

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт- Институт природных ресурсов

Направление- Нефтегазовое дело

Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2500 МЕТРОВ НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	

УДК 622.323'324:622.243.22(24:181m2500)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Захарченко В.Ю.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Бузанов К.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и
ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Т.С.	к. х. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	к.т.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав.кафедрой БС	Ковалев А.В	к. т. н.		

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области математических, естественных и социально-экономических наук и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт- Институт природных ресурсов
Направление - Нефтегазовое дело
Кафедра - бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:
И.о. зав. кафедрой БС
_____ Ковалев А.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3- 2Б22	Захарченко Вадим Юрьевич

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2500 МЕТРОВ НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.17
--	----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Материалы с производства, специальная литература и периодическая литература, электронные источники
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</i>	

работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	
---	--

Перечень графического материала

(с точным указанием обязательных чертежей)

1. Геолого-технический наряд
2. Компонировка буровой колонны

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Глызина Татьяна Святославовна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

1.04.2017

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Бузанов Кирилл Владимирович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Захарченко Вадим Юрьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Захарченко Вадим Юрьевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурение скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Данные по строительству скважин на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении	Расчет технико-экономических показателей
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Построение плана мероприятий по повышению эффективности буровых работ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка экономической эффективности проекта внедрения новых долот	Расчет экономической эффективности проекта. Расчет технико-экономических показателей применения долот
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Глызина Т.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Захарченко Вадим Юрьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Захарченко Вадим Юрьевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурение скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования	Эксплуатационная вертикальная скважина на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная ответственность 1.1 Анализ вредных производственных факторов (мероприятия по устранению) при бурении скважины на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении 1.2 Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении	- Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе - Недостаточная освещенность рабочей зоны - Повышенные уровни шума - Повышенные уровни вибрации - Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны - Поражения электрическим током - Пожаровзрывоопасность
2. Экологическая безопасность	Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие) - Фон загрязнения объектов природной среды - Водопотребление и водоотведение - Методы и системы очистки, обезвреживания и утилизации отходов бурения - Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды - Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительно-монтажных работах и в процессе бурения скважин - Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама - Охрана атмосферного воздуха от загрязнения - Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды - Охрана животного мира - Охрана недр при строительстве скважин

3 . Безопасность в чрезвычайных ситуациях Правила поведения при нефтяных или газовых фонтанах	При эксплуатации наклонно-направленной скважины рекомендуемое поведение при нефтяных или газовых фонтанах. - остановить все работы в зоне загазованности и немедленно вывести из зоны людей. - остановить все силовые приводы. - отключить силовые линии и линии освещения. - остановить все огневые работы. - предпринять меры по отключению соседних производственных объектов. - запретить передвижение в зоне, прилегающей к скважине открытым фонтаном. - предотвратить растекание нефти на территории. - сообщить о чрезвычайной ситуации руководству и вызвать на место происшествия подразделение военизированной службы по ликвидации открытых фонтанов.
4 . Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Нормы: ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны» ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ГОСТ 13862-90
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику				
Задание выдал консультант:				
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	Доцент		
Задание принял к исполнению студент:				
Группа	ФИО	Подпись	Дата	
3-2Б22	Захарченко Вадим Юрьевич			

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы: бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Бузанов К.В.			

СОГЛАСОВАНО:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав. кафедрой	Ковалев БС	К.Т.Х.		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района работ	14
1.2. Геологические условия бурения.....	16
1.3. Характерные газонефтеводоносности месторождения (площади)	18
1.4. Зоны возможных осложнений.....	21
1.5. Исследовательские работы	22
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
2.1. ОБОСНОВАНИЕ И РАСЧЕТ ПРОФИЛЯ (ТРАЕКТОРИИ) СКВАЖИНЫ	24
2.2. ОБОСНОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ	25
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	25
2.2.2. Построение совмещенного графика давления	26
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	28
2.2.4. Выбор интервалов цементирования.....	29
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	29
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины	30
2.3. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	31
2.3.1. Выбор способа бурения	31
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента	32
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	33
2.3.4. Расчет частоты вращения долота	34
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	35
2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	36
2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	38
2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	41
2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна	42
2.4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН.	43
2.4.1. Расчет обсадных колонн.....	43
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений	43
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений	47

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине	51
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины	51
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн	51
2.4.2.2. Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продажной жидкости	52
2.4.2.3. Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора	52
2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины	53
2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования	53
2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси	53
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн	55
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин	56
2.5. Выбор буровой установки	57
 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	
3.1. Роторные управляемые системы (РУС). Преимущества гибридной роторной управляемой системой	58
3.2. Основные проблемы, связанные с бурением наклонно-направленных скважин	65
3.3. Гибридная роторная управляемая система (Hybrid Rotary Steerable System)	66
 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
4.1 Структура и организационные работы бурового предприятия	72
4.2 Расчёт нормативной продолжительности сооружения скважины	74
4.3 Нормативная карта	76
4.4 Составление линейно-календарного графика	79
4.5 Расчет сметной стоимости сооружения скважины	80
 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	
5.1 Производственная ответственность	83
5.2 Экологическая безопасность	90
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	96
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	98
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	99

Реферат

Выпускная квалификационная работа 93 с. 22 рис., 57 табл., 9 источников, 11 приложений.

Ключевые слова: буровая установка, породоразрушающий инструмент, режим бурения, буровой раствор, цементирование, нефть, конструкция скважины, испытание, освоение.

Объектом исследования являются геологические данные Казанского нефтегазоконденсатного месторождения, представлена краткая географо-экономическая характеристика района работ, геологические условия бурения, а так же давление и температура по разрезу скважины.

Цель работы: строительство вертикальной скважины глубиной 2500 метров на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении.

В процессе исследования проводились технологические расчёты, был определён профиль скважины, буровое долото, частота вращения долота, необходимый расход бурового раствора, конструкцию эксплуатационного забоя скважины, компоновка низа бурильной колонны глубина спуска и диаметр обсадных колонн,.

В результате расчетов были выбраны: конструкция и технология проводки скважины глубиной 2500 метров.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: при «безамбарном» способе бурения на месторождении предусматривается строительство отдельного блока по переработке жидких отходов бурения. Жидкости на переработку поступают при помощи трубопроводного или автомобильного транспорта. Циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутому циклу, т.е. промывочная жидкость, закачиваемая буровыми насосами из емкостей буровой установки (БУ) в скважину, при выходе подвергается четырехступенчатой очистке от шлама и обратно попадает в приемные емкости. БУ оснащается блоком флокуляции и коагуляции (БФК), и дополнительной центрифугой в комплекте с питающим насосом, при помощи, которых и будет производиться переработка жидких отходов бурения.

Область применения: природоохраняемые территории РФ.

Значимость работы технология снижения вредного воздействия на окружающую среду позволяет недропользователю оптимальный, с точки зрения соотношения затрат и того эффекта, который он получает от ее применения.

Введение

Развитие технологии в наше время нацелены на уменьшение отрицательного действия на продуктивный пласт в процессе бурения, качество цементирования и крепления, применение новых технологий для детализации профиля ствола скважин, снижения негативного воздействия на окружающую среду в процессе бурения.

Целью работы является технологические решения при строительстве эксплуатационной вертикальной скважины глубиной 2500 метров на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении.

Объектом исследования является Казанское нефтегазоконденсатное месторождение. Приведенная в данной работе технология снижения вредного воздействия на окружающую среду получила в настоящее время самое широкое распространение на российском рынке, поскольку позволяет недропользователю оптимальный, с точки зрения соотношения затрат и того эффекта, который он получает от ее применения.

Эта работа создана с учетом новейших достижений в области техники и методике строительства эксплуатационных скважин.

В специальной части работы рассмотрен вопрос технологии «безамбарного» способа строительства скважины. Рассмотрена технология переработки бурового раствора, применяемое оборудование и химические реагенты. Показана схема регенерации бурового раствора. Сравнение предлагаемой технологии с «амбарным способом» строительства скважины.

Данный способ очистки бурового раствора является сравнительно новым среди месторождений Западной Сибири.

«Безамбарный» способ очистки бурового раствора широко применяется на месторождениях Тюменской области.

1. Общая геологическая часть.

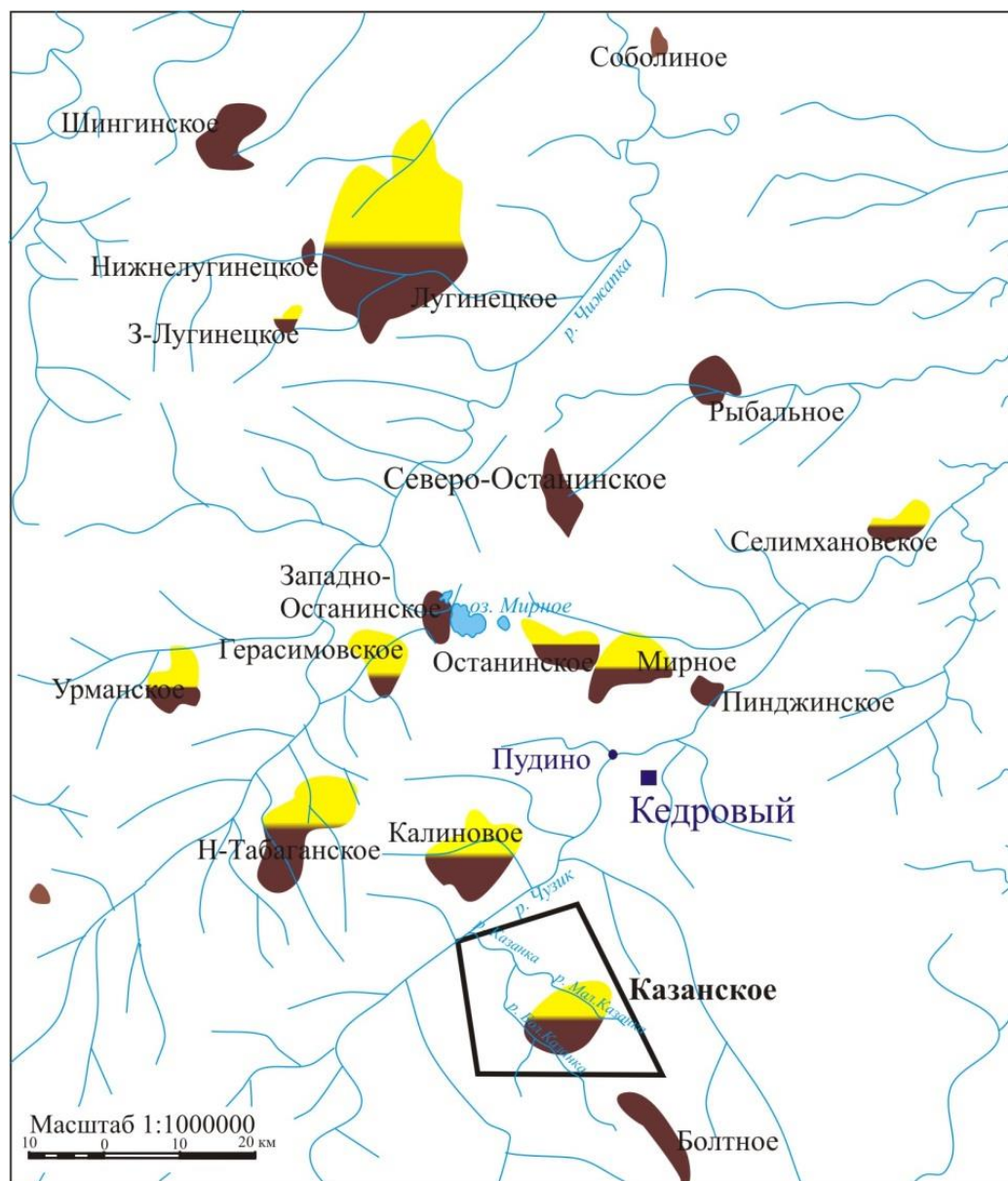
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1, а экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице 2.

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
1	2
Месторождение (площадь)	Казанское месторождение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Томская Парабельский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-3,0 +35 -55
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,6
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	240
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	185
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-западные, северные
Наибольшая скорость ветра, м/с:	20÷25
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения представлена в приложении 1(таблица-2).



Масштаб 1:1 000 000

Условные обозначения:

-  нефтяные месторождения
-  нефтегазоконденсатные месторождения
-  контуры Казанского лицензионного участка

Рисунок 1– Обзорная карта района работ

1.2. Геологические условия бурения.

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве	Коэффициент кавернозности и интервала (средневзвешенная величина)	
от	до					
(кровля)	(подошва)	Название	индекс	угол		
1	2			3	4	град
1	2	3	4	5	6	7
0	30	Четвертичные отложения	Q	-	-	1,4
30	125	Некрасовская серия	P ₃	-	-	“-
125	170	Чеганская свита	P ₃ –P ₂	5	0	“-
170	260	Люлинворская свита	P ₂	“-	“-	“-
260	285	Талицкая свита	P ₁	“-	“-	“-
285	365	Ганькинская свита	K ₂	“-	“-	“-
365	415	Славгородская свита	“-	“-	“-	“-
415	560	Ипатовская свита	“-	“-	“-	“-
560	575	Кузнецовская свита	“-	“-	“-	“-
575	1440	Покурская свита	K ₂ – K ₁	“-	“-	“-
1440	2130	Киялинская свита	K ₁	“-	“-	1,3
2130	2215	Тарская свита	“-	“-	“-	1,1
2215	2440	Куломзинская свита	“-	“-	“-	“-
2440	2465	Баженовская свита	J ₃	“-	“-	“-
2465	2470	Георгиевская свита	“-	“-	“-	“-
2470	2545	Васюганская свита	J ₃ – J ₂	“-	“-	“-

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в приложении 2 (таблица 4).

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в приложении 3(таблица 5).

Таблица 6 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс Стратиг рафичес -кого подразд еления	Интервал, м		Градиент						Темпе ра- тура в конце интерв ала, град. °С	Источ ник получ ения
	от (верх)	до (низ)	пластового давления		гидроразрыва пород		горного давления			
			велич ина кгс/с м ² на м	источ ник получ ения	велич ина кгс/с м ² на м	источ ник получ ения	велич ина кгс/с м ² на м	источ ник получ ения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q– P	0	285	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,220	ПГФ	9	ПГФ
K ₂	285	365	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,220	ПГФ	11	ПГФ
-“-	365	415	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,230	ПГФ	13	ПГФ
-“-	415	560	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,230	ПГФ	17	ПГФ
-“-	560	575	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,230	ПГФ	17	ПГФ
K ₂ – K ₁	575	1440	0,100	РФЗ	0,151	РФЗ	0,230	ПГФ	44	ПГФ
K ₁	1440	2130	0,101	РФЗ	0,151	РФЗ	0,230	ПГФ	64	ПГФ
-“-	2130	2215	0,101	РФЗ	0,151	РФЗ	0,230	ПГФ	66	ПГФ
K ₁	2215	2440	0,102	РФЗ	0,152	РФЗ	0,230	ПГФ	73	ПГФ
J ₃	2440	2465	0,102	РФЗ	0,153	РФЗ	0,230	ПГФ	74	ПГФ
-“-	2465	2470	0,102	РФЗ	0,153	РФЗ	0,230	ПГФ	82	ПГФ
J ₃ – J ₂	2470	2545	0,102	РФЗ	0,160	РФЗ	0,235	ПГФ	85	ПГФ

Примечание: в графах 5; 7; 9; 11 проставляются условные обозначения источника получения градиентов: ПГФ - прогноз по геофизическим исследованиям, РФЗ - расчет по фактическим замерам в скважинах.

1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Представлена в приложении 4(таблица 7).

Разрез представлен нефтеносным, газоносным и 5 водоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2485–2495 м (нефтеносный), поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом. Несмотря на это, конструкция скважины проектируется так, что перебуриваются все флюидонасыщенные пласты для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 450 м для эксплуатации водоносного горизонта 285–1440 м.

1.4. Зоны возможных осложнений

Таблица 8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
Q– K ₂	0	1440	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 1 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.
Q – K ₂	0	970	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности.
K ₂ – K ₁	575	1440	Водопроявление	Водопроявление с плотностью флюида 1,001 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического, несоблюдение параметров бурового раствора..
J ₂₋₃	2470	2495	Нефтепроявление	Нефтепроявление с плотностью флюида 0,749 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического, несоблюдение параметров бурового раствора..
Q – K ₁	0	1440	Прихвато-опасность	Некачественная очистка бурового раствора, высокая водоотдача, ведущая к интенсивному набуханию и выдавливанию в ствол текучих глинистых пород.
K ₁	2130	2215	Прихвато-опасность	Некачественная очистка бурового раствора, высокая водоотдача, ведущая к интенсивному набуханию и выдавливанию в ствол текучих глинистых пород.
P	40	236	Желобообразование и посадки при спуске бурильной и обсадной колонн	Превышение проектной интенсивности искривления в интервале набора кривизны вследствие нарушения режимных параметров процесса бурения (повышение нагрузки, расхода промывочной жидкости).

2. Технологическая часть.

2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По требованию заказчика проектируется эксплуатационная скважина, профиль вертикальный.

2.2. Обоснование конструкции скважины

Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается конструкция низа эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта.

1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – поровый.

2. Определение однородности коллектора.

2.1. Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически неоднородным (имеет место переслаивание песчаников, аргиллитов, алевролитов, угля).

Расчёт проницаемости коллектора представлен в приложении 5 (Таблица 11).

Для данного типа коллектора принимается конструкция забоя закрытого типа, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

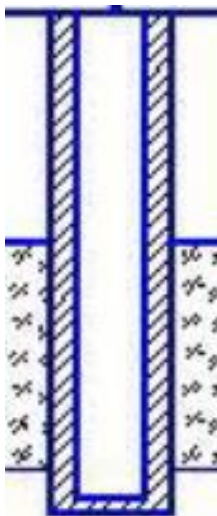


Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Градиент давлений – изменение давления, отнесенное к единице глубины.

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по совмещенному графику давлений решается вопрос о необходимости спуска промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска.

График совмещённых давлений строится в следующем порядке:

1. На совмещенный график давлений в соответствии с данными, представленными в таблице 6 «Давление и температура по разрезу скважины», наносятся точки градиентов пластового давления $gradP_{пл}$ и давления гидроразрыва $gradP_{гр}$, строятся кривые градиентов давлений.

2. Рассчитываются значения градиента давления столба бурового раствора для каждого интервала с разными значениями градиента пластового давления, который рассчитывается по следующей формуле:

$$gradP_{бр} = (1 + k) \cdot gradP_{пл}, \quad (2.8)$$

k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым.

Давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

Максимальное значение плотности бурового раствора для интервалов с разными значениями давлений гидроразрыва рассчитывается, как 0,9 от $gradP_{гр}$.

3. На график накладывается область граничных значений промывочной жидкости и выделяется штриховкой.

4. Проводится анализ совмещенного графика давления. Как видно на рисунке 3, для бурения представленной скважины до проектной глубины с соблюдением условия совместимости нет необходимости включить в предварительный вариант конструкции скважины кроме направления и кондуктора, промежуточные колонны.

График совмещённых давлений представлен в приложении 6 (рисунок 3)

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направление

Проектируем спуск направления на глубину 40 метров, так как верхние слои представлены не плотными породами (во избежание последующего размыва и обрушения вокруг устья).

2. Кондуктор.

Крепление ствола скважины кондуктором диаметром 245мм производится с целью перекрытия интервалов залегания неустойчивых пород, склонных к осыпям и обвалообразованиям, обеспечения надежного перекрытия верхних водоносных горизонтов хозяйственно-питьевого назначения. С целью предупреждения возможных газопроявлений при дальнейшем углублении скважины на кондуктор устанавливается ПВО.

3. Расчет глубины спуска кондуктора

Для упрочнения пристенной зоны скважины (повышения градиента давления гидроразрыва проходимых пород) проектом предусматривается использование в КНБК вихревого устройства для очистки и кольматации стенки скважины (УОК-295,3 при бурении под кондуктор и УОК-215,9 при бурении под эксплуатационную колонну). Н.А. Шамовым выявлено, что вихревая обработка стенок скважины позволяет повысить прочность экрана в скелете породы в два раза и более.

Расчет минимально необходимой глубины спуска кондуктора из условия предотвращения гидроразрыва пород при закрытии устья в случае возможного открытого фонтанирования горизонта Ю₁ при полном замещении скважинной жидкости флюидом (газом) производим по формуле:

$$H_k = \frac{1,05 \cdot P_y \cdot L}{0,95 \cdot \text{grad}P_{\text{гпп}} \cdot L - 1,05 \cdot (P_{\text{пл}} - P_y)} \quad (2.9)$$

Таблица 9 – Исходные данные для расчета:

Наименование	Обозначение	Размерность	Значение
1	2	3	4
Градиент гидроразрыва пород, залегающих в предполагаемом интервале (расчетный)	$\text{grad}P_{\text{грп1}}$	кгс/см ² /м	0,15
Градиент гидроразрыва пород, залегающих в предполагаемом интервале после упрочнения	$\text{grad}P_{\text{грп}}$	кгс/см ² /м	0,25
Пластовое давление проявляющего пласта	$P_{\text{пл}}$	кгс/см ²	253
Глубина кровли проявляющего пласта	L	м	2485
Устьевое давление при закрытом ПВО (по промысловым данным)	P_y	кгс/см ²	180,0
Минимально необходимая глубина спуска колонны (расчетная)	H_k	м	914,57

Исходя из опыта бурения разведочных скважин на Казанском месторождении и проведенных расчетов глубину спуска кондуктора принимаем 1000 м. по вертикали (1000 м. по стволу) с установкой башмака в глины покурской свиты.

4. Эксплуатационная колонна

Эксплуатационная колонна диаметром 146,1 мм спускается на глубину 2500 м по вертикали и цементируется в две ступени с применением пакера двухступенчатого и манжетного цементирования для предотвращения гидроразрыва пород в процессе цементирования и обеспечения необходимой высоты подъема тампонажной смеси. Первая - с применением расширяющихся тампонажных материалов в интервале продуктивных пластов, вторая - с применением цемента нормальной плотности и облегченного цемента. Для снижения негативного влияния давления столба тампонажного раствора на продуктивный пласт пакер устанавливается с максимальным приближением к нему, при этом установка пакера целесообразна в плотных породах разреза скважины.

Таблица 10 – Число обсадных колонн и глубины их спуска

Название колонны	Номинальный диаметр ствола скважины (долота), мм.	Диаметр колонны, мм.	Интервал спуска, м
			по вертикали
1. Направление	393,7	323,9	0-40
2. Кондуктор	295,3	244,5	0 – 1000
3. Эксплуатационная	215,9	146	0 – 2500

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

Интервалы цементирования:

1. Направление, кондуктор, потайные колонны цементируются на всю длину.
2. Промежуточные и эксплуатационные колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м для нефтяных скважин и не менее 500 м – для газовых.
3. При включении в состав обсадных колонн межколонных герметизирующих устройств они должны располагаться на высоте не менее 75 м для нефтяных скважин и 250 м для газовых скважин выше башмака предыдущей обсадной колонны, устройства ступенчатого цементирования и узла соединения секций обсадных колонн. В таких случаях высота подъема тампонажного раствора ограничивается высотой расположения межколонного герметизирующего устройства.

Таблица 11 – Интервалы цементирования обсадных колонн

Название колонны	Номинальный диаметр ствола скважины (долота), мм.	Диаметр колонны, мм.	Интервал цементирования, м
			по вертикали
1. Направление	393,7	323,9	0-40
2. Кондуктор	295,3	244,5	0 – 1000
3. Эксплуатационная	215,9	146	250 – 2500

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны $D_{экн}$, который принимается в зависимости от ожидаемого притока, планируемого диаметра керна и условий опробования, эксплуатации и ремонта скважин. Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн в зависимости от дебита приведены в таблице 15.

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом залежи ($100 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти) – 146,1 мм.

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины.

Расчетный диаметр долота $D_{\text{эк д расч}}$ для бурения под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (2.10)$$

$D_{\text{эк д расч}} \geq 166 + 20$, выбираем долото диаметром – 215,9 мм.

где $D_{\text{эк м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм; Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм (таблица 13).

Таблица 12 – Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн

Нефтяная скважина		Газовая скважина	
Суммарный дебит, м ³ /сут	Ориентировочный диаметр, мм	Суммарный дебит, тыс. м ³ /сут	Ориентировочный диаметр, мм
1	2	3	4
<40	114,3	<75	114,3
40–100	127,0; 139,7	75–250	114,3–146,1
100–150	139,7; 146,1	250–500	146,1–177,8
150–300	168,3; 177,8	500–1000	168,3–219,1
>300	177,8; 193,7	1000–5000	219,1–273,1

Далее выбирается ближайший диаметр долота $D_{\text{эк д}}$ в сторону увеличения рассчитанного значения. Рекомендуемые диаметры шарошечных долот (рекомендуются при бурении под направление) и долот PDC (рекомендуются для бурения под последующие колонны) представлены в таблице 14. Величины диаметров долот иностранного производства представлены в соответствующих каталогах на сайтах производителей.

Таблица 13 – Минимальная допустимая разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны

Условный диаметр обсадных труб, мм	Разность диаметров, мм
1	2
114,127	15
140,146	20
168, 178, 194, 219, 245,	25
273, 299	35
324, 340, 351, 377, 426	39–45

Таблица 14 – Рекомендуемые значения диаметров долот

Тип долота	Диаметры, мм
1	2
Шарошечное долото	139,7; 158,7; 161; 190,5; 200; 215,9; 222,3; 250,8; 269,9; 295,3; 311,1; 349,2; 393,7; 444,5
Долото PDC	139,7; 152,4; 165,1; 188,9; 190,5; 214,3; 215,9; 220,7; 243; 269,9; 295,3; 311,2; 393,7

Диаметр кондуктора выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами. Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора $D_{квн}$ определяется по формуле:

$$D_{квн} = D_{экд} + (10 \div 14), \quad (2.11)$$

$$D_{квн} = 215,9 + 10 = 225,9 \text{ мм.}$$

где $D_{экд}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм; $(10 \div 14)$ – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

Выбор наружного диаметра обсадных труб для кондуктора $D_{кнар}$ производится по результатам расчёта.

Выбираем диаметр кондуктора 245 мм.

Расчетный диаметр долота $D_{кд расч}$ для бурения под кондуктор рассчитывается по формуле (2.10.):

$$D_{кд расч} \geq 245 + 25, \text{ выбираем долото диаметром – 295,3 мм.}$$

На основании выполненных расчетов необходимо изобразить схему конструкции скважины, представленный в сводной таблице 15.

Таблица 15 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по вертикали, м		Интервал цементирования по вертикали, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
Направление	0	40	0	40	323,9	393,7
Кондуктор	0	1000	0	1000	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	0	2500	250	2500	146,1	215,9

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Цель раздела – определить необходимость использования противовыбросового оборудования (ОП) и колонной обвязки (КО) для нормальной проводки скважины при вскрытии продуктивного пласта.

Величина максимального устьевого давления составляет 18,0 МПа (по промысловым данным).

Основные параметры ОП и его составных частей соответствуют требованиям ГОСТ 13862-90.

При выборе конкретной ОП, устанавливаемого на кондуктор условный диаметр определяется с учетом прохода долота для бурения последующей колонны.

В соответствии с указанным выше ГОСТом предусмотрено 10 типовых схем обвязки ОП.

Пятую схему применяют при вскрытии нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением. Эта схема, в соответствии с геологическими условиями, является основной при бурении скважин на территории Западной Сибири.

Следовательно, принимаем пятую схему обвязки ОП

- ПВО ОП5 – 180/80х35 (180 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.
- колонная головка – ОКК1–21–146х245 (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

2.3. Углубление скважины

2.3.1. Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м по вертикали	Обсадная колонна	Способ бурения
0-40	Направление	
40-1000	Кондуктор	С применением ГЗД (турбобур)
1000-2500	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД(турбобур)

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины на всех интервалах бурения выбраны долота типа PDC, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Выборка долот производилась из продуктовой линии ООО «НПП «Буринтех». Характеристики выбранных долот представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал по стволу, м.		0-1000	1000-2258	2258-2500
Шифр долота		БИТ 295,3 ВТ 419 СР	БИТ 215,9 В 516 У	БИТ 215,9 ВТ 613
Тип долота		PDC		
Диаметр долота, мм		295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		М, МС	С	СЗ, Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152	3-117	3-117
	API	6 ⁵ / ₈ Reg	4 ¹ / ₂ Reg	4 ¹ / ₂ Reg
Длина, мм.		390	385	385
Масса, кг		68	35	35
G, т	Рекомендуемая	2-10	2-10	2-10
	Предельная	10	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	80-440	60-400	60-400
	Предельная	440	400	400

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для интервала бурения 0 – 40 м. под направление проектируется осевая нагрузка равная 5 тоннам, которая близка к предельной нагрузке на запроектированное долото. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике расчета.

Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-1000	1000-2258	2258-2500
Исходные данные			
A	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	1900	2350
$D_d, \text{см}$	29,53	21,59	21,59
k_T	29	29	29
$D_c, \text{мм}$	19	16	13
$q, \text{кН/мм}$	0,2	0,4	0,5
$G_{пред}, \text{кН}$	98	98	98
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	16,5	26,4	26,6
$G_2, \text{кН}$	59,1	86,4	108
$G_3, \text{кН}$	78,4	78,4	78,4
$G_{проект}, \text{кН}$	60,0	75,0	75,0

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения вертикального участка 0–40 м. проектируется скорость вращения 65-80 об./мин., а под эксплуатационную колонну (1000-2500м.)

запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают средние горные породы с включениями из твердых пород и они могут стать причиной повышенных вибрационных нагрузок на инструмент. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 19.

Таблица 19 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-1000	1000-2258	2258-2500
Исходные данные				
$V_{л}, \text{м/с}$		2	1,5	1
D_d	М	0,2953	0,2159	0,2159
	Мм	295,3	215,9	215,9
$d_{ш}, \text{мм.}$		191,9	140,3	140,3
$T_0, \text{час.}$		27,6	20,2	20,2
$\tau, \text{мс}$		3,5	4	4,4
Z		24	22	22
A		0,8	0,6	0,4
Результаты проектирования				
$n_1, \text{об/мин}$		129	156	132
$n_2, \text{об/мин}$		464	443	403
$n_3, \text{об/мин}$		493	388	421
$n_{\text{проект}}, \text{об/мин}$		140	110	85

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 0-1000 метров (интервал бурения подкондуктор) выбирается турбобур ЗТСШ1-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДР-195, с регулируемым углом перекося, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

В таблице 20 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 20 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-1000	1000-2500
Исходные данные				
D _д	M	Не требуется	0,2953	0,2159
	M _М		295,3	215,9
G _{ос} , кН			75	75
Q, Н*М/кН			1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		Не требуется	240	195
M _р , Н*М			298	258
M _о , Н*М			148	108
M _{вл} , Н*М/кН			2	2

В таблице 21 приведены технические характеристик запроектированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 21 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м
ТО-240	40-148	240	10,2	2506	45	420	1,9
ЗТСШ1-240	148-1000	240	24,5	5975	32	440	2,7
ЗТСШ1-195	1000-1925	195	6,8	4790	30	380	1,5
ДР-195	1925-2500	195	6,2	1,03	32	100	8,6

2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 22 и 23.

Проектирование расхода бурового раствора представлено в приложении 7 (таблица 22).

Таблица 23 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-1000	1000-2500
1	2	3
Исходные данные		
Q_1 , л/с	0,044	0,024
Q_2 , л/с	0,046	0,027
1	2	3
Q_3 , л/с	0,076	0,054
Q_4 , л/с	0,039	0,015
Q_5 , л/с	0,033	0,025
Q_6 , л/с	0,032	0,028
Области допустимого расхода бурового раствора		
ΔQ , л/с	>0,032-0,046	>0,03-0,027
	<0,076	<0,054
Запроектированные значения расхода бурового раствора		
Q , л/с	0,048	0,028
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)		
$Q_{тн}$, л/с	0,032	0,03
ρ_1 , кг/м ³	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	1170	1120
$M_{тм}$, Н*м	2991	2009
$M_{тб}$, Н*м	3499	2250

2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Бурильная колонна (БК) состоит из компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и колонны бурильных труб (КБТ).

В общем случае КНБК включает в себя долото, забойный двигатель, калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, маховики, отклонители и утяжеленные бурильные трубы (УБТ).

КБТ состоит из секций бурильных труб (БТ), одинаковых по типу, наружному диаметру, толщине стенки, группе прочности (марке) материала, типоразмеру замковых соединений.

Последовательно расположенные секции БТ одного наружного диаметра - ступень КБТ.

Бурильная колонна предназначена в общем случае для:

1. Передачи вращения от ротора к долоту.
2. Восприятия реактивного момента забойного двигателя.
3. Подвода промывочной жидкости к забойному двигателю, долоту, забою скважины.
4. Создания осевой нагрузки на долото.
6. Подъема и спуска долота и забойного двигателя.
6. Проведения вспомогательных работ.

Исходя из назначения, требования к бурильной колонне сводятся к следующим:

1. Достаточная прочность при минимальном весе, обеспечивающем создание требуемой осевой нагрузки.
2. Обеспечение герметичности при циркуляции бурового раствора, причем с минимальными гидравлическими потерями.
3. Минимальные затраты времени при спуско-подъемных операциях, при этом соединения должны обеспечивать прочность не менее прочности тела трубы, быть взаимозаменяемыми.

В процессе бурения на бурильную колонну действуют различные

силы и моменты. К ним в общем случае относятся:

- растягивающие силы от собственного веса;
- растягивающие гидравлические нагрузки за счет перепада давления в забойном двигателе и долоте;
- силы внутреннего и наружного давления промывочной жидкости;
- силы взаимодействия колонны со стенками скважины (силы трения)
- силы инерции как самой колонны, так и промывочной жидкости;
- изгибающие моменты на участках естественного и искусственного искривления ствола скважины;
- осевая сжимающая сила в нижней части колонны;
- крутящий момент при вращении колонны;
- изгибающий момент за счет потери колонной прямолинейной формы;
- динамические составляющие продольных и поперечных сил, изгибающего и крутящего моментов за счет различного рода колебаний колонны.

Совместное действие всех этих сил и моментов приводит к тому, что бурильная колонна находится в условиях весьма сложного напряженного состояния.

В связи с тем, что при проектировании и расчетах бурильной колонны практически невозможно учесть все нагрузки, а некоторые из них не поддаются точному определению, поэтому рассматриваются только основные, наиболее существенные и опасные. К их числу относятся растягивающие силы, крутящий и изгибающие моменты, наружное и внутреннее избыточные давления промывочной жидкости .

Максимальная растягивающая нагрузка в колонне имеет место в верхней части, а сжимающая - в нижней. Максимальный крутящий момент приложен к колонне в верхней части при роторном способа бурения, и в нижней - при бурении с забойными двигателями. Максимальный

изгибающий момент за счет потери колонны прямолинейной формы приложен в нижней части.

Однако в связи с тем, что колонна составлена из бурильных труб разного диаметра с разной толщиной стенки, напряжения, возникающие в них, даже при нагрузках меньших, чем максимальные, могут превысить допустимые. Поэтому необходимо проводить расчеты напряжений для опасных сечений и сравнивать их с допустимыми для материала используемых бурильных труб.

При проектировании компоновки бурильной колонны пользуются следующими типоразмерами труб: так как бурение ведется долотом с диаметром 0,2445 м, то принимается наружный диаметр УБТ первой ступени равный 0,178 м, внутренний диаметр 0,09 м; диаметр УБТ второй ступени, для плавного перехода к колонне бурильных труб, принимается равным 0,146 м с внутренним диаметром 0,068 м. Для первой ступени компоновки бурильных труб (КБТ) используются трубы ТБПВ, так как они наиболее подходят для бурения турбинным способом и конкретно для вертикальных скважин. Выбираются трубы ТБПВ с наружным диаметром 0,127 м, толщиной стенки 9,2 мм и группой прочности Л, тип замкового соединения ЗП – 168 – 70. Для уменьшения веса КБТ во второй ступени применяются легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) с наружным диаметром 0,147 м с толщиной стенки 11 мм и группой прочности Д16Т, тип замкового соединения ЗЛ – 172.

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 24-25.

В таблице 26 приведены параметры компоновок низа бурильной колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 24 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТС-2	203	24	5150,4
1	УБТС-2	178	72,0	11232
2	УБТС-2	146	8	824
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК	127	1000	26710
2	ЛБТ	147	1525	25925

Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлены в приложении 8 (таблица 25) .

Таблица 26 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

Таблица 20 Простреливание ГИВК по интервалам бурения						
№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса,т	Длина, м	Назначение
	от	До				
1	2	3	4	5	6	7
1	0	40	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	0,09	0,4	Бурение вертикального участка
			Калибратор 8К 295,3 МС	0,29	0,9	
			ЦС 295,3 МСТ	0,28	1,1	
			УБТС2-203	8,07	37,6	
Σ				8,73	40	

2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Буровые растворы выполняют функции, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из них – обеспечение быстрого углубления, сохранение в устойчивом состоянии ствола скважины и коллекторских свойств продуктивных пластов.

Выполнение указанных функций зависит от взаимодействия раствора с проходимыми горными породами. Характер и интенсивность этого взаимодействия определяется составом дисперсной среды.

Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливаются в первую очередь, учитывая геологические условия.

Исходя из опыта бурения в Западной Сибири, с лучшей стороны показывает себя полимерглинистый раствор. Параметры, необходимые для качественного бурения и вскрытия продуктивных горизонтов, этим раствором выдерживаются. Соотношение цены и качества приемлемо. Для приготовления бурового раствора используются: глина бентонитовая марки ПБМА, техническая вода и необходимый комплексный набор химических реагентов. В качестве химреагентов используют: КМЦ марки ГаброилНV – высоковязкая полианионная целлюлоза, применяется для снижения фильтрации и увеличения вязкости бурового раствора; сайпан – относится к классу полиакриламидных реагентов, предназначен для снижения фильтрации пресных растворов с низким содержанием твердой фазы, эффективно стабилизирует вязкость буровых растворов, образует по всей поверхности ствола прочную корку, эффективно уменьшающую фильтрацию раствора; нитрилтриметилфосфоновую кислоту (НТФ) – фосфоновый комплексон, применяется как разжижитель пресных неингибированных растворов; кальцинированная сода (карбонат натрия), применяется для связывания агрессивных ионов кальция и магния при загрязнении

бурового раствора минерализованными хлоркальциевыми и хлормagneиевыми водами и цементом, также применяется также как химический диспергатор глин и для регулирования pH бурового раствора; ФК – 2000 состоит из анионных, неионогенных поверхностно-активных веществ и полезных добавок, применяется как профилактическая антиприхватная смазочная добавка; ПКД - 515 – гармоничная сочетающаяся композиция неионогенного ПАВ, азотосодержащей добавки и растворителя, предназначен для снижения негативного влияния буровых растворов и других технологических жидкостей на проницаемость продуктивных горизонтов.

Давление столба промывочной жидкости должно превышать Рпл на глубине 0 – 1200 метров на 10 – 15%, но не более 1,5 МПа, на глубине 1200 – 2500 м на 7 – 10%, но не более 2,5 МПа (по вертикали). Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервалов под направление и кондуктор – полимерглинистый, для бурения интервала под эксплуатационную колонну, в том числе в интервале вскрытия продуктивного пласта – биополимерный.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 27. В таблице 28 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 4 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 27 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интерв ал бурения (по стволу), м			Р _{пл} ,МПа	, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	К	, м	
т	о									
0	1018		4		6	7	8	9	0	
0	1018	1,1	9,8	1000	9,81	1170	2204	1,5	0,015	
1018	2523	1,05	24,8	2476	9,81	1160	2320	1,5	0,008	
2523	2590	1,05	25,9	2500	9,81	1120	2330	1,5	0,003	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность , г/см ³	СНС ₁ ,дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость , сек	Водоот-дача, см ³ /30 мин	ρ Н	Содер-жание песка, %	НС, Па	В, мПа*с
т	о									
0	1018	1,17	20	40	25	8,1	7-8	2	25	15
1018	2523	1,16	15	30	24	8,2	8-9	2	20	15
2523	2590	1,12	15	30	24	8,4	8-9	2	20	15

Таблица 28 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	40	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок, Сайпан, ГаброилНV, НТФ, Сода кальцинированная, Сода каустическая, ФК-2000
40	1000	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок, Сайпан, ГаброилНV, НТФ, Сода кальцинированная, Сода каустическая, Камцел (NaКМЦ 80/800), СНПХ-ПКД-0515, ФК-2000
1000	2500	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок, Сайпан, ГаброилНV, НТФ, Сода кальцинированная, Сода каустическая, Камцел (NaКМЦ 80/800), СНПХ-ПКД-0515, ФК-2000

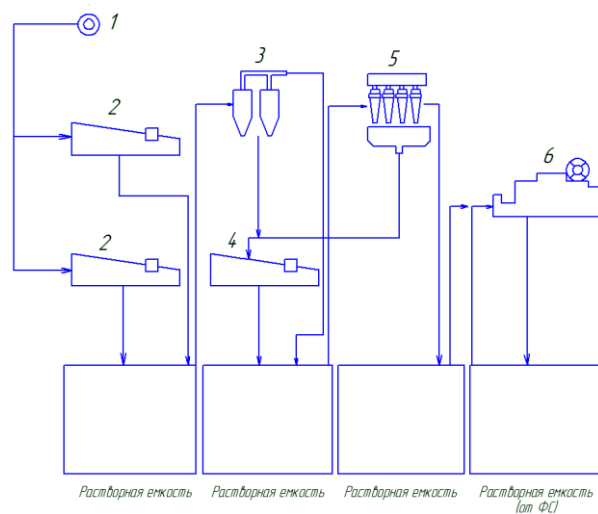


Рисунок 4 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Цель составления гидравлической программы бурения – определение рационального режима промывки скважины, обеспечивающего наиболее эффективную отработку долот, при соблюдении требований и ограничений, обусловленных геологическими особенностями вскрываемого интервала,

энергетическими, техническими и эксплуатационными характеристиками применяемого инструмента.

Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе.

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 29, а в таблице 30 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 29 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	ρ_p , кг/м ³
2500	0,2159	1,3	25,9	57,2	24000
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	η_p , Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, Н/м ³
0,028	УНБ-600	0,005	0,015	20	10976
КНБК					
Элемент	d_n , м	L, м		d_b , м	
УБТС2-178	0,178	72		0,08	
УБТС2-146	0,146	8		0,08	
ПК 127-9 Д	0,127	1000		0,109	
АБТ-147	0,147	1525		0,125	
ЗТСШ1-195	0,195	6,8			

Таблица 30 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}, \text{кг/м}^3$	Φ	$d_c, \text{м}$	$V_{кп}, \text{м/с}$	$\Delta P_{зд}, \text{МПа}$	$\Delta P_o, \text{МПа}$
1450	0,989	0,28067	0,569	4,4	1,6
$\Delta P_r, \text{МПа}$	$\Delta P_p, \text{МПа}$	$V_d, \text{м/с}$	$\Phi, \text{м}^2$	$d, \text{мм}$	$\Delta P_d, \text{МПа}$
3,6	10	128	0,00034	8,7	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Рекп	Скп	$\Delta P_{кп}, \text{Мпа}$	$\Delta P_{мк}, \text{Мпа}$
УБТС2-178	24507	254213	140	0,05	-
УБТС2-146	32795	193807	220	0,004	-
ПК 127-9 Д	37873	169845	269	0,391	0,018
АБТ-147	32531	195257	217	0,682	0,02
ЗТСШ1-195	20263	304658	102	0,006	-
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re_t	λ	$\Delta P_t, \text{Мпа}$	
УБТС2-178	18876	326251	0,0276	0,212	
УБТС2-146	18876	326251	0,0276	0,024	
ПК 127-9 Д	26117	239450	0,0258	0,586	
АБТ-147	30253	208800	0,0251	0,438	
ЗТСШ1-195	-	-			

2.4.Проектирование процессов заканчивания скважин

Все предусмотренные проектным заданием работы на завершающем этапе бурения объединяют единым термином «заканчивание скважин». Поэтому под заканчиванием скважин понимают комплекс технологических процессов от начала вскрытия продуктивных пластов бурением до окончания их освоения. Этот комплекс включает:

- первичное вскрытие продуктивных работ посредством бурения

ствола:

- испытание пластов в период бурения;
- крепление ствола скважины и разобщение пластов обсадными трубами и тампонажными материалами,

- создание фильтра между продуктивными пластами и скважиной,
- вторичное вскрытие продуктивных пластов перфорацией,
- вызов притока флюида из продуктивных пластов;
- исследование эксплуатационных характеристик продуктивных

пластов:

Все эти процессы включают многочисленные операции как систематические применяемые при бурении (СПО, промывка, регулирование свойств раствор и др.), так и специфические (спуск эксплуатационной колонны, сооружение фильтра, приготовление специальных растворов, цементирование колонны).

2.4.1.Расчет обсадных колонн

2.4.1.1.Расчет наружных избыточных давлений представлен в приложении 9 (таблица – 31,32; рисунок- 5,6,7).

2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений представлен в приложении 10(таблица – 33: рисунок – 8,9,10).

2.4.1.3Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секцийпредставлены в таблице 37.

Таблица 34 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Диаметр обсадной колонны, мм	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1м трубы	секций	Суммарный	
1	244,5	Е	8,9	1018	54,3	55277	55277	0-1018

1	146	Д	8,5	2590	29,8	77182	77182	0-2590
---	-----	---	-----	------	------	-------	-------	--------

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 \cdot P_{гп}, \quad (2.12)$$

где $P_{гскп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гдкп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{пг}$ – давление начала поглощения, МПа;

$P_{гп}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва, МПа.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гдкп}$ определяются по формуле:

$$P_{гдкп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв.зс} \cdot V_{зс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{квн} - D_{экн})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв.ос} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{экд} \cdot \sqrt{k_{срвзв} - D_{экн}})}, \quad (2.13)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления при течении жидкости в затрубном пространстве, равный 0,035;

$\rho_{срвзв.зс}$ и $\rho_{срвзв.ос}$ – средневзвешенные плотности растворов в конце продавки тампонажного раствора за колонной открытого и закрытого стволов соответственно, кг/м³;

$V_{ос}$ – скорость восходящего потока в конце продавки за колонной в открытом стволе, равная 0,4 м/с;

$V_{зс}$ – скорость восходящего потока в конце продавки за колонной в закрытом стволе (м/с), определяемая из условия равенства расходов бурового раствора при его течении в обсаженной и необсаженной частях затрубного пространства;

L – длина ствола скважины, м;

$L_{к}$ – длина ствола кондуктора, м;

$D_{эк\partial}$ – диаметр долота при бурении под эксплуатационную колонну, м;

$D_{экн}$ – наружный диаметр обсадной колонны, м;

$k_{срвзв}$ – средневзвешенный коэффициент кавернозности в открытом стволе скважины;

$D_{квн}$ – внутренний диаметр кондуктора, м.

В случае подъема буферной жидкости на устье скважины гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве $P_{гскп}$ определяется по формуле:

$$P_{гскп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (2.14)$$

где $\rho_{буф}$, $\rho_{трн}$, $\rho_{тробл}$, h_1 , h_2 – величины, значения которых были найдены в п. 3.2.

При выполнении условия недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование, при невыполнении – прямое двухступенчатое.

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (2.12)$$

36,7 < 39,4 МПа. Условие (2,12) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 35.

Таблица 35 –Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1900$, кг/м ³	34,7	47600	37
$\rho_{тробл}=1400$ кг/м ³	78,7	99688	78
Сумма	113,4	34548	

2.4.2.1 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Объем буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	38,97
Продавочная	35,05

2.4.2.2 Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.2.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

На рисунке 11 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости, представлено в приложении 11 (рисунок – 11).

2.4.2.2.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементирующей головке представлен на рисунке 12.

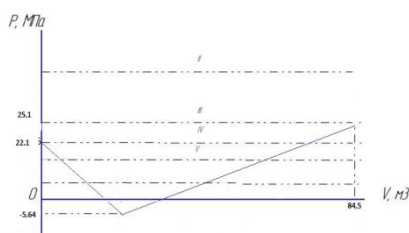


Рисунок 12 – График изменения давления на цементирующей головке в процессе цементирования

Таблица 37 – Режимы работы цементирующих агрегатов

Скорость агрегата	Давление на цементирующей головке	Объем раствора закачиваемый на данной скорости, м ³
V	3,8	62
IV	5,43	12,5
III	7,6	6,5

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{ц.м}$ составляет 85 мин.

2.4.2.2.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БКМ-146 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- обратный клапан ЦКОДМ-146;
- центратор-турболизатор ЦТГ-146/216 (интервалы установки и их количество представлены в таблице 38);
- центратор ЦЦ-2-146/216 (интервалы установки и их количество представлены в таблице 41).

Таблица 38 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
1490-1550	ЦТГ-146/216	7
2580-2630	ЦТГ-146/216	8
2638-2688	ЦТГ-146/216	3
1599-2490	ЦЦ-2-146/216	18
1068-1409	ЦЦ-2-146/216	20
978-1018	ЦЦ-2-146/216	5
158-948	ЦЦ-2-146/216	5
2-12	ЦЦ-2-146/216	2

Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФК2-65х21 ХЛ К1.

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта проектируется использовать кумулятивный перфоратор ПРК-42С. Интервал перфорации составляет 2 м. Поскольку мощность пласта составляет 10 м по вертикали, то требуется не менее пяти спусков перфоратора для полного вскрытия пласта.

Вызов притока на данной скважине будет производиться при помощи смены раствора на воду с добавлением ПАВ, при отсутствии притока на нефть, затем аэрацию, понижение уровня компрессором

2.5. Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 77 т, а вес бурильной колонны – 66 т. Исходя из этого, с учетом характеристика района строительства и наличия путейсообщения, глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000/200 ЭУК – 1М.

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 39.

Таблица 39 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	648,8	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	3,02
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	756,6	$[G_{кр}] / Q_{об}$	2,59
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	983,6	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,99
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	1960		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдного блока, т ($Q_{вльб}$)	465	$k_{по} = P_o / P_{бо} (k_{по} > 1,25)$	5,04
Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	66,2		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	77,2		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата (K_p)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	11,6		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² ($F_{бо}$)	324		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
1		2560	
2		1650	

3		990
4	52	623
5	75	372
6	28	208

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной работы была достигнута поставленная цель, а именно спроектирована конструкция и технология проводки скважины глубиной 2500 метров на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении Томской области.

Для достижения цели работы были выполнены следующие задачи:

рассмотрены геологические условия бурения в зоне месторождения проектируемой скважины, обоснованы и рассчитаны профиль и конструкция скважины, рассчитаны глубины спуска и диаметра обсадных колонн, разработана схема обвязки устья скважины, спроектирован процесс углубления скважины, осуществлен выбор буровых долот в зависимости от интервалов бурения, расчет осевой нагрузки и частоты вращения долота, определен тип забойного двигателя, состав промывочной жидкости, сделаны расчеты бурильной колонны и расхода бурового раствора, описана технология бурения при вскрытии продуктивного пласта и проектирование процессов испытания и освоения скважин.

Специальная часть посвящена вопросу применения «безамбарного» способа строительства скважины. Основным отличием «безамбарной» технологии от «амбарной» является отсутствие или сведение к «допустимому минимуму» воздействия на окружающую среду при строительстве скважин.

Так же в специальной части приведены примеры очистки отработанных технологических жидкостей и пути их утилизации или повторного использования. Выбрана и рекомендована оптимальная система очистки бурового раствора при строительстве скважины.

III. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Тема: «Оценка перспектив использования и разработка технологии "безамбарного" способа строительства скважины».

3.1. Анализ воздействия отходов бурения на окружающую среду

В наши дни постоянно ведется поиск и внедряются природоохранные технологии бурения, экологически чистые рецептуры буровых растворов и методы утилизации отходов бурения. При строительстве скважин основными видами воздействия на окружающую среду являются выбросы в атмосферу, сбросы в окружающую среду, ее тепловое и шумовое загрязнения. Объем и интенсивность техногенного воздействия на окружающую среду зависит от реализуемой технологии строительства скважины. Выбросы в атмосферу и шумовое загрязнение можно существенно снизить за счет природоохранных мероприятий, а тепловое загрязнение и сброс веществ в окружающую среду исключить (концепция «нулевого сброса»).

К технологическим отходам бурения относятся буровой шлам, отработанные буровые технологические жидкости и буровые сточные воды. Они образуются в технологическом процессе промывки скважины.

Буровой шлам. В бурении различают два понятия — «выбуренная порода» и «буровой шлам». В процессе углубления скважины на забое образуется выбуренная порода. При гидротранспорте промывочной жидкостью с забоя скважины на поверхность порода под воздействием техногенных факторов превращается в буровой шлам. Поэтому на средствах очистки циркуляционной системы буровой установки из промывочной жидкости отделяют не выбуренную породу, а буровой шлам, отличающийся по объему и, что особенно важно с экологической точки зрения, по физико-химическим свойствам.

Объем выбуренной породы равен объему ствола скважины. При проектировании объем бурового шлама приближенно принимается больше объема выбуренной породы на 20%.

Можно выделить четыре фактора, обуславливающих увеличение объема бурового шлама по сравнению с выбуренной породой:

- разуплотнение частиц шлама в результате снижения действия на них внешнего давления;
- образование и расширение трещин;
- набухание глинистых частиц, слагающих шлам;
- адгезионное налипание на поверхность шлама частиц коллоидных размеров из промывочной жидкости.

Бурение скважин осуществляется большей частью в осадочных отложениях, в которых наиболее распространенными являются глинистые породы. Их доля составляет 65-80%. Выбуренные частицы глинистых или скрепленных глинистым цементом пород в процессе гидротранспорта с забоя скважины на поверхность пропитываются фильтратом промывочной жидкости и набухают. Продолжительность нахождения частиц породы в промывочной жидкости с глубиной скважины возрастает и может достигать нескольких часов. Чем дольше они находятся в промывочной жидкости, тем больше их набухание. Происходит адгезионное присоединение к ней частиц твердой фазы преимущественно коллоидных размеров из промывочной жидкости.

На изменение физико-химических свойств частиц выбуренной породы при превращении их в буровой шлам влияет пропитка дисперсионной средой промывочной жидкости. Поры и трещины частиц породы заполняются дисперсионной средой промывочной жидкости, поверхность глинистых частиц модифицируется, на внешней и внутренней поверхности частиц выбуренной породы адсорбируются вещества различной природы из дисперсионной среды промывочной жидкости.

Минералогический состав бурового шлама определяется литологическим составом разбуриваемых пород и может существенно изменяться по мере углубления скважины. Химический состав бурового шлама зависит как от его минерального состава, так и свойств промывочной жидкости.

Гранулометрический состав бурового шлама определяется типом и диаметром породоразрушающего инструмента, механическими свойствами породы, режимом бурения, свойствами промывочной жидкости и эффективностью ее очистки. В таблице 40 показаны фракционный состав бурового шлама и скорость его осаждения в водной среде при бурении скважин на одном из месторождений Тюменской области .

Таблица 40- Фракционный состав бурового шлама и скорость его осаждения в водной среде при бурении скважин на месторождениях Тюменской области.

Размер частиц, мкм	Содержание, % по весу	Скорость осаждения, см/с
< 44	38,7	0,05
44-62	4,2	0,20
62-88	3,3	0,39
88-125	4,2	0,77
125-149	1,5	1,2
149-177	1,9	1,7
177-250	3,8	2,6
250-420	7,6	4,8
420-840	15,1	8,7
> 840	19,7	10,7

Как следует из анализа таблицы, фракционный состав бурового шлама изменяется в широких пределах. Важно подчеркнуть, что примерно 40% массы шлама представлено частицами размером менее 44 мкм. Вследствие этого возникают минимум две проблемы.

Во-первых, такие мелкие частицы трудно удалить из промывочной жидкости средствами механической очистки. При повторном гидротранспорте частиц бурового шлама через скважину они еще больше

диспергируются. Для удаления мелких фракций необходима эффективная химическая очистка.

Во вторых, с уменьшением размера частиц замедляется скорость их осаждения в водной среде (таблица 40).

Таким образом, при оценке экологической безопасности строительства скважин необходимо анализировать свойства бурового шлама, а не выбуренной породы.

Отработанные буровые технологические жидкости. В процессе бурения, помимо промывочной, применяются и другие технологические жидкости, например, буферные, перфорационные. После использования они полностью или частично переходят в категорию отработанных. Больше всего образуется отработанной буровой промывочной жидкости (ОБПЖ). Ее объем соответствует объему промывочной жидкости на момент окончания бурения скважины. Однако в процессе бурения может образовываться избыток промывочной жидкости, например, за счет наработки в глинистых отложениях, при замене одного типа промывочной жидкости на другой. В этом случае ОБПЖ образуется непосредственно в процессе бурения.

При оценке воздействия на окружающую среду предметом рассмотрения, как правило, являются только отработанные промывочные жидкости, что методически неправильно .

Буровые сточные воды. Главные источники поступления буровых сточных вод (БСВ) — обмыв буровой площадки и оборудования, система охлаждения оборудования. Сокращение объема БСВ достигается путем повторного их использования в технологическом процессе (например, для приготовления промывочной жидкости) после осветления на блоках химической и механической очистки. В этом случае сокращаются объемы водопотребления и водоотведения.

В процессе бурения избыточную промывочную жидкость, а также отработанную буровую промывочную жидкость разделяют на твердую и жидкую фазы, что позволяет утилизировать последнюю в составе

БСВ. Поэтому суммарный объем БСВ включает жидкую фазу избыточной и отработанной промывочной жидкости.

Технологические отходы испытания скважины. Это отработанные жидкости для вызова притока и глушения скважины, а также флюиды (пластовая вода, нефть, газ), полученные в процессе испытания. Газ, выходящий из скважины, сжигается в факеле.

Экологичность бурового шлама. Экологическая опасность бурового шлама определяется:

- токсическим воздействием;
- повышением мутности воды при попадании в окружающие водоемы, что нарушает жизнедеятельность молоди рыб, бентоносных организмов-фильтраторов;
- физическим воздействием на донные организмы.

Один из серьезных аспектов проблемы — токсическое воздействие на организмы. В настоящее время при оценке экологичности бурового шлама основное внимание обращается на валовое содержание минеральных компонентов. Однако важно знать, в какой химической форме минеральные компоненты присутствуют в шламе. Доказано, что наиболее опасными являются подвижные формы химических веществ, которые определяют степень токсичности и опасности бурового шлама. Они устанавливаются в ацетатно-аммонийном буферном экстракте ($\text{pH} = 4,8$).

Достаточно распространенной является точка зрения, что «... следовые металлы в шламах находятся в нерастворимой форме (обычно в структуре кристаллической решетки минералов) и их содержание (за исключением бария) варьирует в пределах природной изменчивости геохимического фона микроэлементов в донных осадках» .

В таблице 41 представлены результаты исследований водного и буферного экстрактов бурового шлама (БШ) из скважины № П-1 ЮжноПесцовского газоконденсатного месторождения Тюменской области. Установлено, что в буферных экстрактах имеется значительное превышение

предельно допустимой концентрации для почвы по основным металлам:
хрому — в 71 раз, марганцу — в 33, кобальту — в 3, никелю — в 11, меди —
в 14, цинку — в 84, свинцу — в 122 раза.

Таблица 41- Количественный элементный анализ водного и буферного экстрактов бурового шлама.

Элемент	Содержание, мкг/мл	
	В водном экстракте	В буферном экстракте
Алюминий	10,0	1397
Барий	2,1	2473
Бериллий	-	0,45
Бор	-	90,4
Ванадий	< 0,02	< 3
Висмут	-	0,03
Вольфрам	-	0,60
Железо	15,0	8387
Кадмий	< 0,002	1,8
Калий	-	25181
Кальций	-	168861
Кобальт	-	17,6
Кремний	-	12846
Литий	-	29,5
Магний	-	14539
Марганец	0,3	2005
Медь	0,3	41,5
Молибден	< 0,05	30,9
Мышьяк	-	6,3
Натрий	-	258267
Никель	-	46,1
Олово	< 0,1	< 0,1
Ртуть	< 0,001	1,3
Рубидий	-	56,6
Свинец	5,1	3904
Селен	-	< 3
Серебро	-	5,3
Стронций	0,18	2264
Сурьма	< 0,5	7,2
Таллий	-	0,65
Теллур	-	< 3
Титан	-	5,4
Торий	-	0,21
Уран	-	0,52
Хром	0,8	430
Цезий	-	1,9
Цинк	0,4	1925

В таблице 42 представлены результаты исследования содержания подвижных форм тяжелых металлов в БШ нефтяных месторождений

Нижневартовского района Тюменской области . Были изучены образцы шлама, захороненного в шламовых амбарах в 1970-1995 и 1996-1999 годах. Как видно из данных таблицы содержание подвижных форм тяжелых металлов $C_{пф}$, превышает предельно допустимую концентрацию для водоемов рыбо-хозяйственного назначения (ПДК_{р.х.}). Важно отметить, что содержание тяжелых металлов в БШ 1970-1995 годов выше, чем в более позднем (1996-1999 гг.). Это свидетельствует о том, что происходит вымывание из шлама подвижных форм веществ и буровой шлам является источником вторичного загрязнения. Помимо тяжелых металлов, в исследованных образцах БШ содержались нефтепродукты — 10600-147400 мг/кг в образцах 1970-1995 годов и 77-5950 мг/кг в образцах 1996-1999 годов.

Таблица 42 - Содержание подвижных форм тяжелых металлов в БШ нефтяных месторождений Нижневартовского района Тюменской области.

Компонент БШ	Образцы БШ 1970-1995 годов		Образцы БШ 1996-1999 годов	
	$C_{пф}$, мг/кг	$C_{пф}/ПДК_{р.х.}$	$C_{пф}$, мг/кг	$C_{пф}/ПДК_{р.х.}$
Ванадий	12-100	12000-100000	-	-
Кобальт	5-12	500-1200	1,1-6	220-1200
Свинец	10-80	1667-13333	2,3-326	383-54333
Кадмий	1-11	200-2200	0,1-0,8	20-160
Марганец	200-600	20000-60000	10-513	1000-51300
Никель	15-58	1500-5800	2,3-28	230-2800
Хром	20-120	1000-6000	0,9-23	45-1150
Цинк	50-80	5000-8000	5,8-34	580-3400
Медь	10-60	10000-60000	3,9-11,4	3900-11400
Барий	264-1000	357-1351	не определяли	не определяли

Безусловно, приведенные результаты исследований важны для анализа последствий воздействия кислотных осадков при захоронении бурового шлама. Однако предполагать полную инертность шлама, сброшенного в

шламовый амбар, без достаточного обоснования, по моему мнению, не следует. Необходимо также учитывать, что буровой шлам может содержать радионуклиды.

Таким образом, буровой шлам является потенциально опасным для окружающей природной среды, поскольку содержит подвижные формы тяжелых металлов, которые при длительном воздействии на него подземных и поверхностных вод могут вымываться, создавая концентрации токсикантов, превышающие ПДКр.х.

3.2. Выбор оптимальной схемы "безамбарного" бурения

Все работы по строительству скважин должны вестись согласно проектной документации, разработанной в соответствии с действующими законодательными актами, положениями и нормативными документами по охране природной среды .

При реализации «безамбарного» способа строительства нефтяных и газовых скважин предприятия используют различные схемы организации работ в зависимости от местонахождения объектов, их количества, наличия и состояния подъездных путей, климатических, геологических условий и многих других факторов. На стадии разработки проекта строительства скважины или группы скважин рассматриваются возможные схемы, из которых выбирается оптимальное решение для реализации «безамбарного» бурения в каждом конкретном случае, что впоследствии, и закладывается в основу проектной документации.

Например, при наличии круглогодичного дорожного сообщения между объектами работ (кустовыми площадками) и наличии нескольких близко расположенных объектов, переработку (осветление) жидких отходов бурения целесообразно производить «централизованным» способом, сокращая при этом количество задействованного оборудования и обслуживающего персонала. При этом способе на месторождении, или группе месторождений

предусматривается строительство отдельного блока (установки) по переработке жидких отходов бурения, и не только бурения, но и капитального ремонта скважин и нефтегазодобычи. Жидкости на переработку поступают при помощи трубопроводного или автомобильного транспорта. В результате работы установки жидкие отходы разделяют на жидкую и твердую фракции. Жидкая фракция, т.е. техническая вода или «фугат» (далее по тексту - фугат) в дальнейшем может быть использована, в зависимости от прозрачности, химического состава и pH, в различных технологических процессах КРС и нефтегазодобычи, а также и для приготовления буровых промывочных жидкостей при бурении скважин. Невостребованный объем фугата утилизируется на факельных установках путем испарения при воздействии высоких температур. Шлам из блока переработки и поступающий с буровых установок подвергается дальнейшей переработке, в результате которой его воздействие на окружающую среду сводится к нулю. Это может быть:

- а) обработка на специализированных установках – минизаводах, при этом обработанный шлам может быть в дальнейшем использован при строительстве автомобильных дорог и других технических сооружений;
- б) обезвреживание и отверждение с дальнейшим захоронением на специализированных полигонах;
- в) обезвреживание, отверждение, измельчение и растворение в водных растворах с последующей закачкой в толщу горных пород через специальные скважины.

Наиболее перспективные методы снижения токсичности и нейтрализации токсичных органических веществ в буровом шламе следующие:

- а) окисление – при окислении образуются малотоксичные органические кислоты, которые далее разлагаются или образуют соли с Ca^{2+} и Mg^{2+} ;
- б) гидрофобизация – гидрофобизаторы, покрывая частички шлама, препятствуют диффузии водорастворимых веществ в воду;

в) экстракция – многоступенчатый процесс извлечения органических веществ из шлама с помощью растворителя - применяют в настоящее время во многих зарубежных системах очистки выбуренной породы от органических соединений;

г) термическая обработка – с повышением температуры до 600°C, количество органических веществ через 30 минут снижается практически до нуля, основная масса сгорает при температуре 300-500°C, метод термообработки бурового шлама наиболее целесообразен и технически доступен.

На месторождениях Томской области переработку жидких отходов бурения осуществляют в условиях буровой установки, а твердые буровые отходы – буровой шлам вывозят на специализированные площадки для дальнейшего его отверждения и захоронения. Фугат используют для приготовления бурового раствора, при условии, что он пригоден для этих целей.

В нашем случае, при строительстве скважины на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении будет использоваться схема «безамбарного» бурения, основополагающие принципы которой заключаются в следующем:

1) циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутому циклу, т.е. промывочная жидкость, закачиваемая буровыми насосами из емкостей БУ в скважину, при выходе подвергается четырехступенчатой очистке от шлама и обратно попадает в приемные емкости;

2) для сбора буровых сточных вод и загрязненного бурового раствора в емкостном блоке предусмотрена установка дополнительной емкости, также еще одна емкость устанавливается для приема фугата;

3) БУ оснащается блоком флокуляции и коагуляции (БФК), и дополнительной центрифугой в комплекте с питающим насосом, при помощи которых и будет производиться переработка жидких отходов бурения;

4) буровой шлам со всех ступеней очистки при помощи шнекового конвейера транспортируется в специализированный грузовой автомобиль – «шламовоз», который вывозит буровой шлам на полигон для дальнейшей переработки;

5) фугат полностью используется для приготовления бурового раствора. В случае не пригодности фугата по каким либо причинам для приготовления бурового раствора он закачивается в нефтяной коллектор или коллектор системы поддержания пластового давления;

6) на кустовой площадке устанавливается блок дополнительных емкостей для бурового раствора общим объемом 160 м³;

7) в теле кустового основания строится временный амбар – накопитель, разделенный на две половины – для бурового шлама и жидкостей. Накопитель предназначен для использования только в аварийных случаях, при стихийных бедствиях и т.п.;

8) на БУ предусмотрена система сбора сточных вод, исключаящая загрязнение кустовой площадки.

Таким образом, выбранная схема «безамбарного» бурения на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении практически полностью исключает загрязнение окружающей среды отходами бурения.

3.3. Технология переработки (осветления) бурового раствора, применяемое оборудование и химические реагенты

Процесс осветления бурового раствора.

а) Разбавление.

Для успешного осветления бурового раствора разбавление раствора водой часто является весьма важным. Вязкость отрицательно влияет на скорость высаживания

флокулированной твердой фазы; хлопья могут иметь необходимую плотность для осаждения, но если вязкость слишком высока, то хлопья не могут высаживаться или отделяться механическим способом. Вода помогает понизить вязкость и уменьшить сродство (притяжение) между твердыми

частицами. Требуемые скорости разбавления устанавливаются путем полевых испытаний.

б) Ловушечная емкость.

Разбавление бурового раствора водой приводит к избыточному и ненужному увеличению объема, которого можно избежать путем установки ловушечной емкости в БФК. Сток (чистая вода) от центрифуги возвращается в емкость и повторно используется для разбавления. В другом варианте обработанная вода может напрямую возвращаться в активную систему бурового раствора. Такая оборотная вода реально понижает количество требуемой воды, что само по себе приводит к значительным выигрышам.

в) Корректировка pH.

Флокуляция (или образование хлопьев) достигается добавлением материалов высокого молекулярного веса, которые образуют физический мост между двумя или более твердыми частицами, объединяя их в случайную трехмерную структуру, которая является рыхлой и пористой. Как правило, гидроксильные ионы (ОН-) взаимодействуют с этим процессом образования связей (мостиков), диспергируя твердые частицы и предотвращая их объединение. По этой причине может быть необходимым понижение pH бурового раствора до уровня, находящегося в пределах от 6,5 до 7,5, чтобы оптимизировать процесс флокуляции. Соляная или серная кислоты могут быть использованы для понижения pH; хотя другие материалы, такие как сульфат алюминия, хлорид железа и сульфид железа также могут быть использованы. Добавка кислоты вводится в поток воды, используемой для разбавления.

Существует возможность вызывать хлопьеобразование в некоторых буровых растворах при более высоких уровнях pH, но в обычных условиях понижение pH необходимо. Типичной ошибкой является попытка просто перенасытить твердые частицы химической обработкой для достижения

процесса флокуляции без понижения pH. Такой выбор может оказаться весьма дорогостоящим, т.к. в норме имеется потребность лишь в малых добавках кислоты.

г) Добавки коагулянта.

Добавка коагулянта в буровой раствор уменьшает высокий зета - потенциал твердой фазы, таким образом, давая возможность твердым частицам быть флокулированными с помощью полимеров высокого молекулярного веса.

Обычно хлорид железа, сульфат железа, сульфат алюминия, хлориды калия и натрия являются коагулирующими агентами.

Сульфаты и хлориды, однако, могут изменять свойства буровых растворов; и, если имеет место передозировка ионов металлов, то мощное хлопьеобразование может затруднять контроль за реологическими и фильтрационными свойствами бурового раствора.

Органические коагулянты могут также быть использованы; обычно они не влияют на химию глин, в отличие от неорганических коагулянтов. Более того, у них нет свойства, ухудшающего состояние системы бурового раствора, а именно: они не выделяют ионов.

Добавка коагулянта производится на противотоке флокулянтов с высоким молекулярным весом. В норме необходимы только маленькие добавки коагулянтов (от 100 до 200 частей на млн.).

д) Добавки полимера (флокулянта).

Полимеры высокого молекулярного веса вводятся в отработанный поток после разбавительной воды и коагулянтов.

Полимеры должны быть предварительно гидратированы в пресной воде; для их гидратации необходимо определенное время и правильное перемешивание, обычно применяются растворы с концентрацией от 0,1 до 1,0 вес.%. Полимеры не должны быть подвержены высоким скоростям сдвига (например, в центробежных насосах), т.к. будет наблюдаться деградация

сдвига и полимер не будет иметь необходимого для процесса флокуляции молекулярного веса.

После впрыскивания полимера, если необходимо оптимизировать целостность хлопьев, то нужно избегать турбулентного потока.

В связи с этим линия подачи раствора к центрифуге должна быть достаточно большого размера для того, чтобы имел место ламинарный поток.

Механизмы флокуляции.

Целью процесса флокуляции является формирование нестабильных суспензий взвешенных частиц. В стабильной суспензии частицы в любом случае пребывают в дисперсной форме, и необходимо достичь такого состояния нестабильности суспензии, когда частицы формируются в агрегаты и постепенно осаждаются или перемещаются в зависимости от плотности жидкой фазы.

В большинстве случаев флокулянт состоит из высокомолекулярных полимеров, содержащих заряженные узлы, которые ионизируются при растворении в воде.

Взвешенная твердая фаза, которая обычно несет положительные или отрицательные заряды, поглощается полимером, и результатом такого физического процесса "образования боковых цепей" является связывание (скрепление) полимером нескольких маленьких частиц и образование более крупных частиц с повышенной скоростью осаждения и увеличенной способностью к фильтрации. Такой абсорбционный эффект может быть результатом действия "зарядки", дисперсных сил или водородных связей.

Добавка мультивалентных катионных солей (содержащих к примеру ионы Al^{3+} , Fe^{3+} , Fe^{2+} , или Ca^{2+}) в стабильную дисперсию вызовет процесс коагуляции, так как будет значительно уменьшаться действие сил отталкивания между частицами.

Эффективность конкретной флокуляционной системы зависит от следующих факторов:

(а) тип удаляемой твердой фазы

- (б)поверхностные характеристики твердой фазы
- (в)концентрация твердой фазы
- (г)размер частиц
- (д)состав соляной фазы и pH (т. е. ppm - Ca^{2+} , Mg^{2+} , K^{+} , Cl^{-})

а)*Коагуляция.*

Буровой раствор содержит взвешенные частицы твердой фазы в осаждаемой форме (т.е. в форме, при которой происходит быстрое осаждение) и частицы твердой фазы в дисперсной форме, которые не всегда быстро осаждаются; значительное количество таких частиц имеют коллоидную природу.

Такие коллоидные частицы стабилизируются отрицательными электрическими зарядами на их поверхности, результатом чего является отталкивание соседних частиц. Это предохраняет частицы от столкновения друг с другом и образования крупных агрегатов, которые способны к осаждению.

Процесс коагуляции включает дестабилизацию таких коллоидных частиц путем нейтрализации сил, которые держат частицы на расстоянии друг от друга. Как правило, это достигается добавлением химических коагулянтов, обычно солей алюминия, солей железа или полиэлектролитов.

Крупные частицы, которые не являются действительно коллоидными по своей природе, и будут постепенно осаждаться при наличии достаточного количества времени, могут также требовать коагуляции для образования еще более крупных быстроосаждающихся хлопьев.

Сила заряда частиц отражает, насколько близко коллоиды могут приближаться друг к другу. Единицей измерения этой силы является электрокинетический потенциал (дзета - потенциал). Уменьшение дзета-потенциала позволяет частицам приближаться друг к другу на более близкое расстояние, таким образом повышая возможность их столкновения.

Коагулянты обеспечивают положительную зарядность для образования отрицательного дзета - потенциала. Наглядно процесс коагуляции изображен на рисунке 12.

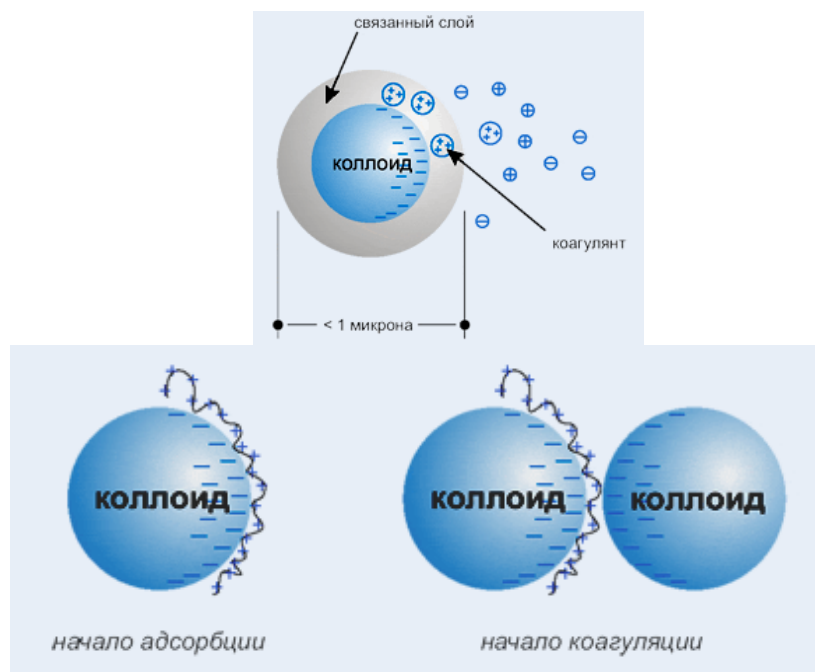


Рисунок 13.

При добавлении слишком большого количества коагулянта поверхность частиц становится положительно заряженной и частицы начинают ре-диспергироваться.

Добавление коагулянта для разрушения стабильности коллоидной системы, как правило, должно сопровождаться перемешиванием, которое обеспечивает необходимую для агломерации частиц частоту столкновений.

Интенсивное перемешивание, которое равномерно распределяет коагулянт и обеспечивает большое количество столкновений, дает очень эффективный результат.

б) *Флокуляция.*

Хлопья, образуемые в результате агломерации нескольких коллоидных частиц, могут быть недостаточно большими для того, чтобы осаждаться с желаемой скоростью. Добавление флокулянта способствует собиранию вместе нескольких отдельных хлопьев в сетчатую конструкцию, соединяя одну поверхность с другой, и, таким образом, связывая несколько отдельных хлопьев в большой агломерат. Соли алюминия и железа, а также высокомолекулярные полимеры являются наиболее часто применяемыми и эффективными флокулянтами.

Флокуляция активируется медленным перемешиванием, которое позволяет хлопьям медленно и аккуратно соединяться (рисунок 13). Если скорость перемешивания будет слишком велика, хлопья могут быть повреждены (разорваны); соответственно изменится их оптимальный размер и сила заряда.



Рисунок 14.

Схема процесса регенерации бурового раствора.

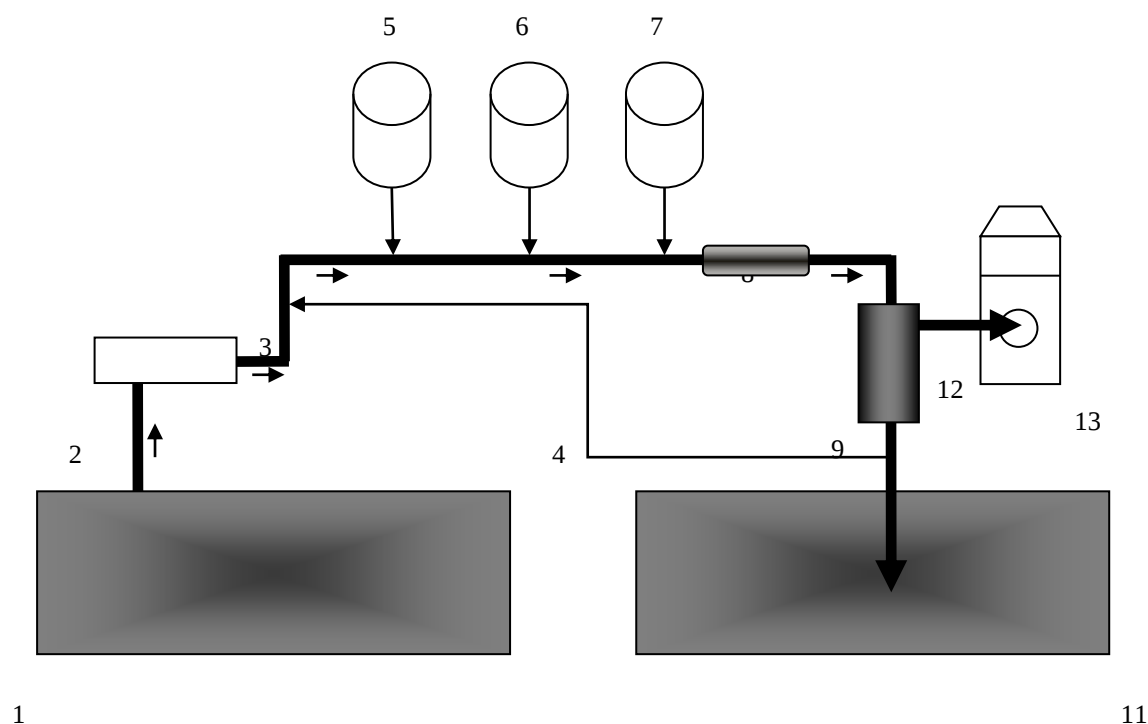


Рисунок 15.

В соответствии с рисунком 14 буровой раствор, подлежащий регенерации из емкости (1) питающим насосом (2) по трубопроводу (3) подается в центрифугу (9). По направлению потока в буровой раствор вводятся: вода для разбавления (4), кислота (5), водный раствор коагулянта (6) и водный раствор флокулянта (7). Тщательное перемешивание вводимых компонентов с разбавленным буровым раствором обеспечивается в гидросмесителе (8). Из центрифуги выходят: техническая вода – фугат (10), которая собирается в отдельную емкость (11) и шлам (12), который сбрасывается в шламовоз (13).

Контроль и запуск технологического процесса регенерации бурового раствора производится из блока флокуляции и коагуляции - БФК. БФК выполнен в виде модуля (контейнер) с утепленными двойными стенками, системой обогрева и внутренним освещением .

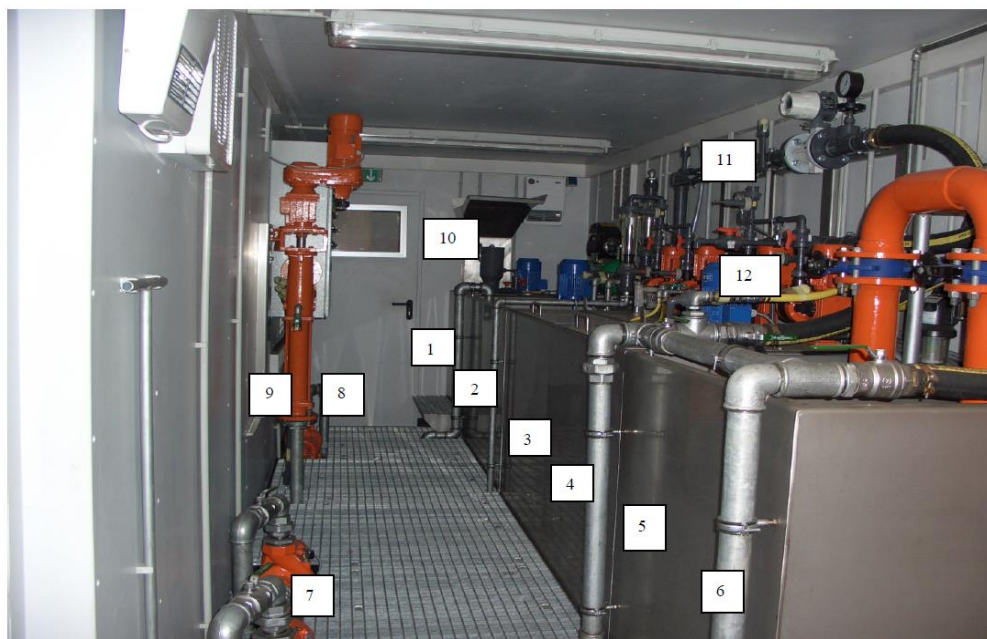


Рисунок 16.
Основные составные части.

- 1 Смесительная емкость
- 2 Флокулянтная емкость
- 3 Кислотная емкость
- 4 Коагулянтная емкость
- 5 Емкость с грязной водой
- 6 Емкость с чистой водой
- 7 Перекачивающий насос1
- 8 Перекачивающий насос2
- 9 Дозирующий насос
- 10 Смесительная воронка
- 11 Смесительная линия
- 12 Емкость смешивания коагулянта



Рисунок 17.
Задний отдел.

- 1 Вход в лабораторию
- 2 Смесительная воронка
- 3 Перемешиватель
- 4 Компрессор
- 5 Флокулянтная емкость
- 6 Панель управления
- 7 Основной переключатель энергии

Работа центрифуги.

а) Принципы и теория работы центрифуги.

Лучше всего Центрифуга может быть описана как вращающаяся осадительная емкость. Для эффективного осаждения частицы и отделения ее от жидкости плотность частицы должна быть выше, чем плотность жидкости. Основой этого принципа является **Закон Стокса**. Для ламинарного движения жидкости для частиц с идеальными размерами и числом Рейнольдса меньше, чем 0,2 Закон Стокса лучше всего может быть

описан

следующей формулой:

$$V_s = D^2 * g * (\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{ж}}) / (18 * \mu) \quad (3.1)$$

где, V_s – скорость осаждения, м/с;

D – диаметр частицы, м;

g – гравитационное ускорение, м/с²;

$\rho_{\text{ч}}$ -плотность частицы, кг/м³;

$\rho_{\text{ж}}$ -плотность жидкости, кг/м³;

μ - динамическая вязкость, с/м².

Анализ этой формулы свидетельствует, что: чем частица тяжелее и больше, и чем меньше вязкость, тем быстрее будет происходить осаждение.

Формула 3.1 справедлива когда $G=1$ (примерно 9.81 м/с²). Для вращающегося тела G -сила будет увеличиваться следующим образом:

$$G = R * \omega^2 / g \quad (3.2)$$

где, $\omega = 2 * \pi * n / 60$;

ω - угловая скорость, рад/сек;

n - скорость вращения, об/мин;

R -радиус, м;

g – гравитационное ускорение, м/с²;

π - константа (3,142)

Для упрощения, расчет G -силы может быть внесен в закон Стокса следующим образом:

$$V_s = D^2 * R * \omega^2 * (\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{ж}}) / (18 * \mu) \quad (3.3)$$

Закон Стокса (формула 3.1) описывает осаждение сферических частиц при $1G$. Примером этого могла бы быть осаждающая емкость. Загрязненная жидкость поступает в емкость сверху. Тяжелые частицы будут осаждаться вниз, а очищенная жидкость вытекать. Верхний уровень осадок/жидкость будет различимым и будет зависеть от изменения характеристик осаждения частиц.

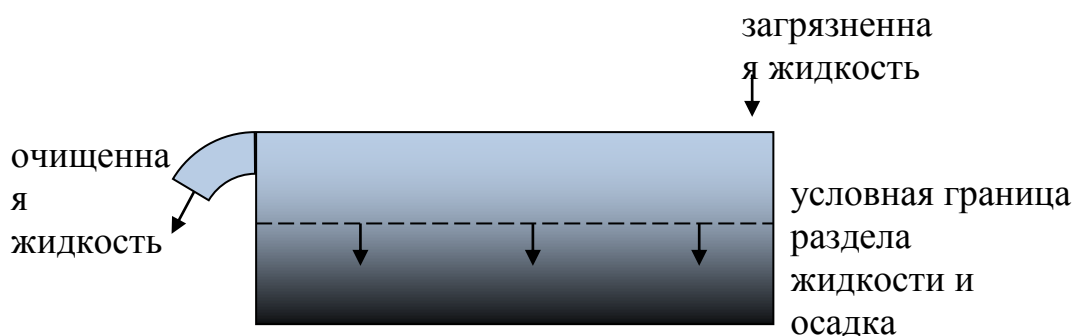


Рисунок 18.

Формула 7.3 описывает осаждение сферических частиц подверженных ускоренному осаждению посредством центробежных сил (формула 7.2). Дополнительные силы достигаются вращением «осаждающей емкости» вокруг оси.

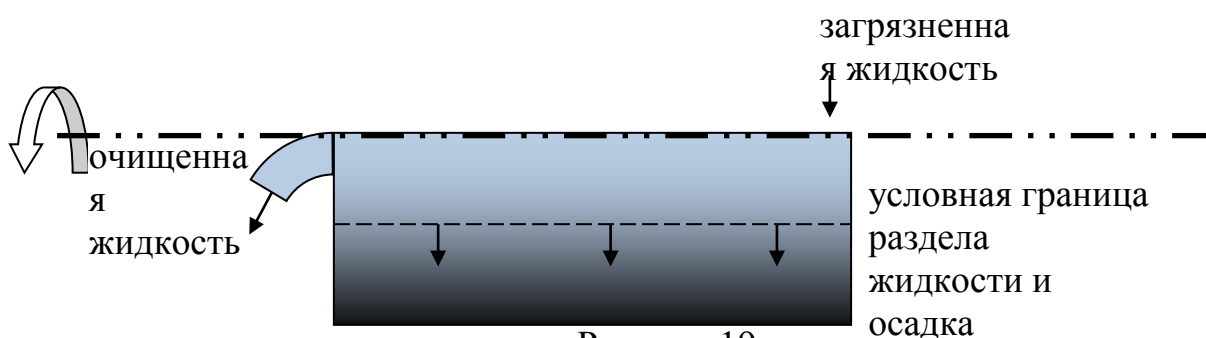


Рисунок 19.

Таким образом, обеспечивая "Вращающуюся осаждающую емкость" цилиндрической и конической секциями и шнековым конвейером можно достичь максимальной выгрузки жидкости и твердой фазы при эффективной очистке загрязненной жидкости.

Это и есть непрерывно действующая декантирующая центрифуга.

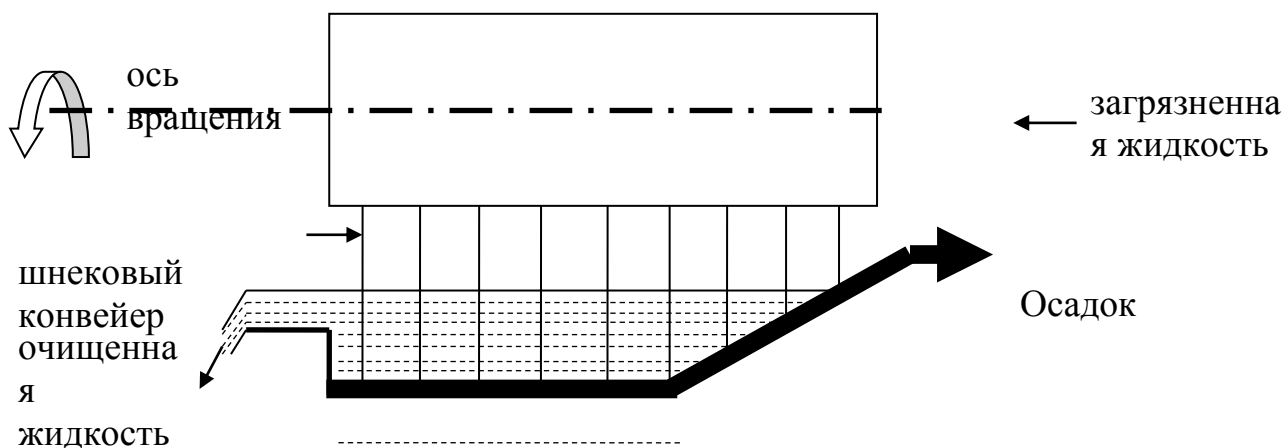


Рисунок 20.

б) Схема работы центрифуги.

Основными рабочими частями центрифуги в соответствии с рис. 7.9. являются вращающийся барабан(2) и винтовой конвейер(3), в дальнейшем шнек. Шнек имеет внутреннее пространство по наружному профилю соизмерим с профилем внутренней поверхности барабана. Поток буровой жидкости (4), подаваемый насосом, попадает во внутреннее пространство шнека через питающую трубу и далее через окно во внутреннюю полость барабана.

Под действием центробежной силы, частицы буровой жидкости, имеющие больший удельный вес, чем вес жидкости, осаждаются из жидкости и прижимаются к стенкам барабана. При помощи шнека осажденные частицы перемещаются в коническую часть барабана, в так называемую «сухую зону», а затем в виде шлама выгружаются (5) из барабана через разгрузочные окна. Очищенная жидкость выходит (6) из

барабана

через окна, расположенные на торцевой крышке (1) цилиндрической части барабана.

Барабан и шнек вращаются в одном направлении, но при этом скорость вращения шнека всегда ниже скорости вращения барабана. Разница скоростей вращения барабана и шнека создается за счет коробки передач, которая представляет собой планетарный редуктор.

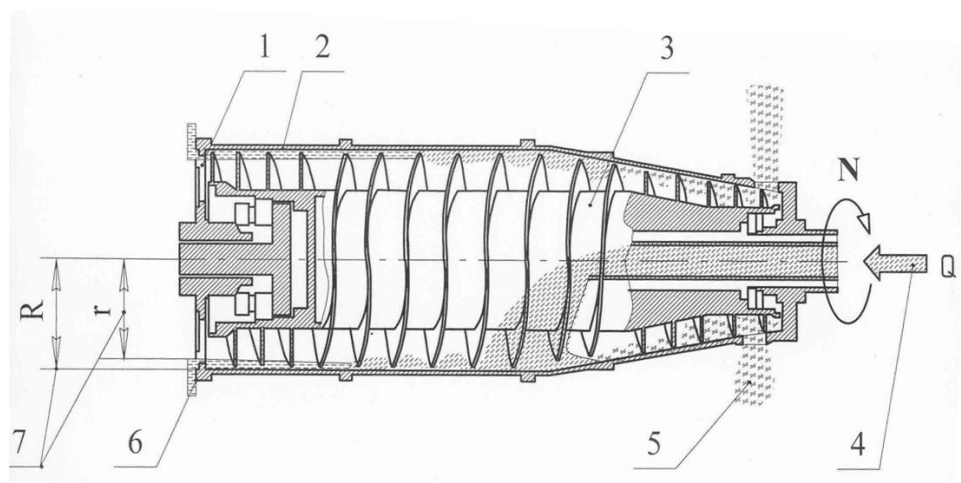


Рисунок 21.

В настоящее время на месторождениях Томской области наиболее распространены центрифуги в различных модификациях таких фирм – производителей, как Derrick, MISwaco, AlfaLaval, ПО Полет.

Внешний вид центрифуги DERRICKDE-1000TMGBD представлен на рисунок 22.



Рисунок 22.

Химические реагенты для коагуляции и флокуляции.

Исторически сложилось так, что металлические коагулянты (соли алюминия и железа) наиболее часто использовались в процессе очищения воды. Эти продукты оказывают как коагулирующее, так и флокулирующее воздействие.

В процессе алюмогель или гидроксид железа и такой объемный осадок, образующийся при добавлении металлических коагулянтов, может вызвать проблемы со сбросом, т.к. обычно плохо подвергается обезвоживанию.

В дополнение, металлические коагулянты особенно чувствительны к щелочности pH. Если значение pH не поддерживается в соответствии с требуемым, уровень очистки получается очень низкий; железо или алюминий могут растворяться в воде и создавать большие проблемы. Чем ниже дозировка коагулянта, тем чувствительнее хлопья реагируют на изменение pH.

Разработка класса органических полимеров, называемых полиэлектролитами, внесла значительный вклад в технологию обработки воды.

Полиэлектролиты - это большие водорастворимые органические молекулы, состоящие из небольших "строительных блоков", называемых

мономерами, и составляющих длинную цепочку. Как правило, в структуру молекул входят ионообменные узлы, которые придают молекуле ионный заряд.

Такие молекулы, обладающие положительным зарядом, являются катионными, а отрицательным - анионными. Эти молекулы вступают в реакцию с коллоидным материалом путем нейтрализации заряда или путем связывания отдельных частиц в видимые глазу нерастворимые хлопья. Характеристики этих материалов должны быть установлены таким образом, чтобы соответствовать коллоидному веществу, которое необходимо удалить. Разные модификации таких материалов отличаются по молекулярному весу и ионообменной способности. По общепринятому правилу катионные полимеры проектируются для работы при низких значениях pH, а анионные полимеры - при более высоких значениях pH.

Имеются два основных типа органических полимеров, используемых для обработки воды - коагулянты и флокулянты. Коагулянты состоят из положительно заряженных молекул с относительно низким молекулярным весом. Несмотря на то, что они имеют некоторую связующую способность, эффективность их применения в качестве флокулянтов очень низка. Полимеры - флокулянты имеют значительно более высокий молекулярный вес, способствующий построению длинных связующих мостиков между маленькими хлопьями и увеличению размера частиц.

В настоящее время существует множество торговых марок коагулянтов и флокулянтов, выпускаемых как отечественной, так и зарубежной промышленностью. Например: Greendrill марок СРи FР; Полиакриламид марок OrganaCol и OrganaFloc; Праестол марок ВС-650 и 2530; CYFLOC марок 4910 и 4010 и др. В качестве кислоты чаще всего используются водные растворы таких кислот, как соляная, лимонная, серная, сульфаминовая и др.

Цилиндрический тест.

Разработка соответствующей потребностям и эффективной флокуляционной системы требует тщательных исследований.

Для выбора лучшего химреагента (ов) и их уровня дозировки для эффективной обработки воды, необходимо провести соответствующие полевые испытания. Для очень загрязненных потоков, где содержание твердой взвешенной фазы приблизительно 500 мг/л (т.е. буровойраствор), наиболее часто применяется цилиндрический тест.

Цилиндрический тест разработан для определения быстроты осаждения твердой фазы. Для его проведения необходимы 500 или 1000 мл, мерные цилиндры и таймер для определения дозировки химреагентов.

Образец бурового раствора помещается в цилиндр, куда также добавляется химреагент, затем содержимое цилиндра несколько раз аккуратно взбалтывается. Нет необходимости тщательного перемешивания, т.к. в любом случае при высоком уровне содержания твердой фазы столкновения частиц будут достаточно частыми.

После перемешивания цилиндр устанавливается в вертикальном положении, после чего наблюдается состояние границы раздела между водой и осаждающейся твердой фазой. Через определенные промежутки времени записываются данные по прозрачности и осаждению твердой фазы, после чего составляется график.

Наиболее эффективные продукты отбираются после проведения нескольких тестов с различными коагулянтами и флокулянтами при их различной дозировке и после сравнения данных по прозрачности и скорости осаждения.

Организация работ.

Недропользователь несет полную ответственность за утилизацию отходов бурения, но сам процесс исполнения экологических норм в этой сфере он, естественно, стремится переложить на бурового подрядчика. Буровые подрядчики, в свою очередь зачастую привлекают к выполнению работ по

регенерации буровых растворов, вывозу и утилизации отходов бурения специализирующиеся в данной области сервисные организации. При строительстве скважин на Хвойном месторождении комплекс услуг по регенерации буровых растворов будет осуществляться ЗАО «ССК», при этом непосредственно на объекте работ будут находиться инженер по буровым растворам и слесарь по обслуживанию оборудования. К вывозу твердых отходов бурения – шлама будет привлечено ООО «Автотрейд» имеющее в своем автопарке специализированную технику, предназначенную для перевозки шлама. Количество техники, находящейся на объекте работ будет регулироваться в зависимости от текущих потребностей на усмотрение бурового мастера. Для обезвреживания, отверждения и захоронения твердых отходов бурения – шлама на специализированном полигоне будет привлечено ООО «Сервис-экология», имеющее существенный опыт в этом направлении.

3.4. Сравнение предлагаемой технологии с «амбарным способом» строительства скважины

Основным отличием «безамбарной» технологии от «амбарной» является отсутствие или сведение к «допустимому минимуму» воздействия на окружающую среду при строительстве скважин. Это обстоятельство, несомненно, поднимает на более высокий уровень нефтегазодобывающие компании, применяющих экологически безвредные технологии, несмотря на тот факт, что это несколько снижает их прибыль. Приведенная в данной работе технология снижения вредного воздействия на окружающую среду получила в настоящее время самое широкое распространение на российском рынке, поскольку позволяет недропользователю оптимальный, с точки зрения соотношения затрат и того эффекта, который он получает от ее применения. И такая картина, судя по всему, сохранится в обозримой перспективе. Важным фактором выступают стандарты недропользователей,

особенно государственных компаний, которые с каждым годом становятся все более прогрессивными. К примеру, разработка месторождений ОАО НК «Роснефть» ведется по очень высоким стандартам с использованием новейших мировых технологий, что должно послужить локомотивом для прогресса во всей отрасли.

Сегодня мы наблюдаем активное влияние на экологическое мышление со стороны государства и СМИ. Деятельность надзорных органов в сфере охраны природы, традиционная активность региональных природоохранных комитетов, высокий размер экологических штрафов, уголовная ответственность за экологические преступления – все эти факторы служат поводом, чтобы недропользователь задумался о том, что загрязнения окружающей среды не могут существовать бесконечно. Рано или поздно все же придется отказаться от устаревших и полностью изживших себя методов работы, отражающих лишь потребительское отношение к окружающей среде – дому, в котором живет человек.

IV. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Целью данной выпускной работы является разработка проекта на строительство вертикальной скважины на Казанском месторождении.

Казанское месторождение расположено на территории Парабельского района Томской области.

Климат района континентальный. Минимальная температура – 55°C, максимальная +35°C. Устойчивый снежный покров образуется в третьей декаде октября и держится 200-220 дней. Глубина промерзания почвы 1,3-1,7м. Среднегодовое количество осадков 482 мм.

В географическом отношении Казанское месторождение расположено вблизи реки Чузик. Широко распространены озёра и болота. Район работ – зона средней тайги с преобладанием лесов хвойных пород.

4.1 Проектные данные

Бурение эксплуатационной скважины глубиной 2500 м на Казанском месторождении проектируется производить буровой установкой «БУ – 3000 ЭУК».

Тип привода – электропривод.

Лебёдка - ЛБУ-800 (электродвигатель - АКБ-500 - 1 ед.).

Насос - У8-6МА2 - 2 ед. (электродвигатель - СДБО-99/49-8ХЛ2 – 2ед.)

Вышка ВМР-45х170.

Основание – металлическое, блочное.

Составление геолого-технического наряда (ГТН)

На основании проекта бурения скважины составляется ГТН. Для буровой бригады ГТН является основным документом, которым бригада руководствуется в процессе своей работы.

ГТН состоит из двух частей: геологической и технической. В оглавлении наряда отображается назначение скважины, глубина и проектный горизонт, тип буровой установки, насосы и противовыбросовое оборудование.

В геологической части указывается:

- наименование проходимых горизонтов;
- литология;
- пластовое давление;
- возможные осложнения при бурении;
- интервалы отбора керна;
- комплекс геофизических работ и так далее.

В технической части отражается:

- конструкция скважины;
- тип применяемых долот;
- компоновка колонны;
- режим бурения;
- параметры бурового раствора.

В ГТН приводится не только перечень мероприятий, выполнение которых обязательно для буровой бригады, но и также и геологические данные, которые должны знать буловики при выполнении возложенных на них задач.

В нем указываются основные данные о скважине, категории, проектный геологический разрез, проектная глубина скважины, проектная конструкция скважины.

ГТН на бурение проектируемой скважины.

Составление нормативной карты

Для производства работ по проводке скважины составляется наряд на производство работ, который состоит из основных данных, характеризующих условие проводки скважины и нормативной карты.

Назначение нормативной карты – установление нормативной продолжительности буровых работ.

Исходными данными для составления нормативной продолжительности буровых работ является:

- ГТН;
- проектные данные на механическое бурение;
- единые нормы времени на бурение скважины.

Нормативное время механического бурения рассчитывается на основе применения методов математической статистики при анализе промысловых данных.

Нормативная продолжительность СПО определяется по нормам времени на спуск и подъём одной свечи.

Нормативное время на подготовительно-заключительные работы и другие работы, предусмотренные технологическим процессом бурения скважины, рассчитываются на основании объёма этих работ и норм времени на их производство.

4.2 Продолжительность проведения проектируемых работ Определение проектной продолжительности строительства и проектной стоимости скважины

Продолжительность строительства скважины определяется как совокупность затрат времени на всех этапах цикла строительства, а именно:

- СМР;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважины на продуктивность.

Нормативная продолжительность СМР, подготовительных работ к бурению, испытания определяется на основе сметных расчётов проекта УБР.

В соответствии с результатами составленной нормативной карты общее время на бурение и крепление составляет с учётом времени ремонтных работ и смены вахт.

Плановое время бурения и крепления скважины учитывает потери времени на ликвидацию осложнений и рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{пл}} = T_{\text{н}} \cdot k_{\text{пл}}, \quad (1)$$

где $T_{\text{пл}}$ – плановое время бурения и крепления, сут;

$T_{\text{н}}$ – нормативное время бурения и крепления, сут;

$k_{\text{пл}}$ – коэффициент, учитывающий наличие аварий, осложнений и организационно-технических простоев в процессе бурения и крепления скважин, $k_{\text{пл}}=1,035$.

Таблица 43 - Проектная стоимость строительства скважины

Обоснование	Наименование работ и затрат	Стоимость, руб.
1	2	3
Сметный расчёт №2.1	Глава 1	
	Вышкомонтажные работы	16922,00
	Зимнее удорожание (6,42%)	1042,22
	Итого	17964,22
	Возврат материалов	3852,00
	Итого, по главе 1 за вычетом возврата материалов	14112,22
Сметный расчёт №3.1	Глава 2	
	Подготовительные работы к бурению	2961
	Бурение под кондуктор	
	1.затраты, зависящие от времени	10577
	2.затраты, зависящие от объёма работ	3918
	Итого, для бурения под кондуктор	14495

	Бурение под эксплуатационную колонну	
	1.затраты, зависящие от времени	81543
	2.затраты, зависящие от объёма работ	17966
	Итого, для бурения под эксплуатационную колонну	99509
Сметный расчёт №3.2	Крепление кондуктора	
	1.затраты, зависящие от времени	6541
	2.затраты, зависящие от объёма работ	19555
	Итого, для крепления кондуктора	26096
	Крепление эксплуатационной колонны	
	1.затраты, зависящие от времени	12237
	2.затраты, зависящие от объёма работ	39509
	Итого, для крепления эксплуатационной колонны	51746
Сметный расчёт №4.4	Итого, по главе 2	194807
	Глава 3	
	Испытание в эксплуатационной колонне	
	затраты, зависящие от времени	13587,13
	затраты, зависящие от объёма	4035,7
Данные заказчика	Итого, по главе 3	17622,83
	Глава 4	

Продолжение таблицы 37

	Геофизические работы (17,5% от итога глав 2 и 3)	37175,22
Сметный расчёт №6.1	Глава 5	
	Эксплуатация котельной	6302,99
	Итого по главам 1-5	270020,26
	Глава 6	
	Выплата премий (без транспортировки вахт в ВМР, 2,85%)	7695,58
	Выплаты за работу в районах Крайнего Севера (10,97%)	29621,22
	Выплаты за передвижной характер работы (1,23%)	3321,25
	Лабораторные работы от итога глав 2,3 (0,15%)	318,64
	Транспортировка вахт в бурении, креплении, испытании	33507
	Итого, по главе 6	74463,69
	Итого по главам 1-6	344483,95
	Глава 7	
	Авторский надзор от итога глав 1-6 (0,2%)	688,97
	Глава 8	
	Проектные и изыскательные работы	583,66
	Итого по главам 1-8	345756,58
	С резервом на непредвиденные затраты (гл 1-8) без аренд. (1,03)	356129,28
	Авиатранспорт	21400,78
	Использование ЗТС-172	6926,07
	ГРП	16342,41
	Итого по скважине	400798,54
	Итого с накладными расходами (32,5%)	531058,06
	Итого с плановыми накоплениями (11,5%)	592129,74
	Всего по скважине с НДС + страховка (21%)	716476,98
	Всего по скважине с коэффициентом удорожания 25,7	18413458,5

Плановая продолжительность строительства проектируемой скважины на Казанском месторождении представлена в таблице 44.

Таблица 44 - Показатели продолжительности бурения и крепления скважины

№ п/п	Наименование показателей	Един. измер.	Значение показателей
1	2	3	4
1	Нормативная скорость бурения	м/ст.мес.	3431
2	Нормативная продолжительность бурения и крепления	сутки	23,3
3	Коэффициент, учитывающий условия проведения работ		1,05
4	Проектная продолжительность бурения и крепления	сутки	24,5
5	Проектная скорость бурения	м/ст.мес.	3267

Таблица 45 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин.

номер обсадной колонны	Наименование обсадной колонны	Продолжитель- ность крепления, сут.	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут.		
			от (верх)	до (низ)	забойными двигателями	с отбором керна	совмещенны м способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Кондуктор	4,6	0	1053			5,4
2	Эксплуатационная	4,7	1053	2670	9,8		
Итого:		9,3			15,2		
Всего:		24,5					

4.3 Необходимые затраты и материалы

Таблица 46 - Расчёт расхода электроэнергии

Наименование показателей	Ед. измер.	Значения и результаты расчёта
1	2	3
Расход электроэнергии на подготовительные работы (СЭСН 49, табл. 49-404)	кВт.ч/сут	4140
Глубина скважины	м	2670
Эквивалентная глубина бурения	м	1335
Плановая скорость бурения	м/ст.мес	3267
Норма расхода электроэнергии для бурения одного метра проходки (СЭСН 49, табл.49-405-19)	кВт.ч	79
Продолжительность бурения и крепления	сутки	24,5
Расход электроэнергии на сутки бурения и крепления	кВт.ч/сут	8609
Расход электроэнергии на проводку скважины	кВт.ч	210930

Таблица 47 - Расчёт потребности в ГСМ

№ п/п	Вид работ	Тип электро- станции	Тип ДВС	Машины, строительн. механизмы	Продол- житель- ность, сут.	Расход ГСМ, тонн/сут*				Всего, тонн*		Расход нефти для ПКН-2С, тонн**
						электростанции		ДВС				
						топливо	смазка	топливо	смазка	топливо	смазка	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Строительно-монтажные работы		эл.привод	трактор- 2 бульдозер-1 кран -4, ямобур-1 свар.агр. - 2	21,4			0,644	0,019	13,78	0,41	
2	Подготовительные работы к бурению	АСДА-100 - 1 ед.	эл.привод	бульдозер-1	3	0,188	0,004	0,088	0,003	0,83	0,02	5,8
3	Бурение и крепление		эл.привод	бульдозер-1 ЦА-320М- 6 УС6-30- 4 УО-16 - 1 БМ-700 1	24,5			0,712	0,021	2,87	0,09	47,0
4	Испытание		эл.привод	бульдозер-1 ЦА-320М- 1	11,3			0,140	0,004	1,58	0,05	10,8

Таблица 48 - Расчёт перевозки вахт авиатранспортом Ми-8

Наименование бригад	Кол-во рабочих, чел	Продолжительность рабочей вахты, сутки	Продолжительность вида работ, сутки	Маршрут перевозок	Расчётное расстояние перевозок, км	Вертолёт Ми-8*			
						число рейсов, рейс	время полёта, час	расстояние перевозки, км	количество перевозимых рабочих, чел.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вышкомонтажная бригада	16	15	33,0	Колпашево-буровая	240	1,60	4,04	768,0	70,40
Бригада по бурению	16	15	15,2		240	0,74	1,86	353,7	32,43
Бригада по испытанию	8	15	11,3		240	0,27	0,69	131,5	12,05
Промыслово-геофизическая партия	3	15	15,2		240	0,14	0,35	66,3	6,08
Бригада по тампонажным работам	18	15	4,6		240	0,25	0,63	120,4	11,04
Бригада по тампонажным работам	18	15	4,7		240	0,26	0,65	123,1	11,28
Бригада ПНР*	8	15	6,6		240	0,16	0,40	76,8	7,04
ВСЕГО:			90,6			3	8,63	1639,9	150,32

При расчёте эксплуатационных затрат на дополнительную добычу нефти необходимо учитывать только переменные затраты, зависящие от объёма добычи нефти. Постоянные затраты не зависят от объёма добычи и поэтому в расчёте не учитываются. К переменным относят такие статьи затрат как расходы на энергию по извлечению нефти, расходы по сбору и транспортировке нефти, по технологической подготовке нефти, а также налоги и отчисления, включаемые в себестоимость.

Исходные данные для расчёта и расчёт экономического эффекта представлены в таблице 49.

Таблица 49 - Расчёт экономической эффективности

№	Показатели	Единица измерения	Глинистый	Поликаרב
1	2	3	4	5
1	Средняя глубина скважины	м	2723	
2	Средняя стоимость монтажа БПР на скважину	Руб.	0	98745
3	Количество скважин в кусту	шт	12	
4	Средняя стоимость раствора на одну скважину	руб	275517	526399
5	Средний удельный дебит скважин после вывода на режим	(т/сут)/м	3,06	3,9
6	Средняя мощность перфорации	м	9,0	
7	Дебит скважин в пересчёте на среднюю мощность перфорации	т/сут	$3,06 \times 9,0 = 27,54$	$3,90 \times 9,0 = 35,1$
8	Коэффициент эксплуатации			0,99
9	Дополнительно добытая нефть за счёт увеличения дебита (за год)	т	—	$(35,10 - 27,54) \cdot 365 \cdot 0,99 = 2731,81$
10	Цена реализации нефти на внутреннем рынке	руб/тн	—	1492,08
11	Стоимость дополнительно добытой нефти	тыс. руб	—	$1492,08 \times 2731,81 = 4076,073$
12	Переменные затраты на добычу дополнительной нефти	руб/тн	—	674
13	Годовой экономический эффект на 1 скважину	тыс. руб	—	$4076,073 - (1492,08 - 674) \times 2731,81 = 1841,23$

Вывод

Исходя из представленных в данном разделе сведениях, мы имеем общую картину потребности в материалах и иных ресурсах, необходимых для строительства запроектированного объекта, а так же затрачиваемые временные фонды для тех или иных операций. Благодаря этому мы можем наиболее эффективно оперировать расходами и потребностями в материалах тем самым максимально сократить сроки строительства скважины.

V. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность инженера-технолога при бурении скважины на нефть и газ.

Объект исследования: Буровая установка для бурения нефтяной скважины глубиной 2500 метров.

Рабочее место инженера-технолога по бурению располагается непосредственно на кустовой площадке. В районе рабочей зоны, располагается оборудование для удаленного контроля и мониторинга за процессами бурения. Оборудование работает круглый год без перерывов, исключая время на проведение ремонта.

5.1 Профессиональная социальная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении, проектировании и подготовки геолого-технических мероприятий.

Таблица 50 –Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.		Нормативные документы
Камеральный этап (работа внутри помещения)			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного контроля и мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения	Отклонение показателей микроклимата в помещении		СанПиН 2.2.4.548-96
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		
	Нервно-эмоциональное напряжение		
	Превышение уровней шума		
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ.
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны			
Полевой этап			
	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	Опасные	
Работа непосредственно на месте, на кустовой площадке	Превышение уровней шума	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Отклонение показателей микроклимата в помещении:

Рассмотрим основные показатели микроклимата рабочей зоны и сравним с допустимыми значениями (таблица 51) согласно санитарным нормам и правилам(СанПиН) 2.2.4.548-96 [11].

**Таблица 51 — Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах
производственных помещений**

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, 0С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с
		фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение
Холодный	1б	22	19-24	45	15-75	0-0,05
Теплый	1б	24	20-28	55	15-75	0-0,05

Все условия микроклимата на рабочем месте имеют оптимальное значения, мероприятий по улучшению условий микроклимата проводить не нужно.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Согласно НТД при нормировании параметров микроклимата выделяют холодный период года, характеризующийся среднесуточной температурой наружного воздуха, равной +10°С и ниже и теплый период года, характеризующийся среднесуточной температурой наружного воздуха выше +10°С.

Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях, которые представлены в таблице 47.

Таблица 52 –Погодные условия

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

Недостаточная освещенность:

Помещения с постоянным пребыванием людей должны иметь естественное освещение. Естественное освещение подразделяется на следующие типы: боковое, верхнее и комбинированное (верхнее и боковое) [3].

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк [3].

В таблице 53 представлены нормируемые параметры естественного и искусственного освещения.

Таблица 53 - Нормируемые параметры естественного и искусственного освещения [3]

Рабочее место, подлежащее освещению	Разряд зрительной работы	Место установки светильников	Отраслевая норма освещенности, ПК	Норма, ПК
1	2	3	4	5
Роторный стол	II	На ногах вышки, на высоте 6 м под углом 20-30° к вертикали	40	200
Щит КИП	I	Перед приборами	50	220
Пульт талевого блока	IV	На лестничных площадках по высоте вышки	13	80
Полы верхового рабочего	II	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 м от пола полостей, под углом 50°	25	150
Кронблок	IV	Над кронблоком	25	80
Приемный мост	IV	На ногах вышки на высоте 6 м	30	200
Пульт бурильщика	I	Над пультом	50	220
Машинно-насосный блок, эл/моторы, компрессоры	II	На высоте не менее 3 м	30	200

Превышение уровней шума:

В непосредственной близости от рабочего места могут находиться насосы и двигатели, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.003-83 (1999) [9]. Норма для помещения управления составляет 80 дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 60-65 дБА.

Для того чтобы снизить уровень шумов на буровой необходимо производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, подтягивание ослабевших соединений, своевременно смазывать вращающиеся детали. Если предотвратить шум в источнике возникновения

невозможно, то следует применять звукопоглощающие и звукоизолирующие экраны ПП-80, ПА/О, ПА/С.

Превышение уровней вибрации:

В процессе бурения, рабочие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.003-01

Мероприятия для устранения превышения уровня вибрации следующие: установка защитного, изолирующего кожуха на двигатель, усиление рамы крепления двигателя к полу.

Таблица 54 - Уровень звукового давления на буровой

Характеристики помещений	Уровень звукового давления, дБ в среднегеометрических частотах октавных полос, Гц								Уровень звука и эквивалент уровня, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Рабочие места и зоны в помещениях и территориях предприятия	99	92	86	83	80	78	76	74	85

Таблица 55 - Предельно допустимые уровни колебательной скорости вибрации

Вибрация	Направление формирования вибрации	Среднегеометрические частоты, Гц									
		1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500
Общая	Вертикальное (по оси)	20 132	7,1 123	2,5 114	1,3 108	1,1 107	1,1 107	1,1 107	1,1 107	-	-
Локальная	по каждой оси	-	-	-	5,0 120	5,0 120	3,5 117	2,5 114	1,8 111	1,3 108	0,9 105

Опасность повышенной запыленности и загазованности рабочей зоны:

В процессе работы всей установки вследствие создаваемой вибрации поднимается и осаждается пыль, также все рабочие механизмы подвергаются смазке маслами, от которых со временем в окружающую среду выделяются вредные вещества, количество которых представлено в таблице 51. ПДК согласно ГОСТ 12.1.005-88 [12].

Таблица 56 — Норма и показатели значений количества вредных веществ в воздухе

Наименование веществ	Формула	ПДК	
		% по объему	мг/м3
Азота окислы (в пересчете на NO ₂)	NO+NO ₂	0,00025	5
Акролеин	CH ₂ -CH-C-OH	-	0,7
Продолжение таблицы 51			
Альдегид масляный	-	-	5
Углерода окись	CO	0,0016	20
Масла минеральные(нефтяные)	-	-	5
Сероводород	H ₂ S	0,00066	10
Углеводороды в пересчете на C	-	-	300
Формальдегид	CH ₂ O	-	300
Ангидрид сернистый	SO ₂	0,00035	10

Мероприятия для защиты от данного вида вредного воздействия: проводить влажную уборку помещения один раз в неделю и проветривание помещения искусственным и естественным методами.

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и другие увечья, которые могут привести к потере трудоспособности.

Источник: механизмы, оборудование и транспортные средства.

Основной величиной характеризующей опасность подвижных частей является скорость их перемещения. Согласно ГОСТ 12.2.009-80 опасной скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более 0,15 м/с.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части

производственного оборудования, если они являются источником опасности, должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением.

Одним из важных условий безопасного труда является недоступность подвижных частей оборудования, для рабочего, в ходе технологического процесса.

Для этого проводят следующие мероприятия:

1. Устанавливают защитные устройства (местные ограждения, крышки, кожуха и прочее).

2. Крупногабаритные перемещающиеся части оборудования и транспортные устройства окрашивают чередующимися под углом 45° полосами желтого и черного цветов, для оповещения об опасности.

3. На наружной стороне ограждений наносят предупреждающий знак опасности по ГОСТ 12.4.026-76.

4. Устанавливают предохранительные и блокирующие устройства предотвращающие поломку деталей станков, самопроизвольное опускание шпинделей, головок, бабок, поперечен и других частей.

5. Устанавливают тормозные устройства обеспечивающие остановку. Для этого применяются колодочные тормозные устройства и торможение электродвигателя противовключением.

6. Ремонт и проверка оборудования проводится только при отключенных механизмах вращения или перемещения.

Электробезопасность:

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Электробезопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих вредное и опасное воздействие на работающих от электрического тока и электрической дуги. Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ [16].

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными

от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ. Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- 1) Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- 2) Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- 3) Применение предупреждающей сигнализации;
- 4) Применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность. [16] ПУЭ

Также в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов. Для всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

Пожаровзрывобезопасность:

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте [15]. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- 2) Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- 3) Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
- 4) Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту [15]: класс пожароопасности – П-II (зона, расположенная в помещении, где выделяются горючие пыли или волокна), класс взрывоопасности – 2 (зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей только в результате аварии или повреждения технологического оборудования. Категория здания по пожароопасности – В1 (пожароопасное).

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту [15]. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

Ручные огнетушители необходимо размещать:

- навеской на вертикальные конструкции на высоте не более 5 м от уровня пола до нижнего торца огнетушителя и на расстоянии от двери, достаточном для ее полного открывания;
- установкой в пожарные шкафы.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер и номер

телефона ближайшей пожарной части. Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК». Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

Необходимый минимум первичных средств пожаротушения:

- порошковые огнетушители типа ОП-3(з);
- накидки из огнезащитной ткани размером 1,2 х 1,8 м и 0,5 х 0,5 м.

5.2 Экологическая безопасность

При установке, работе и обслуживании установки создаются воздействия на окружающую среду согласно Федеральному закону «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа» [14]. (таблица 52).

Таблица 57 — Вредные воздействия на окружающую среду в результате выполнения геолого-технических мероприятий (ГТМ) и природоохранные мероприятия по их устранению

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Повреждение слоя почвы в месте кустовой площадки	Рекультивация земель, рациональное планирование мест установки
	Загрязнение почвы химреагентами, маслами	Сооружение специальных сливных поддонов, уничтожение отработавших химреагентов
	Уничтожение растительности, создание неровностей поверхности при передвижении установки	Засыпка создаваемых неровностей
Лес и лесные ресурсы	Вырубка лесов, под установку оборудования	Соблюдение норматива отвода земель в заселенных территориях, попенная плата
Вода и водные ресурсы	Вредных воздействий не выявлено	

Продолжение таблицы 57

Недра	Нарушение состояния геологической среды, путем	Инженерно-геологические и гидрогеологические наблюдения в
-------	--	---

	закачки жидкости в пласт под высоким давлением	скважинах
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов, от рабочих механизмов системы	Установка специализированных фильтров в систему вентиляции помещения для оборудования
Животный мир	Нарушение мест обитания животных, распугивание вследствие воспроизводимых высоких уровней шумов вибрации	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении геолого-технических работ направленных на интенсификацию добычи наиболее вероятным и разрушительным стихийным бедствием является наводнение во время паводка, а также возгорание рабочих механизмов и оборудования.

Вследствие затопления, устройства автоматики и системы ПБ могут выйти из строя, что приведет к неправильной и неконтролируемой работе оборудования. Последствия могут нести масштабный характер: обрыв водовода высокого давления, вследствие чего вода будет выходить в окружающую среду под высоким давлением (20 МПа), что приведет к нарушению растительного мира. Также могут выйти из строя нагнетательные скважины. Это нарушит работу залежи и пагубно скажется на дальнейшей добычи. При возникновении ЧС руководствоваться правилами Постановления правительства РФ от 15 апреля 2002 г. № 240 «Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации»

Вследствие возгорания, может выйти из строя буровая установка. Последствия аварии могут привести к уничтожению всего оборудования, находящегося на кустовой площадке, и на прилегающей территории. При возникновении ЧС руководствоваться правилами Постановления Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. №56 «Об утверждении Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности»

Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары:

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны и последствия, при не принятых мерах, падение и разрушение вышки или элементов талевой системы, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде, в исключительных случаях к смертельным исходам.

В случае возникновения аварийной ситуации - открытого фонтана, а так же в последствии пожара, работы по их ликвидации должны осуществляться силами Северной военизированной части по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых фонтанов и нефтяных фонтанов.

5.4 Законодательное регулирование проектных решений

Рабочая смена инженера-технолога состоит из 12 часового рабочего дня или ночи. Рабочее оборудование проходит систематические проверки. Запрещен допуск к работе сотрудников, не имеющих допуск к работам. Согласно трудовому кодексу и коллективному договору общества.

Каждому инженеру-технологу в обязательном порядке выдается 2 комплекта спецодежды, для работы на кустовой площадке.

Кустовая площадка и рабочие помещения снабжены новейшими системами пожарной безопасности (ПБ). Датчики перегрева, короткого замыкания и повышенного давления стоят на всех узлах и во всех помещениях, где это необходимо и сигнализируют о неполадках и выводят данные об ошибке на монитор с точным местом сбоя в системе установки. При необходимости система ПБ автоматически отключается или перекрывает узлы установки, для предотвращения аварии. Проверка системы безопасности необходима каждые три месяца.

За работу в ночное время и работу вахтовым методом, работнику полагается надбавка согласно его месячному окладу. Также предоставляется

горячее питание на промысле, а в случае аварии на установке и выполнения работ по ее устранению в кратчайшие сроки, работнику полагается премия.

1. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
2. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
3. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
4. ГОСТ 12.1.005-88 Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны
5. СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совместному освещению жилых и общественных зданий.
6. ГОСТ 12.2.062-81. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
7. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
8. Технический регламент № 123 от 22.07.2008 г. с изменениями от 10.07.2012 г.
9. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) Правила устройства электроустановок
10. ГОСТ Р 50462. Идентификация проводников во всех электроустановках по цветам или цифровым значениям.
11. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. «Безопасность жизнедеятельности»: Учебное пособие – Томск: Издательство ТПУ, 2003-144с.
12. Постановление правительства РФ от 15 апреля 2002 г. № 240 «Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации»
13. Постановление Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. №56 «Об утверждении Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности»

14. Федеральный закон «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа».
15. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
16. ПУЭ – правила устройства электро установок. Минтопэнерго РФ 06.10.99

Список использованных источников:

- 1 ПБ-08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. - Москва: НПО ОБТ, 2003. - 206 с.
- 2 Шенбергер В.М. Проектирование профилей наклонно направленных, пологих и горизонтальных скважин и расчет усилий на буровом крюке. - Учебное пособие для вузов / В.М. Шенбергер, Г.А. Кулябин, В.Г. Долгов, А.А. Фролов, П.В. Овчинников. - Тюмень: Вектор БУК, 2003.-85 с.
- 3 Ганджумян Р.А. Расчёты в бурении справ пособие / Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Н.И.Сердюк; под ред. А.Г.Калинина. – М.РГГУ, 2007г.
4. Долгих Л.Н. Бурение и освоение скважин: метод. указания по курс. и диплом. проектированию /Л.Н.Долгих Пермь: издательство Пермского гос.тех.университета, 2008г.
5. Инструкция по расчёту бурильных колонн, взамен РД 39-0147014-502-85-М.ВНИИБТНефть, 1997.
6. Осипов П.Ф.Расчёт бурильных колонн:учебное пособие/П.Ф.Осипов-Перм.гос.тех.университет.Пермь, 2008г.
7. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебн. для вузов/А.Н.Попов и др.; Под общей редакцией А.И.Спивака.
8. Сократов В.Г. Породоразрушающий инструмент: учебн. пособие. Перм.гос.тех.университет. Пермь, 1999г.