связанные с некачественной очисткой бурового раствора. Поступившая в буровой раствор выбуренная горная порода оказывает отрицательное влияние на его технологические свойства, что приводит к значительному повышению стоимости скважины.

В связи с этим актуально использовать качественное современное оборудование по очистке бурового раствора от выбуренной горной породы. Это обусловлено тем, что недостаточно очищенный буровой раствор может привести к увеличению цикла строительства скважины, этому способствуют уменьшение скорости проходки, сальники на КНБК, износ бурового оборудования и инструмента и другие сопутствующие осложнения.

В настоящий момент нефтегазовый рынок насыщен всевозможным оборудованием от разных производителей с примерно одинаковой ценовой категорией и заявленными техническими характеристиками из-за чего выбрать наиболее продуктивное без тщательного анализа работы этой техники в практических условиях представляется весьма затруднительным.

Цель работы заключается в проведении аналитического обзора отечественного и зарубежного оборудования в процессе строительства скважин для определения наиболее эффективного, а также рекомендации к проведению возможных модернизаций.

1. Теоретическая часть

1.1 Классификация буровых растворов

В России первоначальная классификация буровых промывочных жидкостей основывалась на их назначении и использовалась при проведении геологоразведочных работ. Они подразделялись на БПЖ для нормальных геологических условий бурения (вода, некоторые водные растворы, нормальные глинистые растворы) и для осложненных геологических условий бурения [1].

Существует классификация по основному эффекту, достигнутому химической обработкой: солестойкие растворы; термостойкие растворы; термосолестойкие растворы; ингибирующие растворы.

Классификация БПЖ по способу приготовления подразделяет их на естественно-наработанные (самозамес) и искусственно-приготовленные.

К сожалению, в настоящее время нет единой общепризнанной и научно-обоснованной классификации. В отечественной практике заслуживает внимание классификация по Паусу, в основе которой лежат следующие факторы: состав разбуриваемых пород; проницаемость; наличие солей; температура забоя; устойчивость стенки скважин; пластовое давление. По этой классификации все БПЖ подразделяются на несколько классов в каждый из которых входят группы облегченных растворов плотностью до 1250 кг/м^3 ; нормальных плотностью $1250\text{-}1450 \text{ кг/м}^3$; утяжеленных более 1450 кг/м^3 или группа растворов определяется видом ингибитора [1].

В целом в отечественной буровой практике БПЖ классифицируют по назначению и составу дисперсионной среды и дисперсной фазы на три большие группы: растворы на водной основе, растворы на нефтяной основе; газообразные растворы. Эти три группы в свою очередь подразделяются на подгруппы. Их классификация представлена на рисунках 1.1,1.2.

Буровые промывочные жидкости можно классифицировать и по числу фаз на два больших класса: гомогенные (однофазные) и гетерогенные (многофазные) и далее по природе (составу) системы в целом или её

дисперсионной среды. Можно выделить подклассы водных (полярных), углеводородных (неполярных) и газообразных очистных агентов. Кроме того, гетерогенные системы могут быть разделены на группы по агрегатному состоянию дисперсной фазы, которая может быть твердой, жидкой, газообразной и комбинированной. Такая классификация представлена на рисунке 1.3.

Типы очистных агентов далее можно подразделять на различные виды в зависимости от степени и состава минерализации всей системы или её дисперсионной среды, количества дисперсной фазы, способа приготовления БР и т.д [1].

Так, водные (полярные) гомогенные и гетерогенные очистные агенты в зависимости от концентрации солей (в пересчете на NaCl) могут быть:

- пресными (до 1 %);
- слабоминерализованными (1 ÷ 3 %);
- среднеминерализованными (3 ÷ 20 %);
- высокоминерализованными (> 20 %).

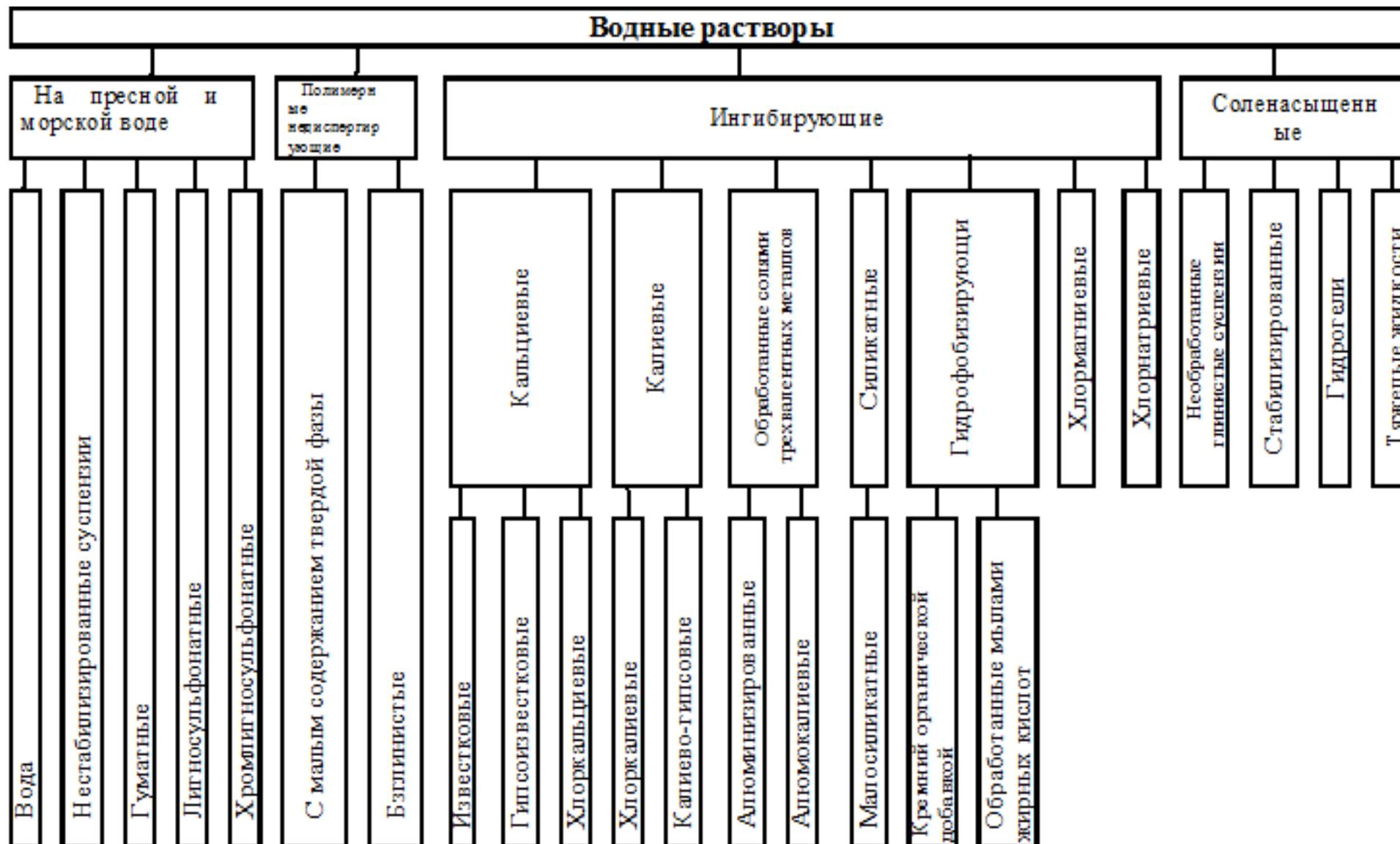


Рисунок 1.1 – Классификация буровых промывочных жидкостей (водные растворы)



Рисунок 1.2 – Классификация буровых промывочных жидкостей (растворы на нефтяной основе и газообразные растворы)

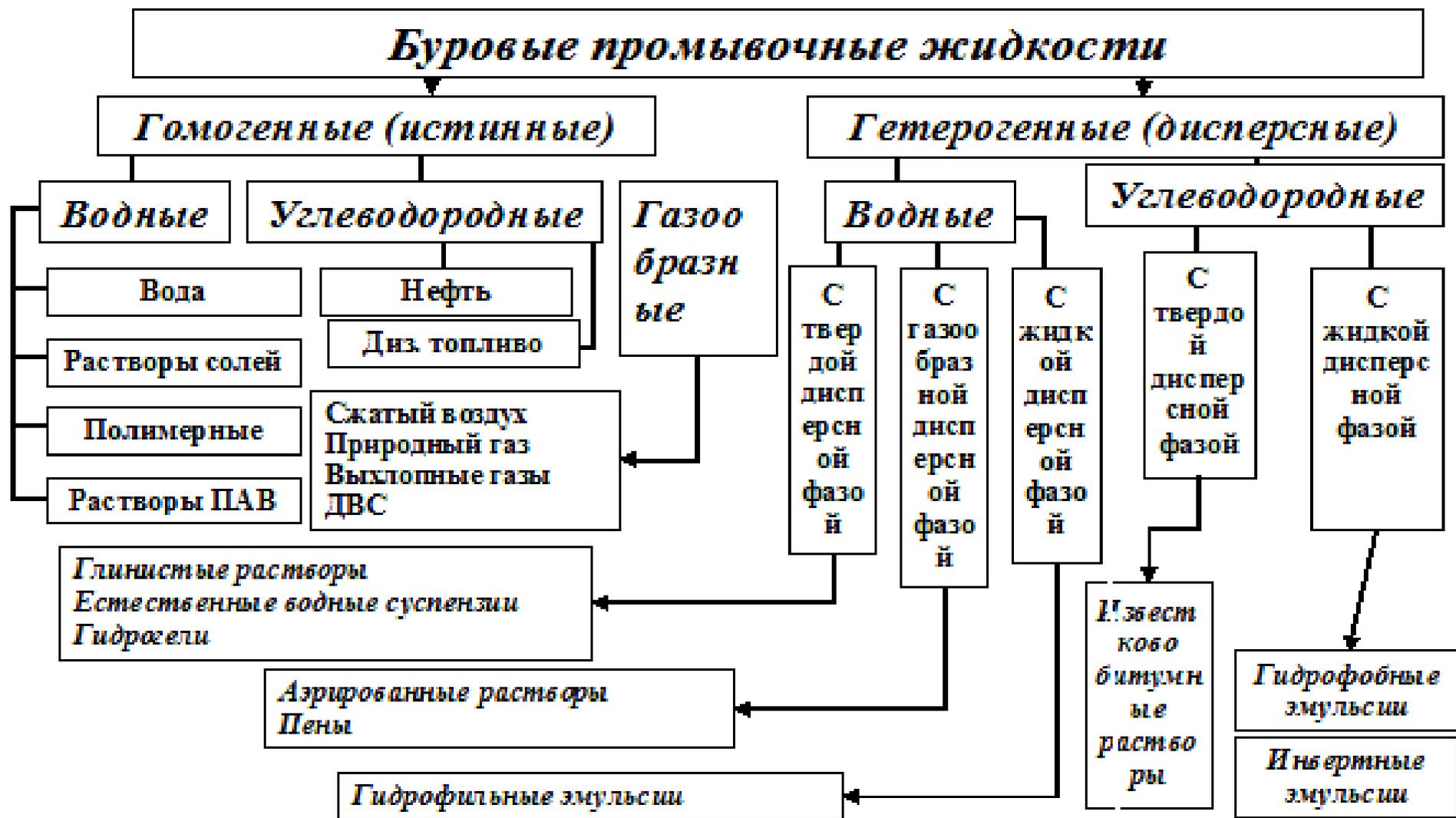


Рисунок 1.3 – Классификация БПЖ по числу фаз и составу дисперсионной среды

Эти же очистные агенты по составу солей (по составу минерализации) могут быть хлоркалийевыми; хлоркальциевыми; силикатными (малосиликатными); гипсовыми; известковыми; гипсоизвестковыми; алюминатными (алюмокалиевыми, алюмокальциевыми); гипсокалиевыми.

Растворы классифицируются так же и по количеству твердой фазы:

- 1) с малым содержанием твердой фазы 5–7%;
- 2) с нормальным содержанием твердой фазы до 15%;
- 3) с повышенным содержанием твердой фазы более 15%.

Классификация буровых растворов не является строгой и всеобъемлющей. Названия некоторых систем буровых растворов довольно условны и используются по установившейся традиции или по номенклатуре фирм-разработчиков. Представленные выше классификации буровых промывочных жидкостей, показали, что трудно классифицировать систему, которая имеет множество признаков, функций и разнообразна по составу [2].

1.2 Очистка буровых растворов

При накоплении шлама в буровом растворе существенно снижается ее глинизирующая способность, что приводит к появлению толстой рыхлой корки на стенках скважины в зонах фильтрации и создает опасность возникновения аварийной или предаварийной ситуации.

Из-за повышения плотности промывочной жидкости существенно возрастает вероятность поглощения и гидроразрыва пластов. Частицы пород, которые обладают коагулирующими свойствами могут вызвать необратимую коагуляцию бурового раствора. В любых промывочных жидкостях крупные частицы являются нежелательным компонентом. Затраты на очистку промывочной жидкости, а также решение проблем, связанных с повышенным содержанием твердой фазы, составляют значительную часть общих расходов на строительство скважин.

На сегодняшний день существует несколько способов очистки бурового раствора, комбинированная степень очистки, трехступенчатая, четырехступенчатая.

При трехступенчатой схеме очистки буровых растворов, загрязненных выбуренной породой, применяют следующие технологические ступени:

1-я ступень – поступающий из скважины загрязненный породой буровой раствор подается непосредственно на вибросито, где проходит грубую очистку от наиболее крупных частиц породы;

2-я ступень – при помощи насоса шламowego буровой раствор подается через гидроциклоны для удаления из него частиц песка (блок оборудования, применяемого на данной ступени очистки, называется пескоотделителем);

3-я ступень – полуочищенный буровой раствор пропускается через илоотделитель, в результате чего из раствора удаляются мелкие частицы. после прохождения илоотделителя очищенный таким образом раствор вновь подается в буровую скважину и далее технологический цикл повторяется по кругу.

Четырехступенчатая система очистки представляет собой последовательные ступени очистки такие как:

1-я ступень – вибросито;

2-я ступень – пескоотделитель;

3-я ступень – илоотделитель;

4-я ступень – центрифуга.

Эти способы могут включать в себя амбарное и без амбарное хранение шлама.

Твердые частицы в буровой промывочной жидкости делятся на коллоиды (менее 2 мкм), илы (2–80 мкм) и пески (более 80 мкм). Чем меньше размеры частиц, тем сложнее они выводятся из промывочной жидкости. Особую сложность представляет удаление излишней твердой фазы, представленной глинистыми разностями. Такие частицы в процессе бурения обычно быстро диспергируются до размеров исходной дисперсной фазы.

Большинство современных разработок выполняются на инициативной основе и не финансируются ни бюджетом, ни нефтегазодобывающими компаниями. Существующая тендерная система закупок часто производится при недостаточном участии технических специалистов, что приводит к приобретению более дешевого, но не всегда качественного оборудования. Из-за этого научно-производственные компании, занимающиеся созданием новых изделий, ограничены в сбыте своей более современной продукции и в финансировании собственных научных разработок.

1.2.1 Очистка буровых растворов с помощью вибросит

Процесс разделения суспензий по фракционному составу путем просеивания через вибрирующие сетки применяется в различных отраслях промышленности. Очистка бурового раствора от шлама с помощью вибрационных сит является также механическим процессом, в котором происходит отделение частиц определенного размера с помощью просеивающего устройства. Главными факторами, определяющими глубину очистки и пропускную способность вибросита, являются размер ячеек сетки и просеивающая поверхность. Основные элементы вибросита: основание 1, поддон для сбора очищенного раствора 7, приемник с распределителем потока 2, 3 – вибратор, 4 – сетка, 5 – вибрирующая сетка, 6 – амортизаторы (рисунок 1.2.1.1). Вибрирующие рамы располагаются в горизонтальной или наклонной плоскости [2].

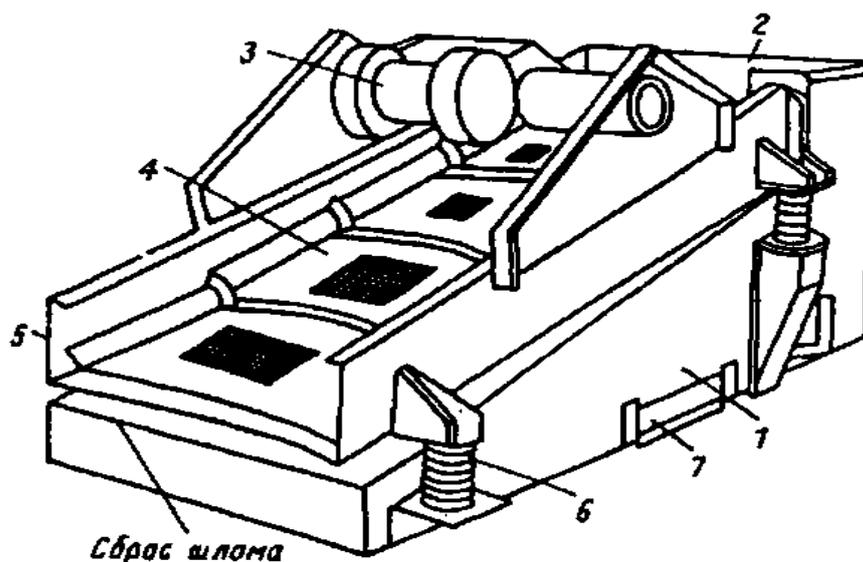


Рисунок 1.2.1.1 – Схема вибросита:

- 1 – основание; 2 – приемник с распределителем потока; 3 – вибратор;
 4 – сетка; 5 – вибрирующая сетка; 6 – амортизаторы; 7 – поддон для
 сбора очищенного раствора

Работает вибросита следующим образом. Раствор от устья скважины самотеком поступает в распределитель 2 и далее на сетку 4. Распределитель 2 обеспечивает равномерное поступление раствора на виброраму по всей ширине. Частицы породы, размер которых больше размера ячеек сетки, перемещаются к краю виброрамы благодаря колебательному движению сетки, совершаемому вместе с виброрамой, и выбрасываются в амбар. Раствор проходит сквозь сетку и поступает на дальнейшую очистку [2].

Вибросита делятся по типу вибрации (траектории описываемой каждой точкой вибросита при движении) на:

- круговое, дизайн первых вибросит с минимальными развиваемыми гравитационными силами;
- эллиптическое, модификация первого типа, где центр вибрации поднят над рамой и противовесы на вибраторе используются для создания эллиптического движения, меняющегося по интенсивности и форме по длине вибрационной рамы;

– линейное, использующее два вибратора вращающихся в противоположном направлении, создающие силу, направленную вверх или вниз в момент, когда противовесы находятся в вертикальном положении, и в горизонтальном положении. Каждый из перечисленных типов имеет свои преимущества и недостатки [2].

Вибросита с круговым движением развивают низкие гравитационные силы и обладают наибольшей транспортирующей способностью, что способствует лучшему удалению глинистых пород на верхних интервалах, уменьшая их воздействие на поверхность сетки, в то же время они обладают низкой осушающей способностью. Данный тип вибросита иногда используется для предварительной очистки раствора от крупных глинистых пород, но большее распространение для этой цели приобрели транспортеры с вращающейся крупноячеистой сеткой. Вибросита с эллиптическим движением развивают повышенные гравитационные силы по сравнению с 1 типом и обладают меньшей транспортирующей способностью по сравнению с 1 и 3 типами. Они нашли применение при работе с утяжеленными растворами и в качестве осушающих сит для пульпы из-под гидроциклонов. Нужно заметить, что чем медленнее шлам удаляется с вибросита, тем интенсивнее происходит износ сеток. Вибросита с линейным движением наиболее универсальные, они демонстрируют повышенные гравитационные силы и относительно быструю транспортирующую способность, зависящую от угла наклона рамы и положения вибраторов [3].

Рекомендации по выбору размера сеток для вибросит включают следующие пункты:

– необходимо устанавливать сетки на одном вибросите одного размера, допускается ставить сетку крупнее на размер в конце вибросита (чтобы основная масса раствора проходила через более мелкие сетки) при условии, что конструкция предусматривает три и более сеток;

– сетки подбираются таким образом, чтобы раствор закрывал $2/4 - 3/4$ последней сетки вибросита;

– иногда частицы выбуренной породы имеют тот же размер, что и ячейки сеток, и закупоривают их, что приводит к уходу раствора через вибросита. В данном случае необходимо поставить сетки на размер меньше, чтобы предотвратить закупоривание [3].

Твердая фаза в буровых растворах может быть разделена на 2 категории по плотности: с плотностью от 2300 до 2800 кг/м³ и плотностью выше 4200 кг/м³. Выбуренная порода, бентонит, карбонат кальция попадают в первую категорию. Утяжелители, такие как барит, гематит, относятся ко второй категории и используются в основном для достижения плотностей растворов более 1200 кг/м. Размеры выбуренной породы варьируются в огромных пределах от 1 мкм до нескольких сантиметров [3].

Длительный производственный опыт показал, что оптимальное соотношение между длиной и шириной просеивающих устройств составляет 2:1, а размеры сетки не должны превышать следующих: длина 2.6 м, ширина 1.3 м. Наибольшая производительность вибросита и том случае, когда шлам состоит из песка, наименьшая – когда шлам представлен вязкими глинами. В зависимости от типа и дисперсного состава шлама производительность вибросита может существенно изменяться.

Опыт применения вибросит для очистки бурового раствора показал, что эффективность очистки возрастает по мере увеличения времени нахождения частиц на сетке. Этого можно достичь увеличением длины сетки, снижением скорости потока, уменьшением угла наклона сетки, изменением направления перемещения частиц, уменьшением амплитуды колебаний сетки, одновременным использованием двух последовательных или параллельных сеток.

Эффективность работы вибросита (пропускная способность, глубина и степень очистки) зависит прежде всего от типа и рабочего состояния вибрирующей сетки. В настоящее время в отечественном бурении для очистки бурового раствора используют нержавеющую сетку с размером ячейки 0.7x2.3; 1x2.3; 1x5; 0.16x0.16; 0.2x0,2; 0.25x0,25; 0.4x0,4; 0.9x0,9; 1.6x1,6; 2x2

и 4x4 мм. В распоряжении буровиков США и Канады имеется более 30 типоразмеров сеток для вибросит: от 12 до 80 отверстий на 1 см, причем величина открытой поверхности у разных сеток отличается незначительно [3].

Для очистки бурового раствора используют сетки с переплетениями проволоки четырех типов: квадратным, прямоугольным, диагональным и двойным голландским. Наиболее часто используется квадратное переплетение, затем – прямоугольное, реже – диагональное и очень редко – голландское. При прочих равных условиях с помощью сеток с квадратным переплетением удаляют больше шлама, чем сетками с прямоугольным переплетением. Но при прямоугольном переплетении появляется возможность плести сетку из более толстой проволоки, поэтому такие сетки более долговечны.

Основные размеры зарубежных сеток с квадратным переплетением 12x12, 20x20, 24x24, 32x32, 48x48 и 80x80 отверстий на 1 см. Основные размеры сеток с прямоугольными переплетениями 24x16 и 28x12 отверстий на 1 см. Сетки диагонального переплетения применяют только размером 32 x 16 отверстий на 1 см. Выполнены они из проволоки диаметром 0.18 мм и имеют сторону ячейки размером 140 мкм [4].

Все сетки для очистки бурового раствора в настоящее время изготавливают, как правило, в виде кассет с боковым обрамлением. Такое изготовление позволяет осуществлять равномерное поперечное натяжение сетки при установке ее на вибросите. Состояние натяжения сетки – важный технологический фактор, влияющий на эффективность работы вибросита. Поэтому натяжению сетки необходимо уделять большое внимание. Обычно поперечное натяжение каждой сетки на вибросите осуществляется шестью болтами. Развиваемое при этом суммарное натяжение достигает 50 кН на каждую сетку [4].

Вибросито хорошо на столько, на сколько качественные сетки установлены на нем. На сегодняшний день на рынке предлагаются сетки от различных производителей, с различными характеристиками. Для примера,

сетка 100 меш с «квадратной» ячейкой отделяет 100% частиц крупнее, чем 140 мкм, в то время как многослойная сетка 100 мкм с повышенной пропускной способностью отделяет 95% частиц крупнее, чем 208 мкм. Эффективность такой сетки приблизительно равна сетке с квадратными ячейками размером 70 мкм. В зависимости от производителя, диаметра проволоки и метода плетения одинаковым сеткам могут присваиваться различные размеры. Поэтому нельзя пользоваться только этим параметром для сравнения сеток.

Считают, что только правильно установленная и нормально эксплуатируемая вибрирующая сетка позволяет использовать все технологические возможности вибросита. Плохо натянутые сетки в несколько раз менее долговечны. Сухие сетки изнашиваются быстрее влажных. Ускоряют износ сеток слишком жесткие опоры. Большое внимание уделяется даже схеме натяжения сетки. Вначале рекомендуется натягивать среднюю часть сетки с помощью центральных болтов, приложив к головке болта крутящий момент 34,5 Нм. Затем коло затянуть крайние болты с таким же усилием и лишь после этого постепенно увеличить крутящий момент при затягивании болтов до 48 Нм, начиная натяжение опять же от центра сетки.

Важную роль играет чистота сеток. Когда сетка забивается шламом, ее очищают струей воздуха. Если такая очистка неэффективна, то сетку снимают и чистят проволочной щеткой с обратной стороны. Во время перерывов между циркуляциями сетку промывают и закрывают предохранительной крышкой, чтобы исключить ее случайное механическое повреждение [4].

Засорить сетку могут соль, ангидрид, гипс, смазки, нефтепродукты. В таких случаях для промывания применяют пресную воду, 10%-ный раствор уксусной или соляной кислоты. Налипшие продукты нефти удаляют керосином или дизельным топливом. Такой тщательный выбор типоразмера сетки и поддержание ее в рабочем состоянии объясняется тем, что именно эти факторы определяют в первую очередь эффективность очистки бурового раствора от шлама на вибрационных ситах.

1.2.2 Очистка буровых растворов с помощью гидроциклонов

Песко-илоотделитель (рисунок 1.2.2.1) состоит из гидроциклонов, размещенных на едином коллекторе, и насоса, подающего раствор из емкости ЦС в коллектор и затем в каждый гидроциклон. Количество гидроциклонов в установке – от 2 до 16.

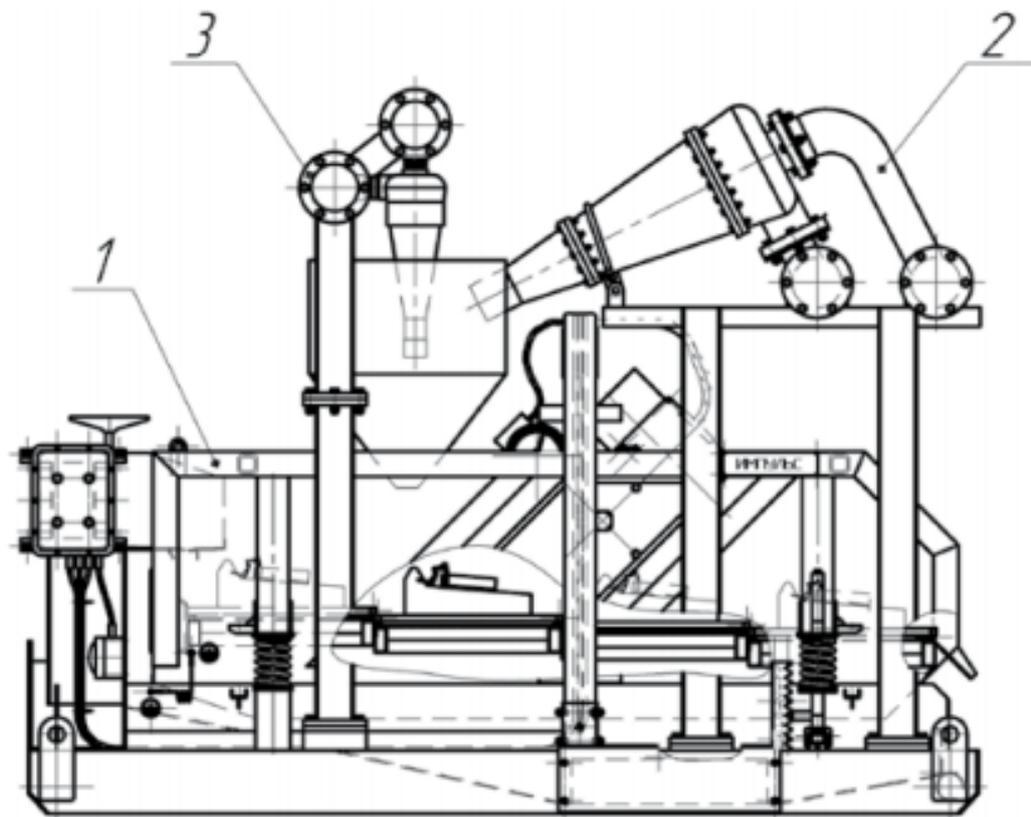


Рисунок 1.2.2.1 – Песко-илоотделитель:

1 – сита вибрационное; 2 – пескоотделитель; 3 – илоотделитель

Упрощенная картина работы гидроциклона (рисунок 1.2.2.2) следующая. Подлежащий очистке раствор насосом из ЦС подается под давлением в общий коллектор гидроциклонов, откуда с большой скоростью (до 20 м/с) через патрубок 3 – в корпус 1 каждого гидроциклона [5].

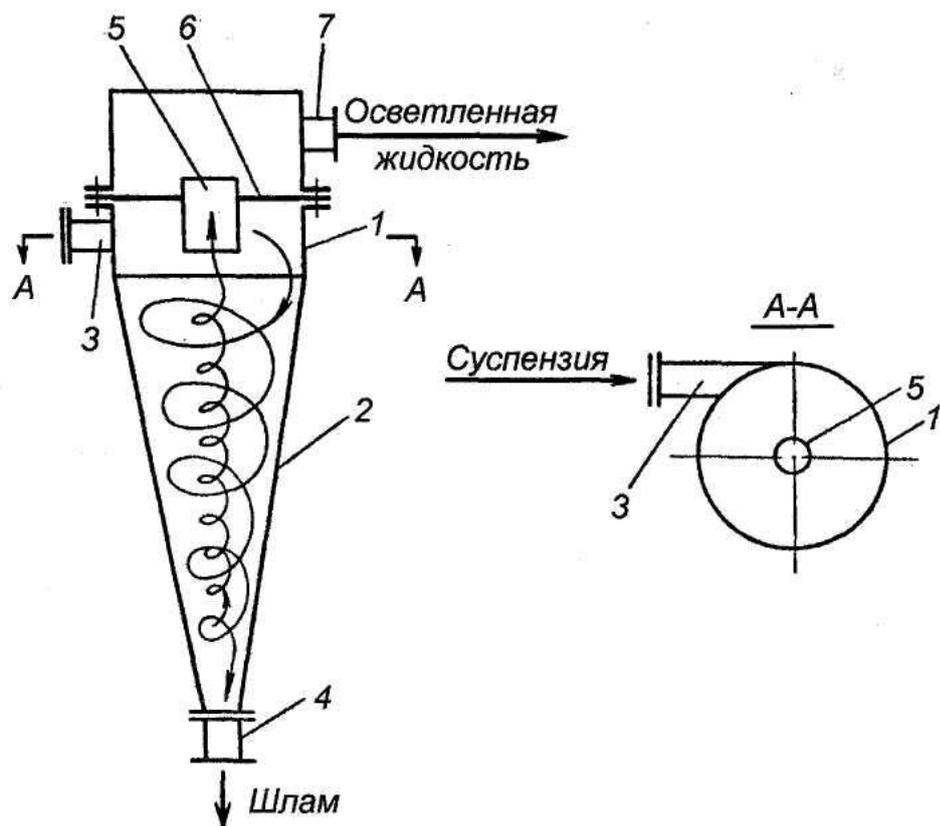


Рисунок 1.2.2.2 – Гидроциклон:

1 – цилиндрическая часть корпуса; 2 – коническое днище; 3 – штуцер для подачи суспензии; 4 – штуцер для вывода шлама; 5 – патрубок; 6 – перегородка; 7 – штуцер для вывода слива

Так как патрубок 3 выполнен тангенциальным, то раствор в корпусах 1 и 2 приобретает вращательное движение и под действием центробежной силы занимает определенное положение. По оси гидроциклона образуется свободное пространство. Свободная поверхность раствора, вращающегося в неподвижном корпусе гидроциклона, имеет приблизительно цилиндрическую форму и ограничивает воздушный столб. Раствор сливается через патрубок 4 в коллектор и выбрасывается в ЦС. Поскольку раствор в гидроциклоне вращается, то на каждую частицу породы, находящуюся в нем, действует центробежная сила, которая заставляет частицы оседать на стенки корпусов 1 и 2. Под напором раствора, непрерывно поступающего в гидроциклон через патрубок 3, и под действием силы тяжести частицы движутся по стенкам не по окружности, а по спирали, постепенно опускаясь вниз к штуцеру для

вывода шлама 4, достигнув которого, они, сохраняя еще вращательное движение, вместе с небольшой частью раствора выбрасываются из насадки в пульпоприемник. Так как раствор все время уходит из гидроциклона через патрубок 5, то он уносит с собой и часть воздуха, поэтому воздух все время засасывается через насадку 4 внутрь гидроциклона [5].

Пескоотделитель отличается от илоотделителя тем, что имеет гидроциклоны большего диаметра (150–400 мм). Линейная скорость раствора на входе в гидроциклоны песко- и илоотделителя примерно одинакова. При равной линейной скорости вращательного движения центробежная сила обратно пропорциональна радиусу вращения. Поэтому в гидроциклонах илоотделителя центробежная сила больше, чем в гидроциклонах пескоотделителя и илоотделитель может отделять более мелкие частицы и его очистная способность существенно выше. Хотя эффективность пескоотделителя ниже эффективности илоотделителя, он применяется для предотвращения перегрузки илоотделителя при больших скоростях бурения, когда в раствор поступает в единицы времени большое количество выбуренной породы [5].

Режим работы песко-илоотделителя: давление на входе в пескоотделитель должно быть не менее 2,4 атм, а в илоотделитель – не менее 3 атм. При этом давлении обеспечивается необходимая пропускная способность гидроциклонов. При меньшем давлении резко падает очистная способность установок и возрастают потери раствора. Давление более 3,5 атм также недопустимо, так как при этом возрастает расход раствора через гидроциклоны, ухудшается очистка и увеличивается абразивный износ гидроциклонов [6].

Как следует из описания принципа действия гидроциклонов, наиболее характерными признаками нормальной работы гидроциклонов являются подсос воздуха через песковые насадки и выброс шлама из песковых насадков в радиальном направлении в виде «зонтика».

В постоянно очищаемом растворе содержится, как правило, весьма небольшое количество частиц, подлежащих отделению в гидроциклонах.

Под песковыми насадками песко-илоотделителей иногда устанавливают вибросита с мелкоячеистыми сетками. Опыт эксплуатации таких установок показывает их высокую эффективность.

1.2.3 Очистка буровых растворов с помощью центрифуг

Система очистки буровых растворов на базе центрифуги предназначена для глубокой очистки утяжелённых и неутяжелённых растворов от выбуренной породы при бурении нефтяных, газовых и других скважин. Применяется в составе циркуляционных систем буровых установок [6].

Эффективные системы очистки буровых растворов, включающие современные вибросита и центрифуги, за счет изменения режимов работы, позволяют поддерживать определенную глубину очистки бурового раствора и содержания общей, а также активной твердой фазы в нем, тем самым регулируют технологические свойства бурового раствора и оказывают первостепенное влияние на скорость бурения и экономические показатели бурения скважин.

Вместе с тем, потребительские свойства центрифуги также определяются такими понятиями как безотказность, износостойкость, простота в работе и обслуживании [7].

Центрифуга предназначена для очистки буровых растворов от выбуренной породы.

При поступлении бурового раствора в центрифугу (рисунок 1.2.3.1) под действием центробежных сил происходит разделение его на сгущенную твердую фазу (шлам) и очищенный раствор. Разделение бурового раствора в центрифуге происходит непрерывно, при этом очищенный раствор возвращается в циркуляционную систему, а шлам выводится в шламосборник.

Внутри ротора соосно расположен шнек 4, предназначенный для транспортирования осадка твердой фазы к выгрузочным окнам ротора. Шнек

вращается в ту же сторону, что и ротор, но с меньшей скоростью. Разность в скорости вращения необходима для принудительного перемещения осадка внутренней поверхности ротора. Вращение шнеку сообщается ротором через планетарный редуктор 5. Через полые цапфы ротора и шнека проходит питающая труба 6, по которой буровой раствор подводится во внутреннюю полость барабана шнека и далее через отверстия в обечайке шнека в ротор. Твердая фаза осаждается на стенке ротора и транспортируется к выгрузочным окнам, расположенным у меньшего диаметра ротора, а фугат движется к большому диаметру ротора и через сливные окна сбрасывается в приемный отсек кожуха центрифуги. Радиус слива регулируется поворотом кольца на цапфе ротора, частично закрывающим сливные отверстия. Для отключения электродвигателя при перегрузке редуктора в центрифуге предусмотрен механизм блокировки редуктора [7].

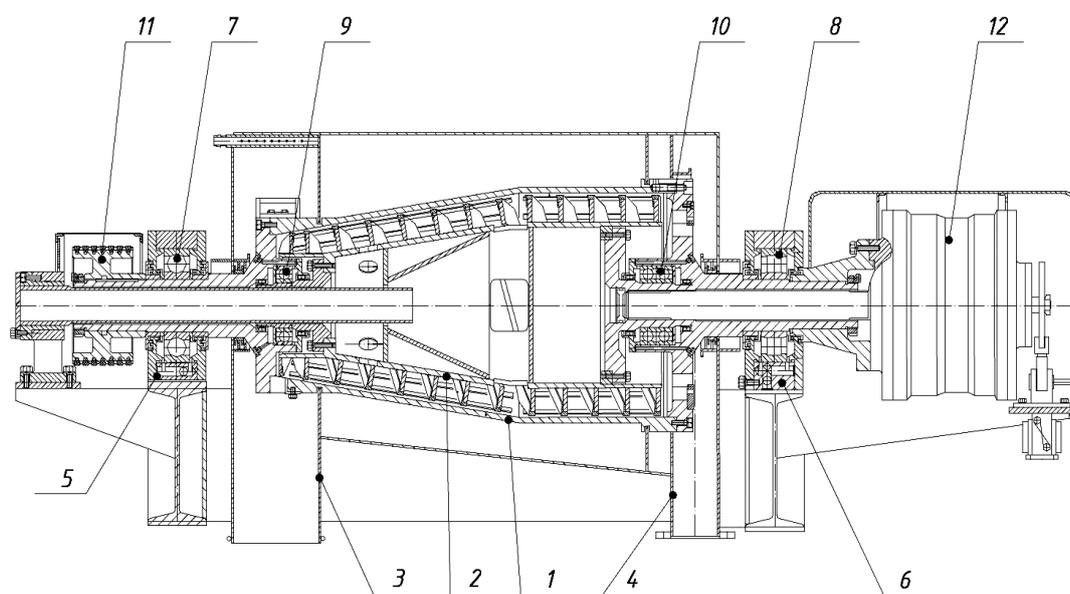


Рисунок 1.2.3.1 – Центрифуга:

- 1 – горизонтальный ротор; 2 – шнек; 3 – шламоприемник;
- 4 – приемник раствора; 5 – цапфа ротора; 6 – цапфа ротора;
- 7 – коренной подшипник; 8 – коренной подшипник; 9 – подшипник вращения шнека; 10 – подшипник вращения шнека; 11 – приводной шкив;
- 12 – планетарный редуктор

2. Аналитический обзор

2.1 Анализ выпускаемой техники по очистке бурового раствора

Ниже будет представлена техника, использованная при строительстве эксплуатационных скважин на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении.

Вибросита торговой марки «HBS» типа WSL (рисунок 2.1.1), производства ООО «ХимБурСервис», г. Бугульма, предназначены для очистки бурового раствора от выбуренной породы при бурении нефтяных и газовых скважин, применяются в составе циркуляционных систем буровых установок при безамбарном и малоотходном бурении [40].

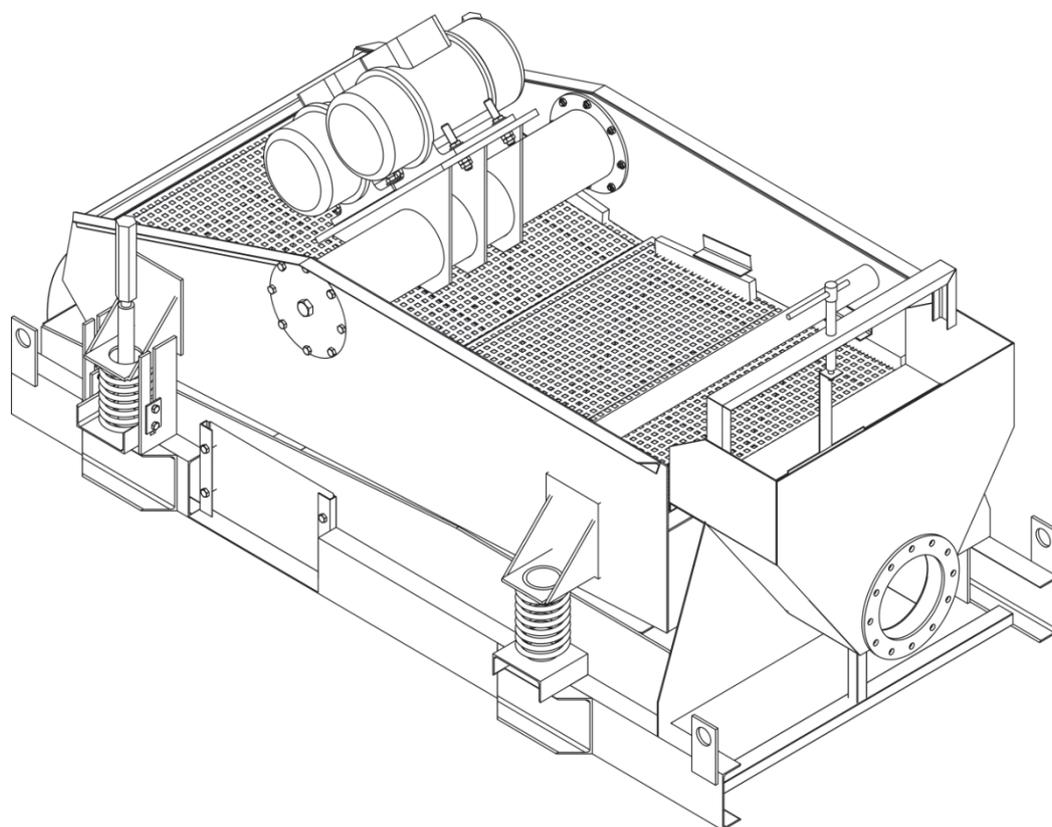


Рисунок 2.1.1 – Вибросита марки «HBS» типа WSL

Вибросито WSL спроектировано на основе принципа самосинхронизации двух валов с одинаковым моментом. На вибросите применяется два мотора-вибратора (тип вибраторов по выбору заказчика), которые в определенном направлении сообщают линейную вибрацию подвижной части вибросита. Раствор, поступающий на сетки, отделяется от

содержащихся в нем твердых частиц, которые отбрасываются по направлению вверх под воздействием амплитудных колебаний. Пропускная способность вибросита составляет от 140 до 180 м³ в час. На рисунке 2.1.2 представлена схема вибросита WSL.

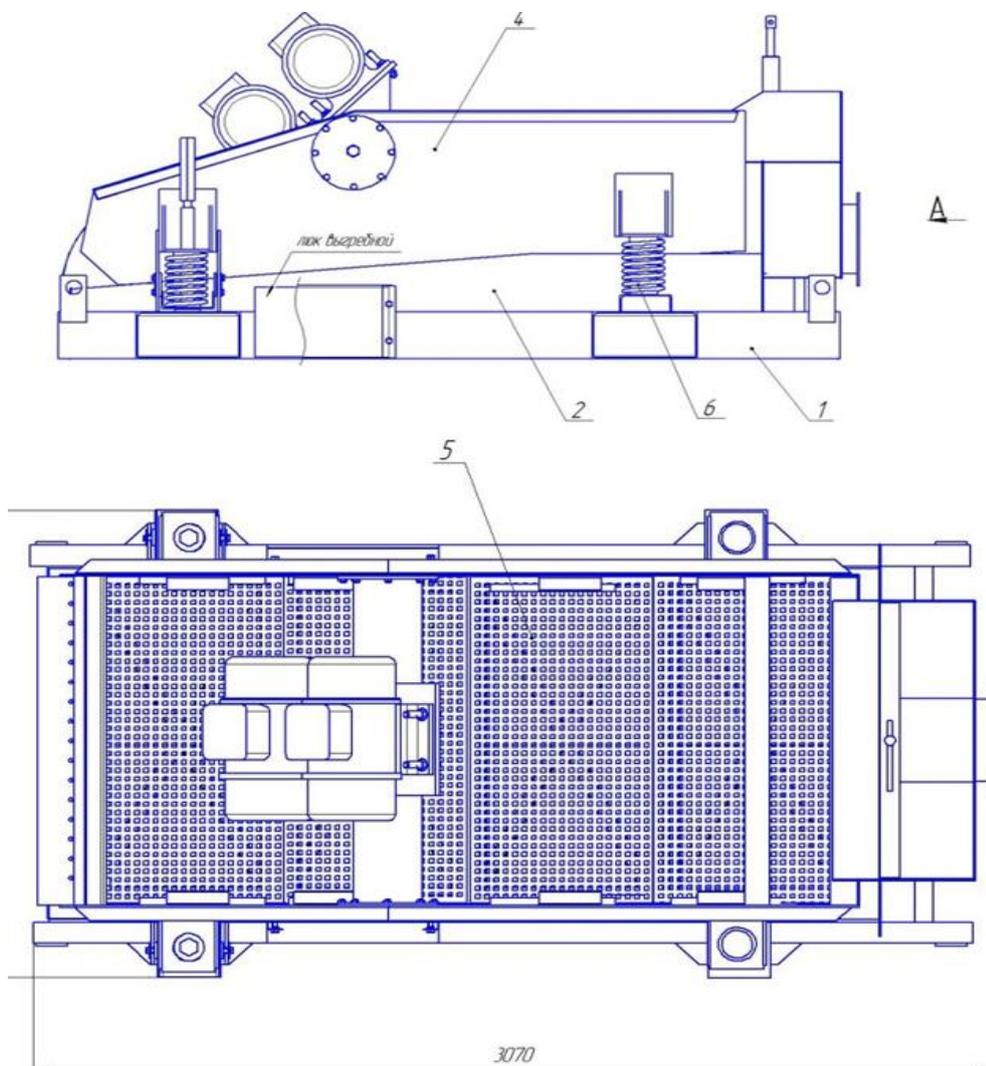


Рисунок 2.1.2 – Схема вибросита WSL:

1 – рамное основание; 2 – поддон; 3 – емкость для шлама; 4 – сборка вибратора; 5 – ситовые касеты; 6 – амортизаторы

На вибросите применяются сетки, взаимозаменяемые с сетками Mongoose PT. Размер ячейки применяемых сеток может быть определен в соответствии с требованиями пользователей в пределах от 40 до 325 меш либо техническими условиями работы по очистке буровых растворов. Сетки

удобны и просты в установке, при этом на одном вибросите могут комплексно использоваться сетки различных типоразмеров в зависимости от конкретных условий работы. В таблице 2.1.1 представлены технические характеристики вибросит марки HBS.

Таблица 2.1.1 – Технические характеристики вибросит марки HBS

Максимальная пропускная способность, м ³ /ч	180
Тип вибросита	WSL
Модель вибросита	WSL-585K
Тип вибрации	Линейное
Сила, G	~7
Мощность вибромотора, кВт	2x1,8
Рабочая площадь сеток, м ²	2,72
Пропускная способность	40-50 л.с./140-180 м ³ /ч
Размер сеток (Ситовая кассета SWACO MONGOOSE), мм	4x1165x585
Крепление ситовых панелей	Клиновидное
Применяемые размер ячеек, меш	40-325
Угол наклона поверхности	1°- +5°
Класс защиты	IP55
Класс взрывозащищённости	ExdIIBT4
Температура окружающей среды, °С	-20~+40
Габаритные размеры, м, не более:	
- длина	3100
- ширина	1670
- высота	1500
Масса, кг	1600

Компактные габариты вибросита обеспечивают возможность работы в ограниченном пространстве при сохранении высоких технических параметров.

Mongoose PRO – вибросито двойного действия (рисунок 2.1.3). За счет особой конструкции обеспечивает возможность применения как сбалансированных эллиптических колебаний, так и прогрессивно-эллиптических колебаний на виброраме.

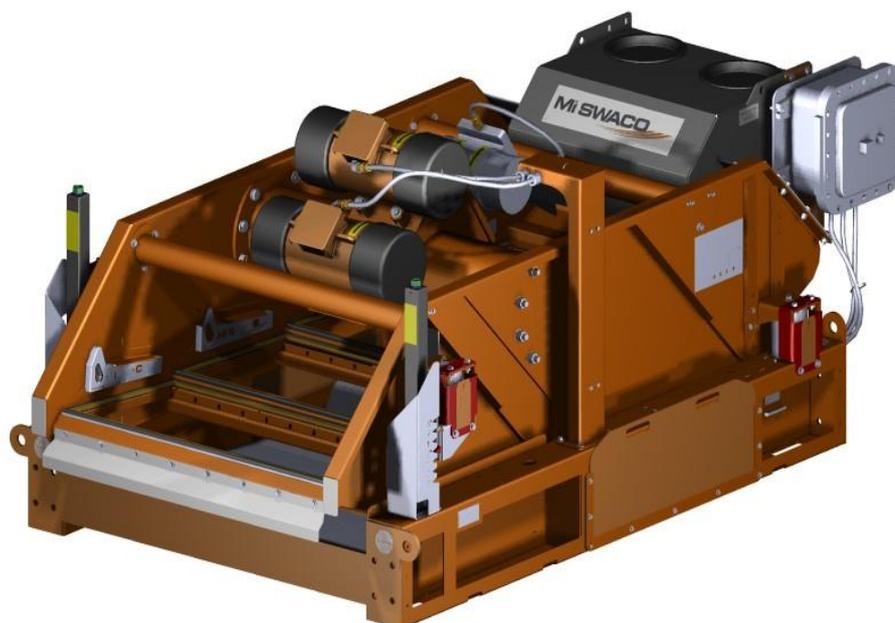


Рисунок 2.1.3 – Вибросито Mongoose PRO

Двойное действие – возможность оптимизации характеристик вибрации в зависимости от параметров бурения.

Сбалансированно-эллиптическое движение обеспечивает большую силу вибрации “G” для увеличения скорости перемещения шлама при обработке растворов с повышенным содержанием выбуренной породы [41]. Технические характеристики вибросит Mongoose PRO представлены в таблице 2.1.2.

Таблица 2.1.2 – Технические характеристики вибросит Mongoose PRO

Габариты, мм	с распределителем потока (header box) 3044×1600×1330 с питателем (possum belly) 3164×1600×1330
--------------	---

Продолжение таблицы 2.1.2

Высота перелива, мм	737
Масса, кг	с распределительным коробом (header box) 1500 с питателем (possum belly) 1560
Сила вибрации (сито без нагрузки)	в сбалансировано-эллиптическом режиме до 7,5 G в прогрессивно-эллиптическом режиме до 6,5 G
Производительность (на воде), л/с	до 38
Регулировка угла наклона деки	$\pm 3^{\circ}$
Основные двигатели (2 шт.)	1,86 кВт
Дополнительный двигатель (1 шт.)	2,5 кВт
Общая поверхность сеток, м ²	2,7
Рабочая площадь сеток, м ²	1,9
Масса одной ситовой панели, кг	10-12
Способ крепления ситовых панелей	клиновой
Время замены всех сеток одним оператором, мин	5
Рабочая температура	-20... 40 °C

Прогрессивно-эллиптическое движение увеличивает срок службы сетки и степень осушки шлама.

Ситогидроциклонные установки торговой марки «HBS» типа WSGO на базе вибросита типа WSL, производства ООО «ХимБурСервис» (рисунок 2.1.4) предназначены для удаления мелких частиц выбуренной породы при бурении нефтяных и газовых скважин, получения шлама пониженной влажности, применяются в составе циркуляционных систем буровых установок при безамбарном и малоотходном бурении [40].

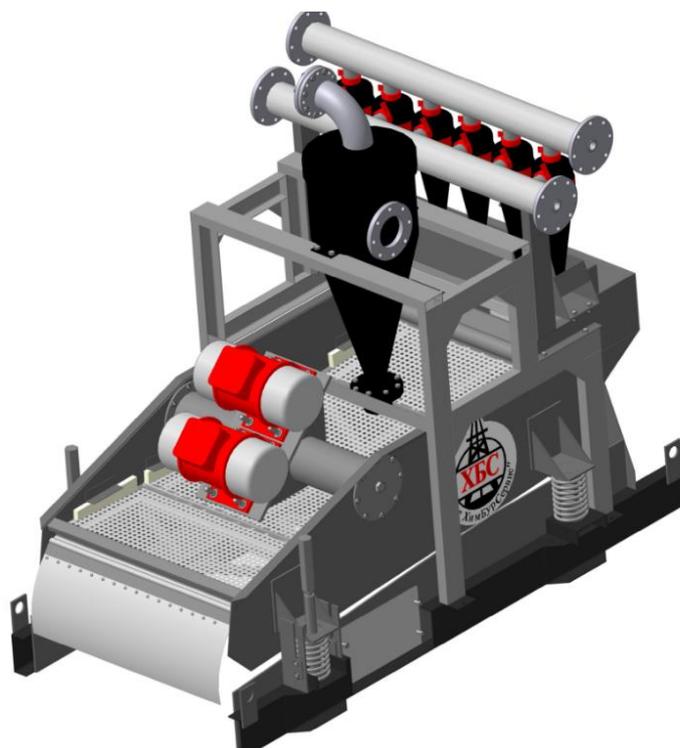


Рисунок 2.1.4 – Ситогидроциклонные установки торговой марки «HBS»

Ситогидроциклонные установки типа WSGO представляют собой 3-х ступенчатую систему очистки, рассчитанную на обработку как утяжеленных, так и не утяжеленных буровых растворов. Это устройства, в которых скомбинированы гидроциклонная группа и осушающее вибросито типа WSL. Гидроциклоны осуществляют первичную сепарацию твердой фазы за счет использования центробежной силы, которая затем направляется на сетку вибросита, удерживая при этом дорогостоящие жидкости [40].

Пескоотделитель ГЦК360 комплектуется одним гидроциклоном диаметром 360 мм. В таблице 2.1.2 представлены технические характеристики ситогидроциклонной установки типа WSGO.

Таблица 2.1.2 – Технические характеристики ситогидроциклонной установки типа WSGO

Максимальная пропускная способность, м ³ /ч	180
Тип вибросита	WSL
Модель вибросита	WSL-585K
Тип вибрации	Линейное
Мощность вибромотора, кВт	2x1,8
Рабочая площадь сеток, м ²	2,72
Размер сеток, мм	4x1165x584
Применяемые размер ячеек, меш	40-325
Угол наклона поверхности	1°- +5°
Число циклонов илоотделителя	6
Диаметр гидроциклона илоотделителя, мм	150
Пропускная способность илоотделителя, м ³ /с	0,045±0,003
Наименьший размер удаляемых частиц, мм	0,05
Число циклонов пескоотделителя*	1
Внутренний диаметр пескоотделителя, мм	360
Пропускная способность пескоотделителя, м ³ /с	0,045
Наименьший размер удаляемых частиц, мм	0,05
Габаритные размеры, м не более:	
- длина	3100
- ширина	1780
- высота	2850

Илоотделитель ИГ – 45 комплектуются гидроциклонами диаметром 150 мм в количестве 6 штук.

СГУ Mongoose PRO – ситогидроциклонная установка на базе вибросита Mongoose PRO (рисунок 2.1.5).



Рисунок 2.1.5 - Ситогидроциклонная установка Mongoose PRO

Установка может работать отдельно как гидроциклонный илоотделитель (пескоотделитель) или в качестве вибросита.

Пескоотделители: 2 или 3 конуса, диаметром 12 дюймов.

Илоотделители: 12, 16 или 20 конусов, диаметром 4 дюйма (6, 8 и 10 двойных илоотделителя соответственно).

Наиболее распространенные модели: 2-12, 6Т4 и 2-12, 8Т4 (т.е.: с двумя 12-ти дюймовыми пескоотделителями и 6-ю или 8-ю двойными илоотделителями) [41].

В таблице 2.1.3 представлены технические характеристики ситогидроциклонной установки Mongoose PRO.

Таблица 2.1.3 - Технические характеристики ситогидроциклонной установки Mongoose PRO

Габариты, мм	модель 2-12, 6Т4 3043×1803×2278 модель 2-12, 8Т4 3043×2045×2278
Высота перелива, мм	739
Масса, кг:	модель 2-12, 6Т4 2393 модель 2-12, 8Т4 2707
Сила вибрации (сито без нагрузки)	в сбалансировано-эллиптическом режиме до 7,5 G в прогрессивно-эллиптическом режиме до 6,5 G
Регулировка угла наклона деки	$\pm 3^{\circ}$
Основные двигатели (2 шт.)	1,3 кВт
Дополнительный двигатель (1 шт.)	0,37 кВт
Общая поверхность сеток, м ²	2,73
Рабочая площадь сеток, м ²	1,97
Рабочая температура	-20...+55 °С

Производительность гидроциклонов зависит от комплектации.

В общем, получается, что на один двойной илоотделитель требуется 90 футов напора (27,5 м) при производительности 150 gpm (9,5 л/с). В то время, как на один пескоотделитель требуется: 75 футов напора (23м) при производительности 500 gpm (31,5 л/с).

Циркуляционные системы буровых установок комплектуются для очистки буровых растворов четырехступенчатой системой, включающей вибросита, пескоотделители, илоотделители и центрифуги. Частицы выбуренной породы размером до 100 мкм удаляются виброситом, до 70 мкм – пескоотделителем, 40 – 50 мкм – илоотделителем. Техническим средством для удаления частиц размером до 4 – 7 мкм является центрифуга. Несмотря на то,

что производительность центрифуги, как правило, составляет до 5 – 7 л/с, она в процессе бурения удаляет зачастую до 30 – 40% выбуренной породы. Практически центрифуги способны чистить раствор до плотности 1,1 – 1,12 г/см³. В случае более высоких проектных плотностей бурового раствора центрифуги включаются в работу периодически, т.е. фактически служат регулятором плотности (рисунок 2.1.6).



Рисунок 2.1.6 – Центрифуга 518 HV

Для очистки от шлама утяжеленных буровых растворов используются только вибросита, т.к. гидроциклонные механизмы из-за центробежного осаждения вместе со шламом удаляют из раствора барит. Для утяжеленных растворов назначение центрифуг – регенерация утяжелителя и возвращение его обратно в раствор. При бурении в глинистых отложениях раствор быстро нарабатывается, вязкость его растет, и в значительных объемах он выводится в отвал вместе с утяжелителем. Снижение вязкости путем разбавления можно вести лишь до определенного содержания глинистого коллоида, при этом требуется введение химреагентов и утяжелителя для поддержания плотности. Поэтому современная система очистки утяжеленных растворов должна включать центрифугу и перемешиватель барита, которые возвращают в циркуляцию утяжелитель из избыточного раствора, а в амбар сбрасывается

жидкая фаза с коллоидной составляющей. Эта операция осуществляется по циклу промывки с одновременным введением водных растворов химреагентов для поддержания необходимой плотности [41]. Технические характеристики центрифуги 518 HV представлены в таблице 2.1.4.

Таблица 2.1.4 – Технические характеристики центрифуги 518 HV

Габариты, мм	3022×1778×864
Масса, кг	2576
Пропускная способность (лимитируется питающим насосом), до	50 м ³ /час (13,9 л/с)
Размер ротора, мм	356×1460
Скорость вращения ротора, об./мин	1900—3250
Центробежная сила, до	2100 G
Размер удаляемых частиц: — при скорости 1900 об/мин — при скорости 3250 об/мин	6—9 мкм 2—3 мкм
Мощность электродвигателей: — основного привода — заднего привода	37 кВт 11 кВт
Электрооборудование	380 В, 50 Гц, 3 фазы

2.2 Сравнительный анализ систем очистки бурового раствора

В настоящее время буровые работы активно проводятся в местах с осложненными условиями бурения, отдалённостью от населенных пунктов, непростыми климатическими условиями. В следствии этого необходимо разрабатывать новые технологии, которые помогут облегчить буровикам работу при строительстве нефтяных и газовых скважин.

Одним из важных технологических процессов является очистка бурового раствора от выбуренной горной породы. Наилучший способ понять, как нужно развивать подобные технологии является анализ работы технологических установок по очистке бурового раствора. Для достижения этой цели необходимо проводить сравнительный анализ оборудования при бурении разных скважин, находящихся на одной кустовой площадке. Так как процесс происходит при равных геологических и климатических условиях.

Еще следует помнить, что такие детали как тип буровой установки, расположение оборудования, а также наличие квалифицированного персонала является немаловажным при проведении сравнительного анализа.

Анализ технологических установок проводился на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении. НГКМ расположено в 130 км на юго-запад от г Мирного и в 140 км к северо-западу от г. Ленска в Мирнинском районе Якутии. НГКМ было открыто в 1970 г.

Исходя из конструкции скважины, способа и технологии бурения, геологических, климатических и других условий проектом предусматривается применение буровой установки «Уралмаш БУ 3000 ЭУК» (рисунок 2.2.1), максимальной грузоподъемностью 200 т [9].

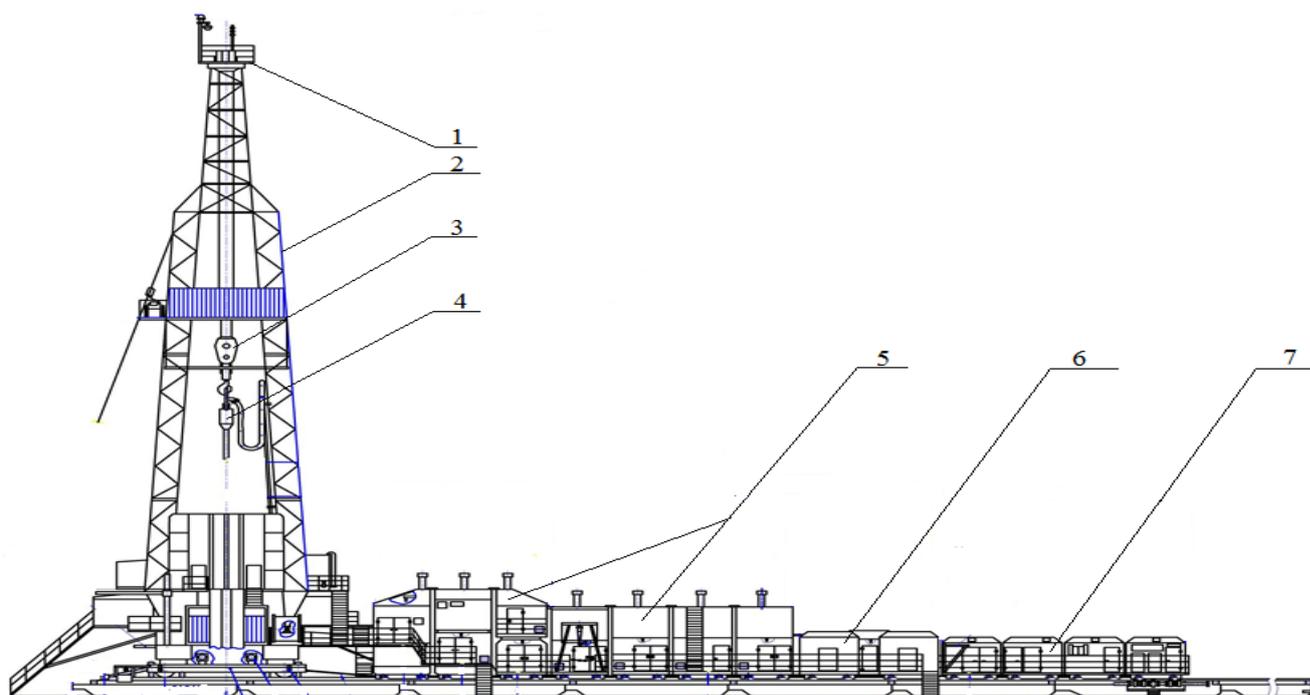


Рисунок 2.2.1 – Буровая установка БУ 3000 ЭУК:

- 1 – кронблок; 2 – вышка; 3 – крюкоблок; 4 – вертлюг;
- 5 – циркуляционная система; 6 – блок насосов; 7 – энергоблок;
- 8 – лебедка

Технические характеристики буровой установки приведены в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1 - Технические характеристики БУ 3000 ЭУК

Параметры БУ	Значения
Условная глубина бурения, м	3000
Допустимая нагрузка на крюке, кН	2000
Оснастка талевого системы	5×6
Ротор	Р-700
Тип бурового насоса	УНБ-600
Мощность бурового насоса, кВт	600
Буровой вертлюг	УВ-250МА
Компрессор	АВШ 6/10
Талевый блок	УТБК-5-225
Буровая лебедка	ЛБУ-1200 К
Объем емкости для долива, м ³	20

На рисунке 2.2.2 представлен блок очистки бурового раствора БУ 3000 ЭУК.

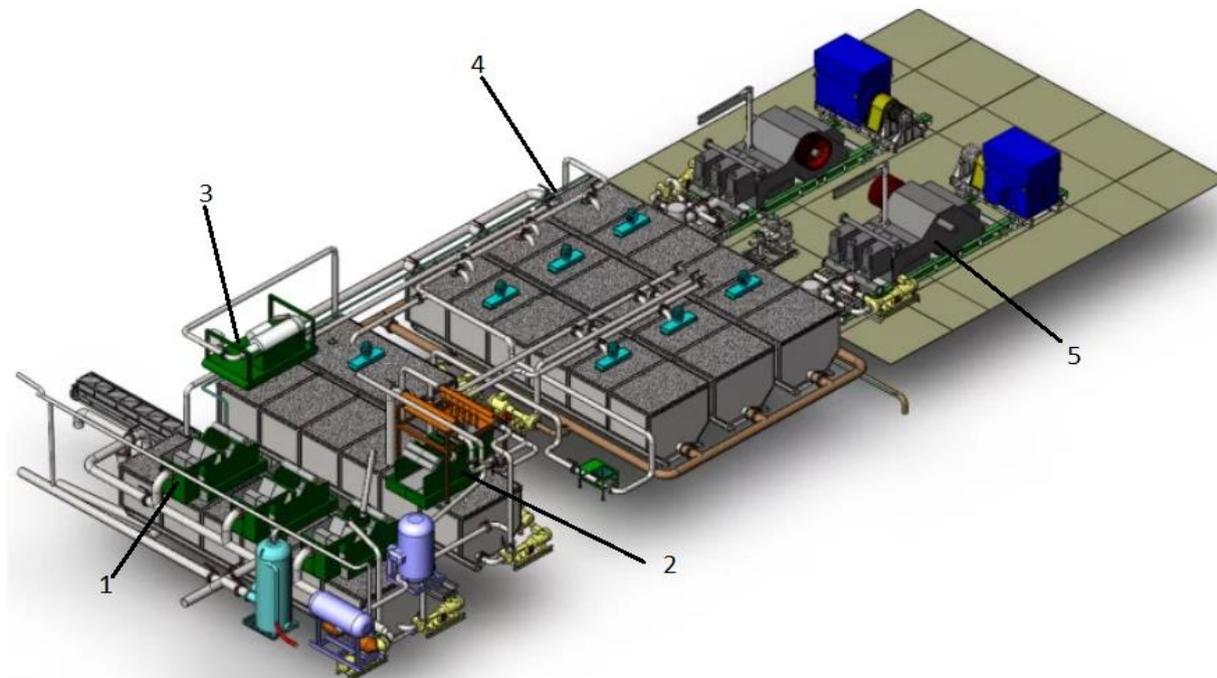


Рисунок 2.2.2 – Блок очистки бурового раствора БУ 3000 ЭУК:

1 – вибросито; 2 – гидроциклон; 3 – центрифуга;

4 – емкость для приготовления и хранения БР; 5 – буровой насос УНБ-

600

Далее будет проведен сравнительный анализ работы оборудования отечественного и зарубежного производства по очистке бурового раствора на разных этапах строительства эксплуатационной скважины №1 и №2 Среднеботуобинского НГКМ. Будут рассмотрены параметры промывочной жидкости, выявлены отклонения от проектных значений, а также указаны реальные осложнения, произошедшие во время бурения скважины.

Бурение под направление

Интервал бурения 0-40 метров (бурение под направление Ø 426 мм).
Тип раствора: Глинистый.

Бурение интервала под направление осуществляется глинистым буровым раствором. Данный тип промывочной жидкости является относительно недорогим, обладает высоким коэффициентом тиксотропии для предотвращения обвала стенок скважин в верхних, неустойчивых отложениях, хорошей выносящей способностью, что критично для очистки ствола скважины большого диаметра. Компонентный состав бурового раствора указан в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.2 – Компонентный состав бурового раствора

Наименование реагента	Содержание кг/м ³	Назначение реагента в растворе
Сода кальцинированная	1 +/- 0,5	Регулятор жесткости и рН
Каустик сода	1 +/- 0,5	Регулятор рН
Бентонит ПБМА	50-70 +/- 10	Структурообразователь

Среднее время механического бурения под направление составило 4 часа для каждой из скважин. В процессе бурения проводились замеры параметров бурового раствора оборудованием отечественного и зарубежного производства, смотрите таблицу 2.2.3.

Таблица 2.2.3 – Параметры буровых растворов

Параметры	Значения по программе бурения	Скважина №1 (Отечественное оборудование)	Скважина №2 (Зарубежное оборудование)
Плотность, кг/м ³	1150	1150	1150
Условная вязкость, с	40-60	59	60
рН	7,0-9,0	9	9

При прохождении интервала под направление отклонений параметров бурового раствора от проектных не зафиксировано. Геологические осложнения отсутствовали. Оборудование обоих производителей успешно справилось с поставленной задачей.

Бурение под кондуктор

Интервал бурения (бурение под кондуктор Ø 324 мм).
Тип бурового раствора: NaCl – соленасыщенный.

В интервале бурения под кондуктором возможно наличие пропластков каменной соли, разбуривание которых может привести к увеличению плотности и фильтрации выше программных значений, что потребует дополнительной обработки раствора для восстановления параметров раствора до программных значений. Компонентный состав бурового раствора указан в таблице 2.2.4.

Таблица 2.2.4 – Компонентный состав бурового раствора

Наименование реагента	Концентрация кг/м ³	Назначение реагента в растворе
Кальцинированная сода	1,0+/-1	Регулятор рН и жесткости
Каустик сода	2,0+/-0,5	Регулятор рН
Галит	270+/-20	Хлорид натрия
Крахмал модифицированный	8+/-1	Регулятор водоотдачи
Полианионная целлюлоза	2+/-0,5	Регулятор водоотдачи, реологии
Биополимер (ксантановая смола)	3+/-0,5	Биополимер, регулятор реологии

Среднее время механического бурения под направление составило 73 часа для каждой из скважин. В процессе бурения проводились замеры параметров бурового раствора оборудованием отечественного и зарубежного производства, смотрите таблицу 2.2.4.

Таблица 2.2.4 – Параметры буровых растворов

Параметры	Значения по программе бурения	Скважина №1 (Отечественное оборудование)	Скважина №2 (Зарубежное оборудование)
Плотность, кг/м ³	1180-1240	1200	1220
Условная вязкость, с	40-60	60	60
Водоотдача см ³ /30 мин.	5-6	5	5
Пластическая вязкость сПз	10-18	17	16
ДНС, фнт/100фт ²	20-25	23	24
рН	9-10	9	9
Содержание песка %	<1	0,6	0,5
Общая жесткость мг/л	<200	120	110
СНС, фнт/100фт ²	4-7/7-20	7/19	7/18
Фильтрационная корка, мм	<1,0	1	1220

При прохождении интервала под кондуктор отклонений параметров бурового раствора от проектных не зафиксировано. Геологические осложнения отсутствовали. Оборудование обоих производителей успешно справилось с поставленной задачей.

Бурение под техническую колонну

Интервал бурения технической колонны 600-1850 метров (бурение под техническую колонну Ø 245 мм).

Тип бурового раствора: NaCl – соленасыщенный.

В качестве основной промывочной жидкости выбран буровой раствор на основе NaCl. Выбранная система раствора позволит максимально снизить риск возникновения осложнений. Так как данный интервал представлен отложениями солей. Компонентный состав бурового раствора указан в таблице 2.2.5.

Таблица 2.2.5 – Параметры буровых растворов

Наименование реагента	Концентрация кг/м ³	Назначение реагента в растворе
Кальцинированная сода	2,0+/-1	Регулятор pH и жесткости
Каустик сода	2,0+/-0,5	Регулятор pH
Галит	270+/-10	Хлорид натрия
Крахмал модифицированный	11+/-2	Регулятор водоотдачи
Полианионная целлюлоза	0,7+/-0,3	Регулятор водоотдачи, реологии

Среднее время механического бурения под техническую колонну составило 167 часа. В процессе бурения проводились замеры параметров бурового раствора оборудованием отечественного и зарубежного производства, смотрите таблицу 2.2.6.

Таблица 2.2.6 – Параметры буровых растворов

Параметры	Значения по программе бурения	Скважина №1 (Отечественное оборудование)	Скважина №2 (Зарубежное оборудование)
Плотность, кг/м ³	1180-1240	1230	1210
Условная вязкость, с	40-60	60	60
Водоотдача см ³ /30 мин.	5-6	6	5

Продолжение таблицы 2.2.6

Пластическая вязкость сПз	10-18	18	17
ДНС, фнт/100ф Т ²	20-25	23	25
рН	9-10	10	10
Содержание песка %	<1	0,4	0,3
Общая жесткость мг/л	<200	100	110
СНС, фнт/100ф Т ²	4-7/7-20	6/18	7/20
Фильтрационная корка, мм	<1,0	1	1

При прохождении интервала под техническую колонну отклонений параметров бурового раствора от проектных не зафиксировано. Геологические осложнения отсутствовали. Оборудование обоих производителей успешно справилось с поставленной задачей.

Бурение под эксплуатационную колонну

Интервал бурения 1850 – 3100 метров (Ø 168 мм). Тип раствора: KCL – полимерный (на водной основе).

Данный тип промывочной жидкости является относительно недорогим, обладает высоким коэффициентом тиксотропии для предотвращения обвала стенок скважин в неустойчивых отложениях, хорошей выносящей способностью. Способствуют увеличению механической скорости проходки, стойкости долота. Компонентный состав бурового раствора указан в таблице 2.2.7.

Таблица 2.2.7 – Компонентный состав бурового раствора

Наименование реагента	Концентрация кг/м ³	Назначение реагента в растворе
Каустик сода	3+/-1	Регулятор рН
Кальцинированная сода	2 +/- 0,5	Регулятор жесткости и рН

Продолжение таблицы 2.2.7

Мраморная крошка 07-96 (мелкопомола)	25+/-1	Утяжелитель, микрокольматант
Мраморная крошка 160 (среднего помол)	25+/-0.5	Утяжелитель, микрокольматант
Мраморная крошка 400 (крупного помол)	25+/-0.5	Утяжелитель, микрокольматант
Бактерицид	0,2+/-0,1	Дезинфицирует и замедляет процесс коррозии
Хлорид калия	30+/-4	Ингибитор
Крахмал модифицированный	12+/-2	Регулятор водоотдачи
Смазка	1+/-0?3	Смазочное действие
Биополимер (ксантановая смола)	4+/-0,5	Биополимер, регулятор реологии

Среднее время механического бурения под направление составило 207 часа для скважины с зарубежным оборудованием. В процессе бурения проводились замеры параметров бурового раствора оборудованием отечественного и зарубежного производства, смотрите таблицу 2.2.8.

Таблица 2.2.8 – Параметры буровых растворов

Параметры	Значения по программе бурения	Скважина №1 (Отечественное оборудование)	Скважина №2 (Зарубежное оборудование)
Плотность, кг/м ³	1050-1070	1080	1060
Условная вязкость, с	45-65	64	60
Водоотдача см ³ /30 мин.	3-6	7	4
Пластическая вязкость сПз	10-18	17	16
ДНС, фнт/100фт ²	20-25	24	23
рН	9-10	10	10
Содержание песка %	<1	0,8	0,3
СНС, фнт/100фт ²	6-10/7-14	9/12	8/12
Глинистая корка мм	<1,0	2	1

При прохождении интервала, представленного песчаником на скважине №1 произошел дифференциальный прихват бурильной колонны.

Возникновению прихвата способствовало увеличение фильтрационной корки в связи с увеличением концентрации мелких твердых осколков породы. При возрастании концентрации твердых осколков в растворе, фильтрационная корка становится более пористой и проницаемой, что приводит к увеличению водоотдачи. Это ускорило ее рост и увеличило ее конечную толщину. На скважине №2 отклонений параметров бурового раствора от проектных не наблюдалось. Осложнений по причине плохой очистки бурового раствора не произошло.

Заключение сравнительного анализа систем очистки бурового раствора

В процессе работы с оборудованием отечественного производства были выявлены следующие проблемы:

- отечественное оборудование уступает зарубежному в надежности (меньший срок эксплуатации);
- требует наибольшего времени замены расходных деталей, что может привести к увеличению непроизводительного времени бурения;
- устройство отечественного оборудования имеет более низкий КПД по сравнению с зарубежными аналогами.

Главным положительным критерием следует выделить меньшую стоимость оборудования, а также запасных деталей.

Главным минусом оборудования каждой компании является отсутствие возможности оперативно изменить угол наклона вибросит.

Буровое оборудование, в том числе и система очистки бурового раствора, имеет заданный проектом на скважину режим работы, при котором они обеспечивают фиксированную производительность, объем поступающего бурового раствора и его предполагаемые параметры при выходе на устье

скважины. В связи с этим членам буровой бригады приходится регулярно вручную изменять положение наклона кассет вибросит, так как на буровой зачастую устанавливается от 3 и более вибрационных сит, это занимает много времени в результате чего может произойти утечка бурового раствора, зашламливание сеток кассет и как следствие риск обрыва сетки.

В следствии чего оборудованию по очистке бурового раствора рекомендуется модернизация. А именно, замена устаревшей ручной системы контроля угла наклона вибросит на автоматическую, что позволит сократить время операции, предотвратить сопутствующие риски.

3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1 Структура прикладной работы

Для определения комплекса работ по анализу современных систем очистки бурового раствора необходимо:

- определить этапы и составляющие работы;
- определить ответственных за каждый этап;
- определить сопутствующие затраты;

Структура реализации выпускной квалификационной работы представлена в таблице 3.1.1.

Таблица 3.3.1 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Этапы работ	№ раб.	Наименование работ	Исполнитель
Разработка задания на выполнение ВКР	1	Постановка цели и задач ВКР; формулирование темы работы и составление технического задания	Научный руководитель
Подготовительный этап	2	Анализ предполагаемой области исследования	Научный руководитель, выпускник
	3	Определение основных этапов и количества участников	Научный руководитель, выпускник

Продолжение таблицы 3.1.1			
Этапы работ	№ раб.	Наименование работ	Исполнитель
Подготовительный этап	4	Получение практических данных, подбор литературы, формирование литературного обзора	Выпускник
Теоретический этап	5	Определение общих понятий, технологий очистки бурового раствора, методов очистки бурового раствора	Выпускник
Аналитический этап	6	Анализ полученных результатов, формирование выводов	Научный руководитель, выпускник
Заключительный этап	7	Написание пояснительной записки ВКР	Выпускник
	8	Защита ВКР	Выпускник

3.2 Трудоемкость выполнения исследовательской работы

Оценка трудоемкости выполнения работ производится с учетом ее вероятностной природы в связи с зависимостью от множества факторов, которые не представляется возможным полностью учесть. Единицей измерения трудоемкости являются человеко-дни и для их определения используется формула (1):

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{\min\ i} + 2t_{\max\ i}}{5}, \quad (1)$$

Где, $t_{ож\ i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения соответствующей работы, чел.- дн;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения соответствующей работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн;

$t_{\max i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения соответствующей работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн;

Следующим шагом определяется продолжительность каждой работы, измеряемой в рабочих днях. При этом расчет производится с учетом выполнения одного вида работ несколькими исполнителями по формуле (2):

$$T_{p i} = \frac{t_{\text{ож} i}}{ч_i}, \quad (2)$$

Где $T_{p i}$ – продолжительность одной работы, раб. дн;

$ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одну и ту же работу одновременно на данном этапе, чел.

3.3 График выполнения исследовательской работы

Для более наглядного представления последовательности работ в исследовании используется диаграмма Ганта. Эта диаграмма представляет собой горизонтальный ленточный график. Где работы, входящие в исследование, изображаются в виде отрезков, начало которого приходится на дату начала работы, а конец, соответственно, на дату завершения.

Поскольку временная шкала на диаграмме состоит из календарных дней, то продолжительной каждой работы необходимо перевести из рабочих дней в календарные по формуле (3):

$$T_{k i} = T_{p i} + k_{\text{кал}}, \quad (3)$$

$T_{k i}$ – продолжительность выполнения соответствующей работы, кал. дн.;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности представляет собой пересчетный коэффициент, позволяющий оценить сколько календарных дней приходится на один рабочий день, определяется по формуле (4):

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}}}, \quad (4)$$

Где, $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году, дн.;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году, дн.

Коэффициент календарности в 2021 году составляет $k_{\text{кал}} = 1,48$ (118 выходных дней).

Количество календарных дней, необходимых для выполнения каждой работы, представлено в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1 – Временные показатели на проведение исследования

Наименование работы	Трудоемкость работ, чел.-дн.			Кол-во исп., чел.	Длительн. Tp_i , раб. дн.	Длительн. Tk_i , кал. дн.
	$t_{\min i}$	$t_{\max i}$	$t_{\text{ож} i}$			
Постановка цели и задач ВКР; формулирование темы работы и составление технического задания	3	6	4,2	1	4,2	5,68
Анализ предполагаемой области исследования	5	8	6,2	2	3,1	4,58
Определение основных этапов и количества участников	1	2	1,4	2	0,7	2,18
Получение практических данных, подбор литературы, формирование литературного обзора	56	70	61,6	1	61,6	63,08
Определение общих понятий, технологий очистки бурового раствора, методов очистки бурового раствора	2	4	2,8	1	2,8	4,28

Продолжение таблицы 3.3.1						
Наименование работы	Трудоемкость работ, чел.-дн.			Кол-во исп., чел.	Длительн. Tr_i , раб. дн.	Длительн. Tk_i , кал. дн.
	$t_{\min i}$	$t_{\max i}$	$t_{\text{ож } i}$			
Анализ полученных результатов, формирование выводов	5	7	5,8	2	2,9	4,38
Написание пояснительной записки ВКР	7	10	8,2	1	8,2	9,68
Защита ВКР	1	1	1	1	1	2,48

На рисунке 3.3.1 – Представлен Календарный план график.

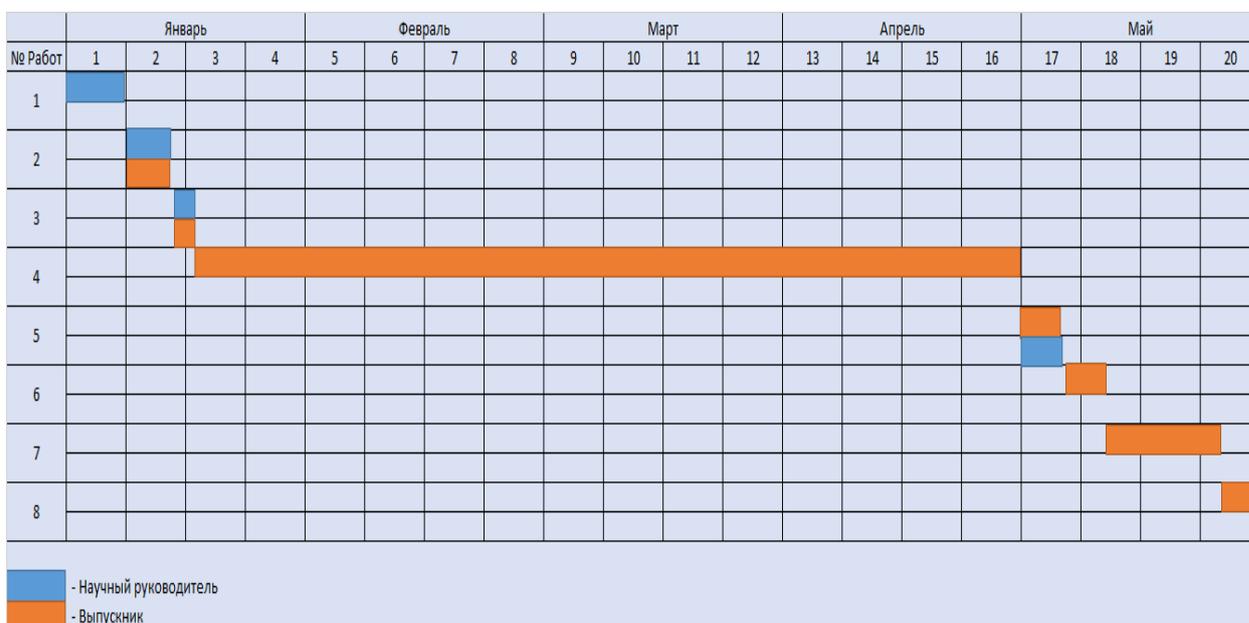


Рисунок 3.3.1 – Календарный план график

3.4 Бюджет научно-технического исследования

Выполнение исследования и анализ систем очистки бурового раствора сопряжено с использованием химических реагентов. Величина необходимых затрат рассчитывается по следующей формуле (5):

$$Z_M = \sum_{i=1}^m C_i * N_{\text{рах } i}, \quad (5)$$

Где m – количество видов материальных ресурсов, применяемых в процессе выполнения научного исследования;

C_i – стоимость единицы i -го потребляемого материального ресурса (руб./шт.);

$N_{расх\ i}$ – кол-во материальных ресурсов i -го вида, требуемых для выполнения научного исследования (шт.).

Все необходимые материальные ресурсы, необходимые для анализа современных систем очистки бурового раствора представлены в таблице 3.4.1

Таблица 3.4.1 – Затраты на химические реагенты

Материал	Вес, кг	Цена за кг, руб.	Цена итого, руб.
1	2	3	4
Бентонит	7749.75	10	77497,5
КМЦ	300	60	18000
Полиакриламид	1126.77	20	22535,4
Сода кальцинированная Na ₂ CO ₃	39.75	13	516,75
Крахмал	180	18	3240
Бактерецид Antren-БИО	1846.77	30	55403,1
Биополимер «смола ксантановая»	1423.26	13	18502,38
Смазочная добавка «ФК-2000»	1472	49	72128
Пеногаситель ПЭС-1	41	12	492
Оснопак HV (Унипак HV)	2800	60	168000
Оснопак LV (Унипак LV)	1300	45	58500
Микрорамор ПММ-0,5	20500	20	410000

Продолжение таблицы 3.4.1			
ПЦТ II -50	61730	18	1111140
ПЦТ- III - О64-50	20160	18	362880
ПЦТ-1-G-CC-1	39000	20	780000
Итого:	3158835		

Таким образом, стоимость приобретения материалов для проведения исследования составляет 3158835 рублей.

3.5 Материальные траты на закупку оборудования

Для расчета затрат рассмотрим оборудования иностранного и отечественного производства. Так как каждая компания сосредоточена на производстве конкретного оборудования, объединим все фирмы в иностранные и отечественные.

Цена рассматриваемого оборудования и сопутствующих услуг приведена в таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1 – Материальная стоимость оборудования

Вид услуги\стоимость, тыс. руб.	Отечественного про-ва	Иностранного про-ва
Центрифуга	1400000	2200000
Илоотделитель	160000	210000
Пескоотделитель	120000	16000
Вибрационные сита	300000	350000

Затраты на закупленное оборудование и инженерное сопровождение являются разовыми для каждой скважины.

Обсадная колонна является давальческим материалом. Единовременные капитальные затраты на закупку оборудования: Стоимость комплекта

оборудования отечественного производства, а также сервисное сопровождение работ рассчитано с учетом НДС.

Расчет: $(300000 + 120000 + 160000 + 1400000) * 1,20 = 2\,376\,000$ руб. за основное оборудование циркуляционной системы.

Стоимость комплекта оборудования зарубежного производства, а также сервисное сопровождение работ рассчитано с учетом НДС.

Расчет: $(350000 + 16000 + 210000 + 2200000) * 1,20 = 3\,504\,000$ руб. за основное оборудование циркуляционной системы.

3.6 Расчет амортизации

Норма амортизационных отчислений для буровых установок – 15,3%.

Амортизация для отечественного оборудования составит:

$$A = N_{\text{амр}} * Y_{\text{кап затр}} = 0,153 * 2376000 = 363528 \text{ рублей};$$

Амортизация для импортного оборудования составит:

$$A = N_{\text{амр}} * Y_{\text{кап затр}} = 0,153 * 3504000 = 536112 \text{ рублей}.$$

3.7 Обоснование эффективности проекта

Для оценки экономической эффективности необходимо сопоставить стоимость оборудования для циркуляционной системы зарубежного оборудования и отечественного.

Для корректного сравнения цены бурового оборудования для циркуляционной системы отечественного и зарубежного производства можно рассчитать стоимость работ исходя из условий о безотказной работе оборудования.

Для отечественных компаний – 85%.

Для зарубежных компаний – 90%.

Выходит, что при разнице в вероятности безотказной работы около 5%, стоимость оборудования и сопутствующих услуг зарубежной компании выше на 12,5%.

Общая стоимость использования отечественного оборудования: 2376000 рублей.

Общая стоимость использования зарубежного оборудования: 3504000 рублей.

Если на 100 дней непрерывной работы по сооружению скважины с использованием отечественного оборудования будет приходиться 20 аварийных случаев, произойдет отставание от графика бурения в следствии ремонта оборудования.

Сутки простоя буровой установки в средней обходится компании убытком в 1000000 рублей. То исходя из вышеперечисленного намного разумнее будет поставить оборудование зарубежного производства. Если учесть, что ремонт бурового насоса при поломке в связи с промывкой втулки или седла клапана занимает в среднем около 5 часов, то затраты на ремонт будут следующие:

$$C_1 = 12,5 * \left(\frac{5}{24}\right) = 3 \text{ суток.}$$

$$C_2 = 3 * 1000000 = 3000000 \text{ рублей.}$$

Где, C_1 – среднее время, потраченное на ремонт при 100 днях непрерывной работы;

C_2 – стоимость убытка компании из-за простоя буровой бригады в связи с ремонтом оборудования.

$$C = (3504000 - 2376000) = 1120000 \text{ рублей.}$$

Из всего вышеперечисленного следуют сделать вывод что, закупив оборудование импортного производства можно избежать лишних затрат. В долгосрочной перспективе оно окупится, так как безотказность и удобство в использовании оборудования значительно выше по сравнению с отечественным.

4. Социальная ответственность

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К самостоятельному выполнению работ на буровой установке допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие среднее профессиональное, высшее образование при наличии удостоверения, дающего право допуска к данному виду работ, а также прошедшие [20]:

- Аттестацию и получившие удостоверения о присвоении соответствующей квалификации в специализированных учебных центрах;
- Медицинский осмотр, не имеющие противопоказаний по здоровью;
- Соответствующее обучение и проверку знаний в области промышленной безопасности, охраны труда и пожарной безопасности;
- Вводный инструктаж;
- Первичный инструктаж;
- Первичный инструктаж на рабочем месте;
- Стажировку на рабочем месте у опытного квалифицированного работника по программе стажировки;
- Обучение безопасным методам и приемам работы.

Находясь на территории кустовой площадки, в производственных и бытовых помещениях, рабочем месте, работник должен соблюдать требования правил внутреннего трудового распорядка, действующего в организации.

4.2 Основные мероприятия по обеспечению безопасных, здоровых условий труда при ведении проектируемых работ

4.2.1 Организация работ по охране труда

Буровая установка БУ 3000 ЭУК оснащается техническими средствами (приспособлениями и устройствами), позволяющими устранить опасные и трудоёмкие производственные факторы. Необходимо обеспечить рабочий и инженерно – технический персонал необходимой нормативно – технической документацией по безопасности труда. Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара буровая обеспечивается первичными средствами пожаротушения и нормативно – технической документацией по пожарной безопасности [22].

Все работающие на геологоразведочных предприятиях независимо от их профессии образования и стажа работы должны пройти обучение по безопасности труда и проходить инструктаж и проверку знаний (сдачу экзаменов) по безопасности труда в установленном порядке.

Обучение и инструктаж по безопасности труда носит непрерывный многоуровневый характер.

Ответственность за организацию своевременного и качественного обучения и проверку знаний в целом по предприятию и учебному заведению возлагают на его руководителя, а в подразделениях (цех, участок, лаборатория, мастерская) - на руководителя подразделения.

Своевременность обучения по безопасности труда работников предприятия и учебного заведения контролирует отдел (бюро, инженер) охраны труда или инженерно-технический работник, на которого возложены эти обязанности приказом руководителя предприятия. Обучение безопасности труда следует проводить по учебным программам, составленным на основе типовых программ, разработанных в соответствии с типовым положением о непрерывном профессиональном и экономическом обучении кадров народного хозяйства и согласовывать с отраслевыми профсоюзными органами.

По характеру и времени проведения инструктажи подразделяют на: 1) вводный; 2) первичный на рабочем месте; 3) повторный; 4) внеплановый; 5) целевой.

О проведении вводного инструктажа делают запись в журнале регистрации [23].

Инструктажи на предприятии проводит инженер по охране труда по программе, разработанной отделом (бюро, инженером) охраны труда с учетом требований стандартов ССБТ, правил, норм и инструкций по охране труда. Продолжительность инструктажа устанавливается в соответствии с утвержденной программой.

Инструктажи на рабочем месте завершаются проверкой знаний устным опросом или с помощью технических средств обучения, а также проверкой приобретенных навыков безопасных способов работы. Знания проверяет работник, проводивший инструктаж.

Руководители работ отвечают за обучение рабочих, в том числе:

- предварительное обучение рабочих при приеме на работу;
- профессиональное обучение и знание ТБ;
- инструктивное обучение-проведение работнику инструктажа (вводного на рабочем месте, периодического, внепланового);
- специальное обучение - предопределяет получение особых знаний (проведение работы на высоте, электроустановках, сосудах, работающих под давлением, умение преодолевать водные преграды, работать в охранной зоне воздушных, наземных, подземных коммуникаций).

Контроль знаний проводится либо в устной, либо в письменной форме с выставлением оценки.

Обучение ИТР проводится, как правило, самостоятельно, путем изучения ПТБ при ГРР или других документов. Такое обучение заканчивается экзаменами не реже 1 раза в 3 года, а если полевые условия, то перед выездом на работу [24].

Руководители работ отвечают за:

- техническое состояние используемого на объекте оборудования, аппаратуры, инструмента;
- ведение и хранение технической документации;
- своевременную поставку, хранение и поддержание в работоспособности средств индивидуальной защиты;
- комплектность и рабочее состояние противопожарных средств;
- своевременное расследование несчастных случаев, аварий и ДТП;
- обучение рабочих умению пользоваться средствами индивидуальной защиты, правилами оказания первой медицинской помощи, пожарной безопасности;
- использование на объекте транспортных средств, складов ГСМ и других средств, необходимых для выполнения работ;
- соблюдение на производстве трудовой дисциплины.

Основными документами по охране труда на буровой являются:

- технические документы на все оборудование и приборы;
- схема участка работ с указанием расположения объектов работ;
- журнал инструктажа на рабочем месте;
- схема электроснабжения участка или объекта работ;
- инструкции по ПТБ, пожарной безопасности, медицинскому инструктажу;
- текущая документация по испытанию различного оборудования, аппаратуры, инструмента, оборудования (заземлители, проводники и т.п.).

Специальные документы, используемые при бурении скважины:

- геолого-технический наряд;
- акт приемки буровой в эксплуатацию;
- буровой журнал.

Для создания безопасных условий труда при строительстве скважин необходимо соблюдать требования и мероприятия, соответствующие:

- нормативам оснащения объектов нефтяной и газовой промышленности механизмами и приборами, повышающими безопасность и технический уровень их эксплуатации;
- единым нормам техники безопасности на разработку основных видов нефтегазодобывающего оборудования;
- правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности [25].

4.2.2 Лечебно-профилактическое и санитарно-бытовое обслуживание рабочих

Все рабочие перед выходом на работу проходят медицинский осмотр, инструктаж по санитарии и гигиене. К работам не допускаются люди, страдающие заболеваниями крови, почек, психическими расстройствами, имеющие травматические повреждения. С целью изучения специальных знаний и овладения методами и приемами первой доврачебной помощи, проводится обучение всех работающих. Медицинское обеспечение включает в себя профилактику травматизма и несчастных случаев, обеспечение путевками санаторно-курортного лечения. Буровая обеспечивается медицинскими аптечками из расчета 5-7 человек на одну аптечку [27].

Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве и выполнении основных требований, рабочий персонал обеспечивается средствами защиты работающих: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности [27].

В соответствии со СНиП-IV-2-01 «Вспомогательные здания и помещения промышленных предприятий» и РД 39-22-719-01 «Нормативы санитарно-бытового оснащения бригад, занятых бурением и ремонтом скважин» [24] при вахтовом методе организации труда буровая оснащается:

- Санитарно-бытовыми помещениями, которые необходимо ежедневно убирать и проветривать;

- Гардеробные, душевые и другие санитарно – бытовые помещения, которые должны периодически дезинфицироваться;

- Помещения для обогрева и отдыха, рабочих, которые необходимо соорудить на расстоянии, превышающем высоту вышки не менее чем на 10 м;

- Помещением с бачком с питьевой водой (предварительно подвергшейся анализу), аптечкой с полным набором медикаментов первой помощи, носилками и мебелью;

- Эмалированными и алюминиевыми бачками для питьевой воды (легко очищаемыми и дезинфицируемыми), снабженными кранами. Крышки бачков должны запираются на замок и закрываться брезентовым чехлом. Температура питьевой воды должна быть в пределах +8 ...+20 °С;

- Туалетами, которые соответствуют санитарным нормам, не загрязняют почву, колодцы и водозаборы;

- Выгребными ямами с устройствами, не допускающими загрязнения почвы [30].

Для предупреждения инфекционных заболеваний питьевая вода соответствует ГОСТ-2874-01, что обеспечивается централизованным водоснабжением. Применение воды разрешается только после кипячения. Суточный расход воды на питьевые нужды одного человека составляет 2-2,5 л. На время полевых работ устанавливается трехкратное питание с промежутками между приемами пищи не более 5-6 часов. Обеспечение продуктами питания предусматривается со складов базы экспедиции.

4.3 Нормализация санитарно-гигиенических условий труда

4.3.1 Климатические условия труда

Микроклиматические условия установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека. Они обеспечивают общие и локальные ощущения теплового комфорта в течение рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают

отклонений в состоянии здоровья, создают предпосылки для высокого уровня работоспособности. Настоящие работы относятся по тяжести к уровню ПБ.

На основании санитарных норм для производственных помещений на буровой установке приняты следующие условия труда по микроклимату. В холодный и переходный периоды года при температуре наружного воздуха ниже +10°C температура воздуха в помещениях с незначительными тепловыделениями (20 ккал/м³-ч и менее) допускается в пределах 17-22 °С при легкой работе и 13-18°C - при тяжелой. В помещениях со значительными тепловыделениями (более 20 ккал/м³-ч) в тот же период года допускается температура 17-24 °С при легкой работе, 13-17 °С при тяжелой работе [31].

4.3.2 Загазованность и запыленность воздуха рабочей зон

В процессе работ выделяются следующие вредные пары и газы: окислы азота, акролеин, альдегид масляный, окись углерода, масла минеральные, сероводород, углеводороды, формальдегид, ангидрид сернистый.

Для контроля за содержанием вышеперечисленных веществ в воздухе проводится отбор проб и сравнение их с ПДК (таблица 4.3.2). Отбор проб производится в зоне дыхания. При наличии в воздухе нескольких вредных веществ контроль воздушной среды проводится по наиболее опасным веществам.

Таблица 4.3.2 - Предельные концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование веществ	Формула	ПДК	
		% по объему	мг/м ³
1	2	3	4
Окись азота	NO+NO ₂	0,00025	5
Акролеин	CH ₂ -CH-C-OH	-	0,7
Альдегид масляный	-	-	5
Углерода окись	CO	0,0016	20

Продолжение таблицы 4.3.2			
Масла минеральные	-	-	5
Сероводород	H ₂ S	0,00066	10
Углеводороды в пересчете на С	-	-	300
Формальдегид	CH ₂ O	-	300
Ангидрид сернистый	SO ₂	0,00035	10

Концентрация вредных веществ на основных рабочих местах не превышает ПДК.

Загрязнения возникают в основном при выделении паров дизельного топлива на основных рабочих местах, от газов, возникающих при сгорании дизтоплива, газа, выделяющегося из раствора при вскрытии продуктивного пласта, при приготовлении раствора с использованием мелкодисперсных сыпучих химреагентов (глина, цемент) [32].

Для определения метана в воздухе, применяют переносные электрические газоанализаторы МБ-2, ВЗГ конструкции ВНИИТБ, ПГФ-20КБ Министерства химической промышленности и ГБ-3 Ленинградского института охраны труда ВЦСПС.

Для определения содержания сероводорода в воздухе используется индикатор ВНИИТБ [32].

При повышенной концентрации углеводородов у работающих возможно раздражение слизистых оболочек и кожи, головная боль. При повышенной концентрации эфиров: раздражение слизистой оболочки верхних дыхательных путей и глаз, поражение печени и почек. При повышенной концентрации альдегидов: сильно раздражает кожу, слизистую оболочку глаз.

4.3.3 Освещение производственных помещений

Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться «Отраслевыми нормами проектирования искусственного

освещения предприятий нефтяной и газовой промышленности» ВСХ 34-01, а также соблюдать требования СНиП 23.05-95, «Инструкции по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий».

Помещения, имеющие естественное освещение днем и искусственное в темное время суток [33]:

буровая вышка (естественное и местное комбинированное);

насосно-компрессорный блок (боковое естественное и местное искусственное);

ДВС (боковое естественное и местное искусственное);

склад химических реагентов (боковое естественное и местное искусственное);

склад ГСМ (верхнее естественное и общее искусственное);

помещения в поселке (боковое естественное и общее искусственное).

Для улучшения условий видимости и уменьшения ослепляемости, световые приборы на буровых вышках снабжаются жалюзийными насадками или козырьками, экранирующими источниками света или отражателями от бурильщика или верхнего рабочего.

При устройстве общего освещения для пультов управления источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отражение от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора [33].

Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения, окружающей среды и высоты помещения. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (высечно-лебедочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование и т. Д.). Нормы освещенности представлены в таблице 4.3.3.1.

Таблица 4.3.3.1 – Нормы освещённости

Места освещения	Освещенность, лк	Места установки светильников	Число светильников	Мощность светильников, Вт
1	2	3	4	5
Рабочие места у бурового станка (ротора, лебедки)	40	Сбоку от механизмов на высоте 2,2-2,5 м	2	220
Щиты контрольно-измерительных приборов	50	Перед приборами	1	100
Полати, площадка для кронблока	25	Над полатами и кронблоками на высоте не менее 2 м	2	100
Двигатели, насосы	25	Над механизмами на высоте 2,2-2,5 м	2	100
Слесарный верстак	40	Над верстаком	1	100
Лестницы, входы в буровую, приемный мост	10	-	3-4	100

4.3.4 Шум, вибрация неионизирующие и ионизирующие излучения

В процессе бурения, работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации, следовательно, в соответствии с требованием ГОСТ 12.1.003-2014 по ограничению действующих уровней шума и вибрации, буровая установка оснащается коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации. Шум и вибрация возникают в следствии

работы дизелей и механизмов трансмиссии. Для уменьшения шума и вибрации необходимо:

строго соблюдать правила монтажа и крепления оборудования для предотвращения повышенного уровня шума и вибрации;

регулярно осуществлять профилактические осмотры и плановые ремонты оборудования во избежание возникновения дополнительного шума вследствие повышенного износа деталей и узлов [34];

поле ремонтов обязательно проводить контроль параметров шума и вибрации, не допускать эксплуатацию неисправного бурового оборудования. Смотрите таблицу 4.3.4.1.

Таблица 4.3.4.1 – Уровень звукового давления на буровой

Уровни звукового давления дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
ПДУ для буровых установок, дБ	95	87	82	78	75	73	71	69

4.4 Обеспечение работающих средствами индивидуальной защиты

Для безопасности работающих на буровых установках и профилактики профзаболеваний предусматриваются средства индивидуальной защиты (таблица 4.4.1). Средствами индивидуальной защиты оснащаются все помбуры, дизелисты, мастера, персонал проводящий геофизические работы, трактористы, независимо от выполняемых работ [35].

Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности.

Учитывая наличие паров органических веществ в воздухе рабочей зоны: углеводородов, эфиров, альдегидов в соответствии с каталогом “промышленные противогазы и респираторы” члены буровой бригады и бригады опробования скважины для защиты органов дыхания обеспечиваются

противогазами марки А (время защитного действия – 120 мин при максимальном содержании вредных веществ в воздухе в диапазоне 24000-26000 мг/м³).

Таблица 4.4.1 – Средства индивидуальной защиты

Профессия	Средства защиты	Срок носки, мес	Количество	
			на одного работающего	на весь состав подразделения
1	2	3	4	5
п/бур	Костюм х/б	12	1	56
п/бур	Костюм брезентовый	12	1	48
п/бур	Сапоги кирзовые	12	1	48
п/бур	Рукавицы брезентовые	0,5	1	48
п/бур	Портянки суконные	3	1	48
п/бур	Куртка х/б на утеплённой подкладке	12	1	60
п/бур	Брюки х/б на утепленной подкладке	12	1	60
п/бур	Валенки	12	1	60
п/бур	Полушубок	12	1	50
п/бур	Шапка – ушанка	12	1	50
п/бур	Меховые рукавицы	0,5	1	50
п/бур	Электрообогрев к-кт «Пингвин»	24	1	54
п/бур	Галоши	12	1	48
п/бур	Каска	24	1	50
п/бур	Шлем с подшлемником	24	1	50
Сварщик	Костюм брезентовый с огнеупорной пропиткой	24	1	6
Мастер	Костюм х/б с водоотталкивающей пропиткой	12	1	2
п/бур	Рукавицы комбинированные	0,5	1	12

Продолжение таблицы 4.4.1				
Бурильщик	Плащ непромокаемый	24	1	1
п/бур	Ботинки кожаные	12	1	2
п/бур	Сапоги резиновые	24	1	10
п/бур	Предохранительный пояс верхового рабочего	24	1	4
п/бур	Противогаз с коробкой марки А	12	1	8

4.5 Электробезопасность

К основному оборудованию, работающему под напряжением 220/380В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессора, электролебедки, краны, освещение [34].

Основные причины электротравматизма на геологоразведочных работах:

использование неисправного оборудования;

допуск к работе с электрооборудованием лиц, не имеющих на это право. Лицо, допускаемое к работе с электрооборудованием, должно иметь IV квалификационную группу по технике безопасности (для электроустановок до 1000 В).

При эксплуатации электрооборудования запрещается:

обслуживание электроустановок без применения защитных средств (диэлектрических перчаток, бот, изолирующих подставок);

управление лебедками и другим электрооборудованием без диэлектрических перчаток, если рукоятки управления не имеют надежного изоляционного покрытия;

эксплуатация стационарного электрооборудования без изолирующих подставок в условиях повышенной влажности и проводимости почвы (пола);

ремонт электрооборудования, находящегося под напряжением;

работа электроустановок при неисправном или неправильно выполненном защитном заземлении, а также при неисправной защите от опасных токов утечки;

держат под напряжением неиспользующиеся электрические сети (за исключением резервных) [34].

Получение электротравм возможно при работе с электрооборудованием в сырую погоду без средств защиты (диэлектрических перчаток, резиновых коврик и т.д.), также в помещении буровой при работе с электрораспределительными устройствами и линиями освещения. Безопасность работ может быть обеспечена только при применении следующих средств и методов защиты:

- защитное заземление;
- защитное отключение;
- изоляция токоведущих частей;
- знаки безопасности, средства защиты.

Безопасность обслуживающего персонала обеспечивается путем применения следующих методов и способов защиты: диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения; дополнительные защитные средства (применяются в электроустановках напряжением до 1000 В): диэлектрические галоши, резиновые коврики, изолирующие подставки [34].

Выбор тех или иных изолирующих средств, для применения при оперативных переключениях или ремонтных работах регламентирован правилами эксплуатации установок и техники безопасности, специальными инструкциями, а также определяется местными условиями на основании требований этих правил и инструкций.

Все основные изолирующие защитные средства рассчитаны на применение их в закрытых или открытых распределительных устройствах и на воздушных линиях электропередачи только в сухую погоду.

4.6 Пожарная безопасность

Оборудование буровой, территории вокруг буровой и работы, связанные с бурением, проектируются согласно ССБТ “Установки, геологоразведочные буровые”, “Требования пожарной безопасности” ОСТ-41-01-244-01 [38].

Требованиями предусматривается:

назначение на буровой ответственного лица за пожарную безопасность;
прохождение вновь принимаемым на работу противопожарных инструктажей;

молниезащита.

Вокруг буровой установки в радиусе 50 м выкашивается трава, а территория очищается от валежника и листьев.

Территория склада ГСМ очищается от сухой травы, пней и сучьев, окружается земляной обваловкой, согласно требований. На видном месте устанавливается четкая надпись: “ОГНЕОПАСНО”. Цистерны заземляются и окрашиваются в белый цвет [34].

Не допускается разлив нефтепродуктов на территории участка ведения буровых работ.

Нормы пожарной безопасности для буровых установок указаны в таблице 4.6.1.

На территории буровой проектируется необходимое количество единиц пожарной техники.

На буровой установке запрещается:

- курить, применять факел и другие источники открытого огня для освещения и других нужд;

- отогревать замершие трубопроводы и оборудование, а также разогревать в зимнее время емкости с буровым раствором при помощи открытого огня (только паром или горячей водой).

Таблица 4.6.1 – Нормы пожарной безопасности буровых устьановок

Наименование параметров	Нормы
1	2
Территория очищенная вокруг буровой в радиусе не менее, м	50
Расстояние от буровой установки до (м, не менее):	8
- мест хранения топлива (дров, угля)	50
- мест хранения ГСМ	15
- площади разведения огня	
Зазор между трубами и горючими конструкциями здания буровой, м (не менее)	0,15
Размер отверстий в металлической сетке искрогасителя, мм (не более).	5-5
Кол-во выходов из буровой, не менее	2
Емкость пожарного ящика для песка, м ³ (не менее)	0,2
Ширина окантовки пожарного щита красной краской, м	0,02-0,05

В местах возможного скопления и выделения паров углеводородов устанавливается контроль за воздушной средой с помощью стандартных или переносных газоанализаторов [34].

Для создания естественной вентиляции рекомендуется предусмотреть на обшивках рабочей площади и насосного сарая буровой открывающиеся окна, фрамуги и.т.п.

При монтаже буровой установки предусмотреть достаточную естественную вентиляцию под полкой буровой с целью уменьшения скопления паров углеводородов.

Заключение

В данной работе был проведен анализ современных отечественных и зарубежных установок по очистке бурового раствора в реальных условиях, технических характеристик, материальных затрат на покупку и использование. А также были выявлены минусы в работе требующие модернизации оборудования, сформулированы следующие выводы.

Импортное оборудование показало себя наиболее эффективным. Это обусловлено высокой надежностью в условиях интенсивного бурения, удобством использования, а также возможностью оперативно произвести замену расходных деталей. По техническим характеристикам отечественное оборудование не значительно уступает зарубежному, однако на его долю приходится большее количество осложнений, связанных с плохой очисткой бурового раствора. Причиной этому является менее развитая технологическая особенность работы установок. Одним из основных плюсов современного оборудования отечественного производства является низкая рыночная стоимость по сравнению с импортными аналогами.

Благодаря наблюдениям над работой оборудования по очистке бурового раствора, были выявлены технические несовершенства требующие модернизации.

Регулировка угла наклона вибросит производится вручную путем затягивания или ослабления регулировочного механизма с каждой стороны сита. Это занимает много времени из-за чего может произойти потеря бурового раствора, связанная с изменением его скорости потока. В следствие чего может произойти заглинивание сеток кассеты которое приводит к их порче и как следствие увеличению твердой фазы бурового раствора.

Для сокращения времени рекомендуется модернизация старой ручной системы, на автоматическую которая позволит равномерно увеличивать или уменьшать угол наклона одновременно с каждой стороны.

Таким образом, автоматизация процесса работы позволит сократить риски на поломки оборудования, повысит удобства использования, увеличит

конкурентоспособность. Для улучшения работы оборудования необходимо проводить дальнейшие исследования, с целью выявления возможных модернизаций на конкретных типах буровых установок.

Список используемых источников:

- 1.Абубакиров В.Ф. Оборудование буровое, противовыбросовое и устьевое: справочное пособие, Т.1. – М: Газпром, 2007. – 732 с.
- 2.Булатов А.И. Бурение горизонтальных скважин: справочное пособие. – Краснодар: Советская Кубань, 2008. – 424 с.
- 3.Нифонтов Ю.А. Ремонт нефтяных и газовых скважин, Ч.1. – С-Пб: Професионал, 2005. – 914 с.
- 4.Буровое оборудование: Справочник, Т.1./ В.Ф. Абубакиров, Ю.Г. Буримов, А.Н. Гноевых и др. – М: Недра, 2003. – 494 с.
- 5.Середа Н.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебное пособие./– М: Недра, 1988. – 454 с.
- 6.Сидоров Н.А. Бурение и эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учебник для техникумов. - М: Недра, 1982. – 376 с.
7. Егоров Н.Г. Бурение скважин в осложненных условиях. – Тула: Гриф и К, 2006. – 304 с.
- 8.Чубик П.С. Конспект лекции по буровым промывочным и тампонажным растворам.
- 9.Мищенко В., Добик А. Мобильные циркуляционные системы для капитального ремонта скважин // Бурение и нефть. – 2005. - №5. – с. 26- 27.
- 10.Мищенко В.И., Картунов А.В. Циркуляционные системы и экологическое оборудование для безамбарного бурения и капитального ремонта скважин // Бурение и нефть. – 2007. - №3. – с. 44 – 49.
- 11.Гринева В.Ф., Липатов С.В. Преимущества и недостатки отечественной и зарубежной буровой техники // Бурение и нефть. – 2008. - №6. – с. 45- 46.
- 12.Ильиных А., Корнильцев Ю., Астафьев В., Мойсейченков Н., Скоробогатов А. Первый российский сверхмощный буровой насос УНБТ-1600. Заводские испытания // Бурение и нефть. – 2006. - №6. – с. 18 – 19.

13. Михеев Н. Технология очистки буровых растворов с использованием центробежного полнопоточного фильтра // Бурение и нефть. – 2005. - №3. – с.34.

14. Роджерс Д., Смит Д., Фоут Г., Мачбэнкс У. Замкнутая буровая система: альтернатива резервуарам для шлама // Нефтегазовые технологии. - 2007. - №4. – с. 22-26.

15. ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности.

16. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

17. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

18. Справочник инженера нефтяника. Том II. Инжиниринг бурения. – М: Ижевск, Институт компьютерных исследований, 2014. – 1064 с.

19. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность.

20. Трудовой Кодекс Российской Федерации.

21. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

22. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. 23. ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ. Работы электросварочные. Общие требования безопасности.

23. ГОСТ 17.2.1. 03-84. Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения.

24. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

25. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

26. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.

27. Инструкция № 13-107 по охране труда для работающих с химическими веществами. Научно-инновационная лаборатория «Буровые промывочные и тампонажные растворы».

28.ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

29.ГН 2.2.5.3532-18 "Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны".

30.ГН 2.1.5.1315-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования.

31.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.

32.СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

33.Правила устройства электроустановок. Седьмое издание.

34.ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2).

35.СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.

36. Шаповалов А.Г. Проектирование и финансирование строительства нефтяных и газовых скважин / А.Г.Шаповалов. - М.: Недра, 1991. – 222 с.

37.<https://studfile.net/preview/6224913/page:29/>.

38.<http://kk.convdocs.org/docs/index-104872.html?page=3>.

39.http://e.lanbook.com/books/element.php?pl1_id=39367.

40. <https://himburservis.ru/>.

41.https://nest78.ru/?_openstat=ZGlyZWN0LnlhbmRleC5ydTs0NjE2MTM1Nzs4MDUxNzg3Mzc2O3lhbmRleC5ydTpwcwVtaXVt&yclid=3295282145822803136.

Приложение А

(Обязательное)

Analysis of mud cleaning systems

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Мамруков Данила Евгеньевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ОИЯ	Сумцова Ольга Витальевна	к.ф.н.		

Drilling mud classification

In Russia, the original classification of drilling fluids was based on their purpose and was used in exploration work. They were subdivided into drilling fluids for normal geological drilling conditions and for complicated geological drilling conditions.

There is a classification according to the main effect achieved by chemical treatment: salt-resistant solutions; heat-resistant solutions; thermo-salt-resistant solutions; inhibiting solutions.

The classification of drilling fluids according to the method of preparation divides them into natural and artificially prepared.

Unfortunately, at present there is no unified generally accepted and scientifically grounded classification. In domestic practice, attention should be paid to the Paus classification, which is based on the following factors: the composition of the drilled rocks; permeability; the presence of salts; bottomhole temperature; borehole wall stability; reservoir pressure. According to this classification, they are divided into several classes, each of which includes groups of lightweight solutions with a density of up to 1250 kg / m³; normal density 1250-1450 kg / m³; weighted more than 1450 kg / m³ or the group of solutions is determined by the type of inhibitor.

In general, in the domestic drilling practice, fluids are classified by the purpose and the composition of the dispersion medium and a dispersed phase into three large groups: water-based solutions, oil-based solutions; gaseous solutions. These three groups, in turn, are subdivided into subgroups.

Drilling fluids can be classified by the number of phases into two large classes: homogeneous (single-phase) and heterogeneous (multiphase) and further by the nature (composition) of the system as a whole or its dispersion medium. Subclasses of water (polar), hydrocarbon (non-polar) and gaseous cleaning agents can be distinguished. In addition, heterogeneous systems can be divided into groups

according to the state of aggregation of the dispersed phase, which can be solid, liquid, gaseous and combined.

So, aqueous (polar) homogeneous and heterogeneous cleaning agents, depending on the salt concentration (in terms of NaCl), can be:

- fresh (up to 1%);
- slightly mineralized (1 , 3%);
- moderately mineralized (3 , 20%);
- highly mineralized (> 20%).

The same cleaning agents by the composition of salts (by the composition of mineralization) can be: chlorinated potassium; calcium chloride; silicate (low silicate); plaster; lime; gypsum-lime; aluminate (potassium alumina, calcium alumina); gypsum.

Solutions are classified in the same way by the amount of solid phase:

- 1) with a low solids content of 5-7%,
- 2) with a normal solids content up to 15%,
- 3) with an increased solid phase content of more than 15%.

The classification of drilling fluids is not rigorous and comprehensive. The names of some systems of drilling fluids are rather arbitrary and are used according to the established tradition or in concordance with the nomenclature of development companies. The above classifications of drilling fluids have shown that it is difficult to classify a system that has many features, functions and is diverse in composition.

Cleaning of drilling fluids

Cleaning of drilling fluids with vibrating screens

The process of separating suspensions by fractional composition by sieving through vibrating grids is used in various industries. The cleaning of drilling mud from cuttings using vibrating screens is also a mechanical process in which particles of a certain size are separated using a screening device. The main factors that

determine the cleaning depth and throughput of the shaker are the mesh size and the screening surface.

Particles of rock, the size of which is larger than the size of the mesh cells, move to the edge of the vibration frame due to the vibrational motion of the grid, performed together with the vibration frame, and are thrown into the barn. The solution passes through the mesh and goes for further cleaning.

Vibrating screens are divided according to the type of vibration (trajectory described by each point of the vibrating screen when moving) into:

- circular, design of the first vibrating screens with minimal developed gravitational forces;

- elliptical, modification of the first type, where the center of vibration is raised above the frame and counterweights on the vibrator are used to create an elliptical motion, varying in intensity and shape along the length of the vibration frame;

- linear, using two vibrators rotating in the opposite direction, creating a force directed up or down at the moment when the counterweights are in a vertical position, and in a horizontal position. Each of these types has its own advantages and disadvantages.

Vibrating screens with circular motion develop low gravitational forces and have the highest transport capacity, which contributes to better removal of clay rocks in the upper intervals, reducing their impact on the surface of the screen, at the same time they have a low drying capacity. This type of vibrating screen is sometimes used for preliminary cleaning of the solution from large clay rocks, but conveyors with a rotating coarse mesh have become more common for this purpose. Vibrating screens with elliptical motion develop increased gravitational forces compared to type 1 and have a lower transporting capacity compared to types 1 and 3. They have found application when working with weighted solutions and as drying sieves for pulp from under hydrocyclones. It should be noted that the slower the sludge is removed from the vibrating screen, the more intensive the wear of the screens occurs. Linear vibrating sieves are the most versatile, exhibiting increased

gravitational forces and a relatively fast conveying capacity depending on the tilt angle of the frame and the position of the vibrators.

Recommendations for sizing shaker screens include the following points:

it is necessary to install grids on one vibrating sieve of the same size, it is allowed to put a mesh larger by one size at the end of the vibrating sieve (so that the bulk of the solution passes through the smaller meshes), upon condition that the design provides for three or more meshes;

the screens are selected in such a way that the solution covers $2/4 - 3/4$ of the last screen of the vibrating sieve;

sometimes the cuttings are the same size as the mesh of the screens and clog them causing the mud to escape through the shale shaker. In this case, it is necessary to set the mesh size down to prevent clogging.

The solid phase in drilling fluids can be divided into 2 categories by density: with a density from 2300 to 2800 kg / m³ and a density above 4200 kg / m³. Cuttings, bentonite, calcium carbonate, fall into the first category. Weighting agents such as barite and hematite belong to the second category and are mainly used to achieve solution densities of more than 1200 kg / m³. The size of the cuttings varies enormously from 1 micron to several centimeters.

Long-term production experience has shown that the optimal ratio between the length and width of the screening devices is 2: 1, and the mesh size should not exceed the following: length 2.6 m, width 1.3 m. when the sludge is viscous clays. Depending on the type and a dispersed composition of the sludge, the performance of the vibrating sieve can vary significantly.

Experience in using shale shakers for cleaning drilling mud has shown that the cleaning efficiency increases as the time spent on the screen of particles increases. This can be achieved by increasing the length of the mesh, decreasing the flow rate, decreasing an angle of the mesh inclination, changing the direction of the particles' movement, decreasing the amplitude of the mesh, using two sequential or parallel meshes at the same time.

To clean the drilling mud, four types of wire mesh are used: square, rectangular, diagonal and double Dutch. The most often used is a square weave, then rectangular, less often diagonal and very rarely Dutch. All other things being equal, square weave screens remove more sludge than rectangular weave screens. But with a rectangular weave, it becomes possible to weave a mesh from a thicker wire, so such mesh is more durable.

The main sizes of foreign meshes with a square weave are 12x12, 20x20, 24x24, 32x32, 48x48 and 80x80 holes per 1 cm. The main dimensions of meshes with rectangular weaves are 24x16 and 28x12 holes per 1 cm. Diagonal meshes are used only with a size of 32 x 16 holes per 1 cm. They are made of wire with a diameter of 0.18 mm and have a cell side of 140 microns.

All mud screens are currently manufactured, as a rule, in the form of side-framed cassettes. Such manufacture allows performing a uniform lateral tension of the mesh when it is installed on a vibrating sieve. The state of the mesh tension is an important technological factor affecting the efficiency of the vibrating screen. Therefore, great attention must be paid to the mesh tension. Typically, the lateral tension of each mesh on the shaker is carried out by six bolts. The total tension developed in this case reaches 50 kN for each mesh.

The vibrating sieve is as good as quality screens are installed on it. Today, the market offers meshes from various manufacturers, with different characteristics. For example, a 100 mesh "square" mesh separates 100% of particles larger than 140 μm , while a multi-layer 100 μm mesh with increased throughput separates 95% of particles larger than 208 μm . The efficiency of such a mesh is approximately equal to a 70 μm square mesh. The same mesh can be assigned different sizes depending on the manufacturer, wire diameter and braiding method. Therefore, you cannot use only this parameter to compare meshes.

It is believed that only a properly installed and normally operated vibrating mesh allows you to use all the technological capabilities of the vibrating sieve. Poorly stretched meshes are several times less durable. Dry mesh wears out faster than wet mesh. Too rigid supports accelerate the wear of the nets. Much attention is

paid even to the mesh tension pattern. Initially, it is recommended to tighten the middle part of the mesh using the center bolts, applying a torque of 34.5 Nm to the bolt head. Then tighten the outer bolts with the same force and only then gradually increase the torque while tightening the bolts to 48 Nm, starting the tension again from the center of the mesh.

The cleanliness of the meshes plays an important role. When the mesh becomes clogged with sludge, it is cleaned with a jet of air. If such cleaning is ineffective, then the mesh is removed and cleaned with a wire brush from the back. During breaks between circulations, the mesh is washed and closed with a safety cap to prevent accidental mechanical damage.

Salt, anhydride, gypsum, lubricants, oil products can clog the mesh. In such cases, fresh water, a 10% solution of acetic or hydrochloric acid are used for washing. The accumulated oil products are removed with kerosene or diesel fuel. Such a careful selection of the mesh size and its maintenance in working condition is explained by the fact that particularly these factors determine, first of all, the efficiency of cleaning the drilling fluid from cuttings on vibrating screens.

Cleaning of drilling fluids using hydro-cyclones

The desander differs from the sludge separator as it has larger diameter hydrocyclones (150–400). The linear velocity of the solution at the entrance to the hydrocyclones of the sand and sludge separator is approximately the same. At the same linear speed of the rotational movement, the centrifugal force is inversely proportional to the radius of rotation. Therefore, the centrifugal force in the hydrocyclones of the desludger is greater than in the hydrocyclones of the desander, and the desludger can separate smaller particles and its cleaning capacity is significantly higher. Although the efficiency of the desander is lower than that of the sludge separator, it is used to prevent overloading of the separator at high drilling speeds, when a large amount of cuttings enter the mud in units of time.

Mode of operation of the sand-sludge separator: the pressure at the inlet to the sand-separator must be at least 2.4 atm, and in the sludge separator - at least 3 atm.

At this pressure, the required throughput of the hydrocyclones is ensured. At lower pressure, the cleaning capacity of the installations drops sharply and the losses of the solution increase. A pressure of more than 3.5 atm is also unacceptable, since this increases the flow rate of the solution through the hydrocyclones, deteriorates the cleaning and increases the abrasive wear of the hydrocyclones.

As follows from the description of the principle of operation of hydrocyclones, the most characteristic signs of normal operation of hydrocyclones are air inflow through the sand nozzles and the discharge of sludge from the sand nozzles in the radial direction in the form of an "umbrella".

The constantly cleaned solution contains, as a rule, a very small amount of particles to be separated in hydrocyclones.

The procedure for starting, stopping and servicing sand and silt separators:

Start and stop - start the pump. Check the pressure on the discharge line. Stop: turn off the pump, flush the pulp outlet with water. If the pumps are stopped for a long time in winter, close the valve on the suction line of the pump and drain the remaining solution from the pump and pipelines.

Service - Retighten the packing follower if there is a significant leak through the pump seal. Replace the packing when the packing followers are fully tightened.

Control over the operation of sand and silt separators – the control is carried out both visually and by measuring. For measurements, a pressure gauge at the inlet to the manifold and a hydrometer are required.

Vibrating screens with fine mesh screens are sometimes installed under the sand packing of sand-silt separators. The operating experience of such installations shows their high efficiency.

Cleaning of drilling fluids using centrifuges

The centrifuge-based drilling mud cleaning system is designed for deep cleaning of heavy and light mud from cuttings when drilling oil, gas and other wells. It is used as part of the circulation systems of drilling rigs.

Effective systems for cleaning drilling fluids, including modern vibrating screens and centrifuges, due to changes in operating modes, allow maintaining a certain depth of cleaning of the drilling fluid and the content of the total, as well as active solid phase in it, thereby regulating the technological properties of the drilling fluid and have a primary effect on the speed drilling and economic indicators of well drilling.

At the same time, the consumer properties of the centrifuge are also determined by such concepts as reliability, durability, ease of operation and maintenance.

The centrifuge is designed for cleaning drilling fluids from cuttings.

When the drilling fluid enters the centrifuge (Figure 1.2.4) under the action of centrifugal forces, it is separated into a thickened solid phase (cuttings) and a purified solution. Separation of drilling mud in a centrifuge occurs continuously, while the cleaned mud is returned to the circulation system, and the cuttings are discharged into the sludge collector.

Inside the rotor, a screw 4 is located coaxially, intended for transporting the sediment of the solid phase to the unloading ports of the rotor. The auger rotates in the same direction as the rotor, but at a lower speed. The difference in rotation speed is necessary for the forced movement of the sediment on the inner surface of the rotor. The rotation of the auger is imparted by the rotor through the planetary gear 5. Through the hollow trunnions of the rotor and the auger, the feed pipe 6 passes, through which the drilling fluid is fed into the inner cavity of the auger drum and then through the holes in the casing of the auger into the rotor. The solid phase is deposited on the wall of the rotor and transported to the discharge ports located at the smaller diameter of the rotor, and the centrifuge moves to the large diameter of the rotor and through the drain ports is discharged into the receiving compartment of the centrifuge casing. The drainage radius is adjusted by turning the ring on the rotor journal, which partially covers the drain holes. To turn off the electric motor when the gearbox is overloaded, a gearbox locking mechanism is provided in the centrifuge.

Before starting the centrifuge, you must:

- check the presence of oil in the centrifuge gearbox by unscrewing the gearbox plug. The oil level should be 20 ... 30 mm below the inner surface of the filler hole;

- check the serviceability of the gearbox locking mechanism, for which it is necessary to overturn the locking mechanism lever by turning the gearbox lever, while the latter should turn 90 °, and press the limit switch roller until it is triggered;

- make sure that there is no sediment in the rotor, for which it is necessary to manually turn the rotor;

- make sure that the 2 screws of the drain holes on the large rotor trunnion are screwed in until they stop.

Operating procedure

Start the centrifuge drive motor.

Supply water to the centrifuge. Stop the water supply in 5-10 minutes, turn on the pump and supply the solution for separation.

When the clay separator stops, the solution supply is stopped and water is supplied to the rotor for washing. After flushing the rotor for 5-10 minutes, turn off the centrifuge drive motor.

Analysis of the manufactured equipment for cleaning drilling mud

The WSL shaker is designed on the basis of the principle of self-synchronization of two shafts with the same torque. The vibrating screen uses two motor-vibrators (the type of vibrators at the customer's choice), which in a certain direction impart linear vibration to the moving part of the vibrating screen. The solution entering the meshes is separated from the solid particles contained in it, which are thrown upward under the influence of amplitude vibrations. The capacity of the shaker is from 140 to 180 m³ per hour. Figure 2.1.2 shows a diagram of the WSL shaker.

The shaker screens are interchangeable with Mongoose PT screens. The mesh size of the meshes used can be determined in accordance with user requirements in

the range from 40 to 325 mesh or by the specifications of the work on cleaning drilling fluids. The screens are convenient and easy to install, while on one vibrating screen, screens of various standard sizes can be used in complex, depending on the specific working conditions.

The compact dimensions of the vibrating sieve provide the ability to work in a confined space while maintaining high technical parameters.

Mongoose PRO is a double action shaker. Due to its special design, it provides the possibility of using both balanced elliptical vibrations and progressive elliptical vibrations on a vibrating frame.

Double action is the ability to optimize vibration characteristics depending on the drilling parameters.

Balanced elliptical motion provides greater “G” vibration force to increase cuttings travel speed when handling solutions with high cuttings content.

Sieve hydrocyclone units of the trade mark "HBS" of the WSGO type based on the shaker of the WSL type are designed to remove small particles of cuttings when drilling oil and gas wells, to obtain cuttings of low moisture content, are used as part of circulation systems of drilling rigs for pitless and low-waste drilling.

Sieve hydrocyclone units of the WSGO type are a 3-stage cleaning system designed for the treatment of both weighted and non-weighted drilling fluids. These are devices in which a hydrocyclone group and a WSL type drying shaker are combined. Hydrocyclones carry out the primary separation of the solid phase by using centrifugal force, which is then directed to the shaker mesh, while retaining expensive liquids.

The circulating systems of drilling rigs are equipped for cleaning drilling fluids with a four-stage cleaning system, including vibrating screens, sand separators, silt separators and centrifuges. Particles of cuttings up to 100 μm in size are removed by a vibrating sieve, up to 70 μm - by a sand separator, 40 - 50 μm - by a silt separator. A centrifuge is a technical means for removing particles up to 4-7 microns in size.

References:

1. Fundamentals of Sustainable Drilling Engineering. M. Enamul Hossain, Abdulaziz Abdullah Al-Majed. 2015. –p. 785.
2. Drilling Fluids Processing Handbook. ASME. 2005, Elsevier Inc.
3. Reference book 2017, Elsevier Inc. –p. 729.
4. Circulating system. Johannes Fink. 2015, Elsevier Inc. –p. 817. 129
5. Bulatov A. I. Drilling of horizontal wells: a reference guide. – Krasnodar: Sovetskaya Kuban, 2008, 424 p.
6. Abubakirov V. F. drilling, anti-blowout, and wellhead Equipment: a reference guide, Vol. 1. - M: Gazprom, 2007. - 732 p.