

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2750 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2750)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Лебедевич Артем Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		

1.4. Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП
P1	Применять базовые естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, в области нефтегазового дела
P2	Применять базовые профессиональные знания в области нефтегазовых технологий для решения междисциплинарных инженерных задач нефтегазовой отрасли
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования в сложных условиях с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы
P4	Проявлять осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта
P5	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P6	Ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 Максимова Ю.А.

 (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
3-2Б6Б	Лебедев Артем Владимирович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2980 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 76-70/с от 17.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы: _____

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе (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.).</p>	<p>Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком $Q = 350$ м³/сутки.</p>
--	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1 Горно-геологические условия бурения скважины <ol style="list-style-type: none"> 1.1 Геологическая характеристика разреза скважины 1.2 Зоны возможных осложнений 1.3 Характеристика нефтегазоводонности месторождения (площади) 2 Технологическая часть проект <ol style="list-style-type: none"> 2.1 Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины 2.1.2 Построение графика совмещенных давлений 2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.1.4 Выбор интервалов цементирования 2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн 2.2 Проектирование процессов углубления скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.2.1 Выбор способа бурения 2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента 2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото 2.2.4 Расчет частоты вращения долота 2.2.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора 2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны 2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины 2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин <ol style="list-style-type: none"> 2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность 2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины 2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины 2.4 Выбор буровой установки 3 Муфты для проведения МГРП <ol style="list-style-type: none"> 1. Геолого-технический наряд
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Горно-геологические условия бурения скважины	
Технологическая часть проекта	
Муфты для проведения МГРП	
Финансовый менеджмент, ресурс эффективностью и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Лебедев Артем Владимирович		

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:
 Бакалаврской работы

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: 05.06.2020

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2020	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
03.04.2020	2. Технологическая часть проекта	40
24.04.2020	3. Муфты для проведения МГРП	15
12.05.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение	15
19.05.2020	5. Социальная ответственность	15
04.06.2020	6. Предварительная защита	10

Составил руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Лебедевичу Артему Владимировичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Бурение скважин
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/с специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
2. Планирование и формирование бюджета НТИ	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	2. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Лебедевич Артем Владимирович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Лебедевич Артём Владимирович

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Бурение скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2760 метров на нефтегазовом месторождении.	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: строительство разведочной скважины на нефтегазоконденсатном месторождении.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	-ГОСТ 12.0.003-74 системы стандартов безопасности труда (ССБТ). -ТУ 17-53-10-435-82 – нательная одежда -ТУ-17-06-76-94-81 -ТУ 17-62-55-73 -СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» -(РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты оснований и сооружений). -ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ -Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности, Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Санитарно-гигиенические требования к организации работ 2.2.3 Требования безопасности при эксплуатации бурового оборудования	- Вредные факторы: - Отклонения показателей микроклимата; - Повышенный уровень электромагнитных излучений; - Недостаточная освещенность рабочей зоны; - Превышение уровня шума. Опасные факторы: - Движущиеся механизмы и машины; подвижные части производственного оборудования;

	- Электрический ток.;
3. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> - Загрязнения водных бассейнов и подземных вод жидкими и твердыми отходами; - пыления грузов при транспортировании, погрузке, выгрузке и складировании; - загрязнение атмосферного воздуха от отработавших газов и дыма;
4. Безопасность при ЧС: 4.1 Пожаровзрывоопасность	Возникновение открытых нефтяных и газовых фонтанов. Возгорание.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Лебедев А.В.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 103 страниц, 10 рисунков, 29 таблицы, 12 источников литературы и 6 приложений.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, обсадная колонна, цементирование скважины, охрана окружающей среды, скважина, нефть, виброгаситель, калибратор.

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 2340 метров на газовом месторождении Пермской области.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2340 метров на газовом месторождении Пермской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Сравнение зарубежного и отечественного оборудования для очистки бурового раствора.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Все технологические решения для скважины приведены с учётом современных достижений в области техники и технологии строительства скважины.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчёты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint (представлены вместе с ВКР).

Сокращения

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;

КПО – кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК – трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

СПО – спуско-подъемные операции;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БК – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементирующий;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирующая.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	16
1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ.....	17
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	17
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА.....	18
2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	18
2.1.1 Построение совмещенного графика давлений.....	18
2.1.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
2.1.3 Выбор интервалов цементирования	19
2.1.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	19
2.1.5 Проектирование обвязки обсадных колонн	19
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	20
2.2.1 Выбор способа бурения	20
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	20
2.2.3 Выбор типа калибратора	21
2.2.4 Выбор бурголовки и режимов бурения	22
2.2.5 Проектирование режимов бурения	22
2.2.5.1 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	22
2.2.5.2 Расчет частоты вращения долота	23
2.2.5.3 Расчет необходимого расхода бурового раствора	24
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	25
2.2.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	26
2.2.8 Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате	26
2.2.9 Расчет компоновок бурильной колонны и разработка гидравлической программы промывки скважины	27
2.2.10 Выбор буровой установки.....	27
2.2.11 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	27
2.2.12 Выбор технических средств, для очистки бурового раствора и	

регенерации свойств бурового раствора.....	30
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин	36
2.3.1 Расчет наружных избыточных давлений.....	36
2.3.2 Расчет внутренних избыточных давлений	37
2.3.3 Конструирование обсадной колонны по длине	37
2.3.4 Проектирование процессов цементирования скважины.....	40
2.3.4.1 Обоснование способа цементирования.....	40
2.3.4.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	40
2.3.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	41
2.3.5 Проектирование процессов испытания скважин	42
2.3.5.1 Выбор жидкости глушения	42
2.3.5.2 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов.....	43
2.3.5.3 Выбор типа пластоиспытателя	44
2.3.5.4 Выбор типа фонтанной арматуры	44
3. СРАВНЕНИЕ ЗАРУБЕЖНОГО И ОТЕЧЕСТВЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА.....	46
3.1 Применение отечественного и зарубежного оборудования для очистки бурового раствора	46
3.1.1 Вибросито	46
3.1.1.1 Анализ вибросит.....	47
3.1.2 Гидроциклон	48
3.1.2.1 Анализ Гидроциклонов.....	50
3.1.3 Центрифуга	52
3.1.3.1 Анализ центрифуг	54
3.1.4 Дегазатор.....	54
3.1.4.1 Анализ дегазаторов	55
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРС ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	56

4.1	Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	56
4.1.1	Расчет нормативного времени на механическое бурение	56
4.1.2	Расчет нормативного времени на спуско – подъемные операции.....	58
4.2	Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	58
4.2.1	Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	60
4.2.2	Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	60
4.2.3	Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	60
4.2.4	Расчет нормативного времени на геофизические работы	61
4.2.5	Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	61
4.3	Бюджет выполнения работ.....	62
4.3.1	Расчет технико-экономических показателей	62
4.3.2	Расчет прямых затрат на строительство скважины.....	62
5.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	64
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	64
5.2	Производственная безопасность.....	65
5.2.1	Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	66
5.2.1.1	Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).....	66
5.2.1.2	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.	66
5.2.1.3	Пожаровзрывобезопасность.....	68
5.2.2	Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	71
5.3	Экологическая безопасность.....	75
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	76
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	79
	Список использованной литературы.....	81
	Приложение А	83
	Приложение Б.....	88
	Приложение В.....	91
	Приложение Г	93

Приложение Д.....	98
Приложение Е.....	100

ВВЕДЕНИЕ

При проектировании разведочных скважин зачастую приходится сталкиваться с недостатком информации о разрезе. Таким образом, последующее бурение данной скважины сопряжено с повышенным риском. Для того, чтобы сократить вероятность аварий и осложнений, в процессе проектирования закладываются превентивные мероприятия, способствующие предотвращению осложнений.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2750 м на нефтяном месторождении с учетом данных горно–геологических условий.

В работе проанализировано применение зарубежного и отечественного оборудования для очистки бурового раствора. Было произведено сравнение.

Ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Геологическая характеристика разреза скважины представлена в приложении А.

Конструкция скважины представлена на рисунке 1.1.

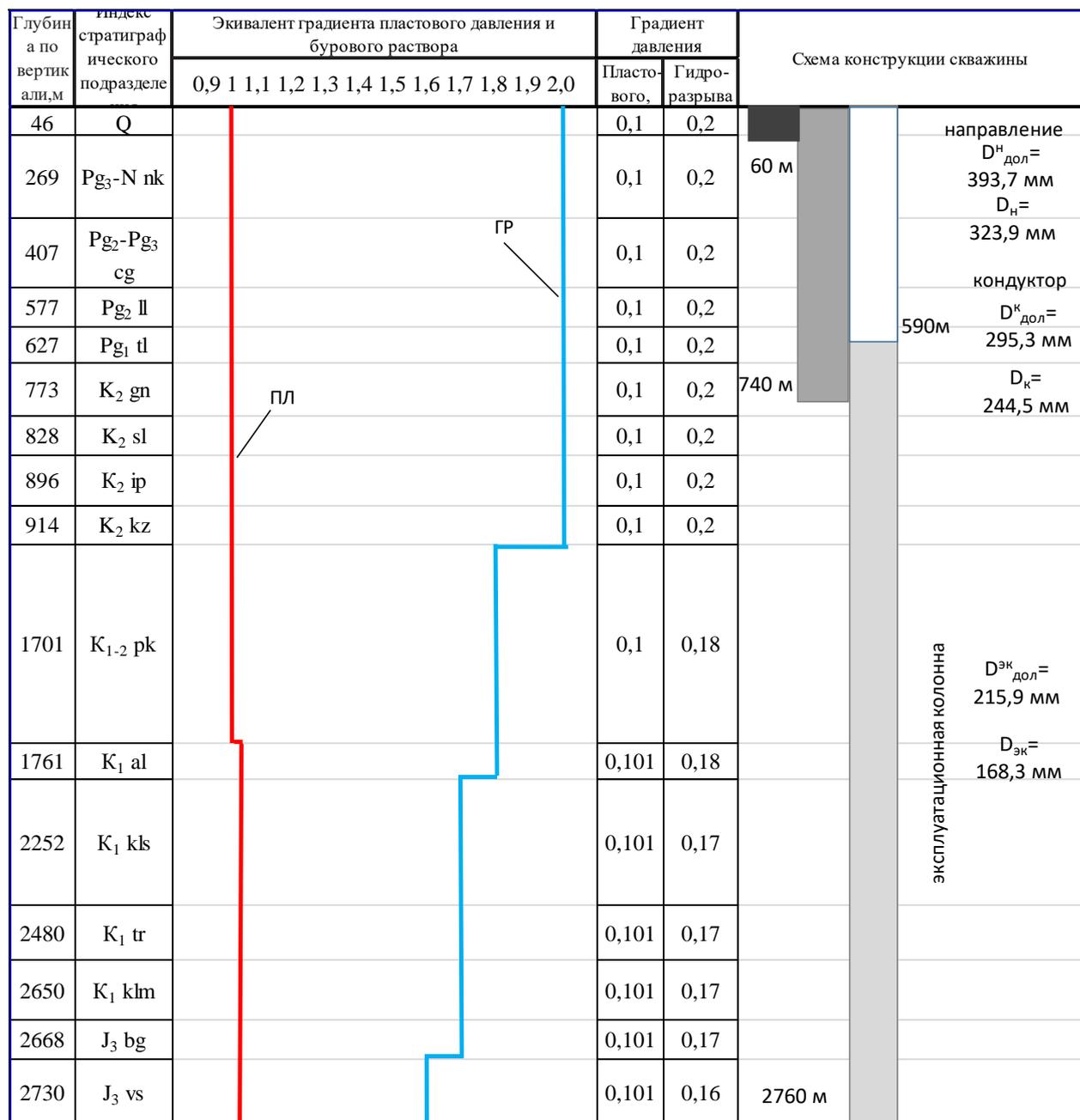


Рисунок 1.1 – График совмещенных давлений

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

Так как скважина разведочная, то выбираем закрытый тип забоя скважины.

2.1.1 Построение совмещенного графика давлений

Построим график совмещенных давлений (Рисунок 1.1):

2.1.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Четвертичные отложения = 46м, следовательно направление спуска на глубину 60м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов (Таблица 2.1), минимальная глубина спуска кондуктора = 560м, а по литологической характеристики, видим, что интервал до 690 метров сложен глинами, где ожидаются интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины. Следовательно, спускаем кондуктор на глубину 740м, с перекрытием осложненных интервалов на 50м.

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	$J_3 \text{ bg}$	$J_3 \text{ bg}$	$J_3 \text{ vs}$
$L_{\text{кр}}$	2480	2540	2668
$\Gamma_{\text{пл}}$	0,101	0,101	0,101
$\Gamma_{\text{грп}}$	0,2	0,2	0,2
$P_{\text{н}}$	796	775	788
Расчетные значения			
Пластовое давление	250,48	256,54	269,468
$L_{\text{конд min}}$	510	560	560
Запас	1,09	1,09	1,09
Принимаемая глубина	740		

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 30 м. под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2760 м.

2.1.3 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 60 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 740 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для газовой скважины. Значит интервал цементирования составляет 2170 м.

2.1.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 168,3 мм. Диаметр долота равен 215,9 мм.

Внутренний диаметр кондуктора равен 225,9 мм. Диаметр долота равен 295,3 мм.

Внутренний диаметр направления равен 305,3 мм. Диаметр долота равен 393,7 мм.

2.1.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

Определяем максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое равно $P_{оп}=7,68$ МПа.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОК01-14-168x245 К1.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-280/80x14.

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость.

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	60	Роторный
60	740	ВЗД
740	2760	ВЗД
2480	2520	Роторный
2540	2650	Роторный
2668	2730	Роторный

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направление и PDC для интервалов бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал	0-60	60-740	740-2760	2480-2520	2540-2650	2668-2730
Шифр долота	393,7 (15 1/2) GRDP127	БИТ 295,3 BT 419 CP	БИТ 215,9 В 516 У	БИТ 215,9/100 В 613 Е	БИТ 215,9/100 В 613 Е	БИТ 215,9/100 В 613 Е
Тип долота	Шарошечное	PDC	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм	393,7	295,3	215,9	215,9	215,9	215,9
Тип горных пород	М	М	М+МС+С	С	С	С

Продолжение таблицы 2.3

Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 152	3 117	3-161	3-161	3-161
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2	-	-	-
Длина, м		0,4	0,39	0,38	0,2	0,2	0,2
Масса, кг		172	130	48	25	25	25
G, тс	Рекомендуемая	7-15	2-10	2-10	2-6	2-6	2-6
	Макси-мальная	15	10	15	6	6	6
n, об/мин	Рекомендуемая	40-600	80-440	60-400	60-120	60-120	60-120
	Макси-мальная	600	440	400	120	120	120

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки М+МС+С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими, мягко-средними и средними горными породами.

2.2.3 Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурительной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

- для бурения интервала под направление 0-60 м с шарошечным

долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами;

– для бурения интервала под кондуктор 60-740 м с PDC долотом планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами;

– для бурения интервала под эксплуатационную колонну 740-2760 м с PDC долотом планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими, мягко-средними и средними горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-740	740-2760
Шифр калибратора		КЛС 390 М	К 295 МС	У4-КП 215,9 СТ
Тип калибратора		С спиральными лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями
Диаметр калибратора, мм		390	295	215,9
Тип горных пород		М	М	М+МС+С
Присоединительная резьба	ГОСТ	Н171/М171	Н152/М152	Н117/М117
	API	-	-	-
Длина, м		1,1	0,9	0,6
Масса, кг		155	114	55

2.2.4 Выбор бурголовки и режимов бурения

Таблица 2.5 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип кернаотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2480-2520	СК-172/100РС	2-5	20-40	15-20
2540-2650				
2668-2730				

2.2.5 Проектирование режимов бурения

2.2.5.1 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

- статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях;
- расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал	0-60	60-740	740-2760	2480-2520	2540-2650	2668-2730
Исходные данные						
D_d , см	39,37	29,53	21,59	21,59	21,59	21,59
$G_{пред}$, Т	15	10	15	6	6	6
Результаты проектирования						
$G_{доп}$, Т	12	8	12	4,8	4,8	4,8
$G_{проект}$, Т	7	8	10	4	4	4

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 7 тоннам, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

2.2.5.2 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты частоты вращения долота

Интервал	0-60	60-740	740-2760	2480-2520	2540-2650	2668-2730
Исходные данные						
V_d , м/с	3,3	2	1,7	1	1	1
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9	215,9	215,9
Результаты проектирования						
n_1 , об/мин	160	129	150	88	88	88
$n_{стат}$, об/мин	40-60	100-180	140-200	20-40	20-40	20-40
$n_{проект}$, об/мин	60	130	150	40	40	40

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 под направление (0-60 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.2.5.3 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, 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 таблице 2.8.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 70 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 55 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породе разрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 32 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Таблица 2.8 – Расход бурового раствора

Интервал	0-60	60-740	740-2760	2480-2520	2540-2650	2668-2730
Исходные данные						
D _д , м	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159	0,2159	0,2159
K	0,65	0,6	0,45	0,4	0,4	0,4
K _к	1,30	1,37	1,55	1,10	1,10	1,10

$V_{кр}$, м/с	0,15	0,14	0,13	0,11	0,11	0,11
----------------	------	------	------	------	------	------

Продолжение таблицы 2.8

V_M , м/ч	40	35	30	5	5	5
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}$, м	0,0238	0,0095	0,0071	0,0064	0,0064	0,0064
n	3	6	5	6	6	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	1	1	1	1
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,121	1,121	1,081	1,081	1,081	1,081
$\rho_{п}$, г/см ³	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2
Результаты проектирования						
Q_1 , л/с	79	41	16	15	15	15
Q_2 , л/с	83	40	20	5	5	5
Q_3 , л/с	55	28	24	24	24	24
Q_4 , л/с	42	34	21	23	23	23
Области допустимого расхода бурового раствора						
ΔQ , л/с	42-83	28-41	16-24	5-24	5-24	5-24
Запроектированные значения расхода бурового раствора						
$Q_{проект}$, л/с	70	55	32	20	20	20

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0-60	60-740	740-2760	2480-2520	2540-2650	2668-2730	
Исходные данные							
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159	0,2159	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9	215,9	215,9	215,9
$G_{ос}$, кН	69	78	98	39	39	39	
Q , Н*м/кН	-	1,5	1,5	-	-	-	
Результаты проектирования							
$D_{зд}$, мм	-	236	173	-	-	-	
M_p , Н*м	-	3046	2797	-	-	-	
M_o , Н*м	-	148	108	-	-	-	
$M_{уд}$, Н*м/кН	-	37	27	-	-	-	

Для интервала бурения 60-740 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР1-240.7/8.55, который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 740-2760 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР1-172.7/8.56, который

обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Технические характеристики запроектированных винтовых 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	Мощность двигателя, кВт
ДГР1-240.7/8.55	60-740	240	10,225	2703	30-75	62-155	26,0-39,0	114-430
ДГР1-172.7/8.56	740-2760	172	8,629	1166	19-38	84-168	10,0-15,5	63-211

2.2.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной трубы, резьбовых переводников, центраторов.

Проектирование бурильной колонны осуществляется в соответствии с методичкой.

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б.

2.2.8 Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате

Табличное значение $Q_{\text{тк}}$ для труб 127 мм группы прочности «К» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 134 и 141 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$.

$$Q_{\text{тк-300}} = 134 \cdot 0,9 = 120,6 \text{ т},$$

$$Q_{\text{тк-400}} = 141 \cdot 0,9 = 126,9 \text{ т}.$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{120,6}{94,8} = 1,27 > 1,15,$$

$$N_{400} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{126,9}{94,8} = 1,34 > 1,15.$$

2.2.9 Расчет компоновок бурильной колонны и разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект). Результаты расчета представлены в приложении В.

2.2.10 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Выбор буровой установки

Выбранная буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{\text{бк}}$)	94,83	$[G_{\text{кр}}] \times 0,6 \geq Q_{\text{бк}}$	$120 > 94,83$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{\text{об}}$)	90	$[G_{\text{кр}}] \times 0,9 \geq Q_{\text{об}}$	$180 > 90$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{\text{пр}}$)	123,3	$[G_{\text{кр}}] / Q_{\text{пр}} \geq 1$	$200/123,3 = 1,62 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{\text{кр}}$)	200		

2.2.11 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;

- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность хим. реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

Направление

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

В условиях Западной Сибири технология бурения направлений является отработанной. Производство работ по строительству интервала быстрое и может производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду.

При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 100–120 с.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбурываемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. В качестве утяжелителя применяют барит.

Кондуктор

Породы, слагающие интервал под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить полимер-глинистый буровой раствор.

Для предупреждения осыпей и обвалов необходимо химически обработать буровой раствор для достижения минимальной водоотдачи и максимально возможно высокой плотности - утяжелителем - барит.

При бурении рекомендуется поддерживать реологию раствора на минимально допустимом уровне. Для предупреждения возможных сальникообразований используется смазочная добавка ТехноSOAP P.

Техническая и эксплуатационная колонна

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. Данные проблемы решаются с использованием полимер-глинистого бурового раствора.

Данный буровой раствор обрабатывается утяжелителем барит для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого

формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль pH), биополимерами (структурообразователь), смазочными добавкам (снижение коэффициента трения).

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении Г.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Г.

2.2.12 Выбор технических средств, для очистки бурового раствора и регенерации свойств бурового раствора

Таблица 2.12 – Оборудование для приготовления и очистки и обработки буровых растворов

Наименование оборудования	Типоразмер или шифр	Количество комплекто, шт.
Циркуляционная система	4ЦСЗД	1
Сито вибрационное	Falcon 3	2
Газосепаратор	ВЗБТ 0,7МПа	1
Ситогидроциклонная установка в составе: - сито вибрационное Falcon 3; - пескоотделитель Falcon3-2S; - илоотделитель Falcon3-12 N.	Falcon3-2S12N	1
Центрифуга	AKR-363	1
Дегазатор	AKR -270	1
Установка глиносмесительная	МГ-2-4	1
Фрезерноструйная мельница	ФСМ-7	1
Смеситель с воронкой	СМ-100	1
Диспергатор	ДГ-40	1

Для бурения данной скважины было принято использовать буровую установку ЗД-86, в комплекте с ней часто поставляется циркуляционная система 4ЦСЗД было решено использовать именно эту систему, так как она отвечает всем требованиям по очистке и приготовлению (обработке) растворов.

В разрезе проектируемой скважины находятся газосодержащие пласты, поэтому необходимо проектировать газовый сепаратор и дегазатор.

В составе циркуляционной системы аппараты должны устанавливаться по следующей технологической цепочке: скважина — газовый сепаратор — блок грубой очистки от шлама (вибросита) — блок тонкой очистки от шлама (песко- и илоотделители) — дегазатор — блок регулирования содержания и состава твердой фазы (центрифуга).

На рисунке 2.1 изображена схема очистки в общем виде.

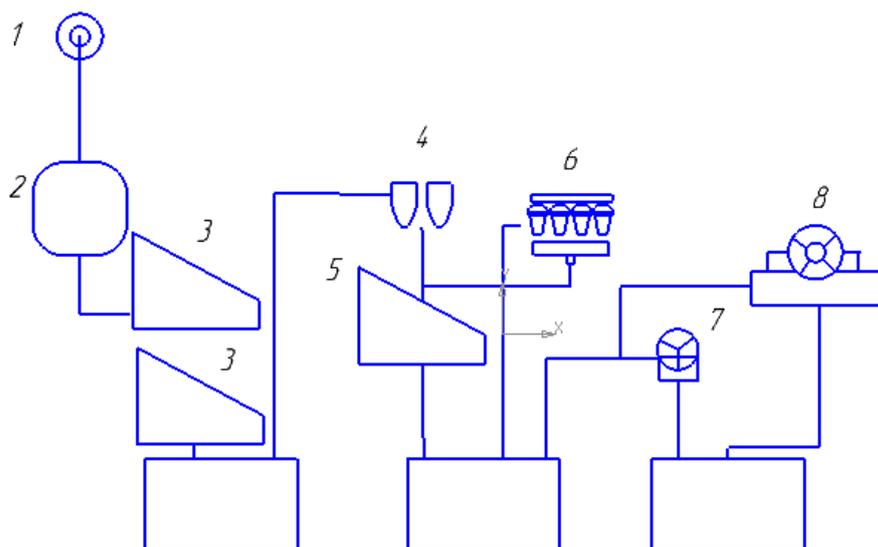


Рисунок 2.1 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина, 2 – газосепаратор, 3 – вибросито Falcon 3, 4 – пескоотделитель Falcon3-2S, 5 – вибросито Falcon 3, 6 – илоотделитель Falcon3-12|N, 7 – дегазатор АКР -270, 8 – центрифуга АКР-363

Вибросито является первым в многоступенчатой системе, самым заметным и наиболее распространенным средством очистки бурового раствора. Вибросито очищает раствор от грубых частиц выбуренной породы размерами крупнее 70 – 80 мкм. С этой целью было выбрано вибросито Falcon 3.

Вибросито для очистки бурового раствора серии FALCON оснащено 2 вибродвигателями итальянского производителя OLI, мирового лидера в производстве вибромоторов. Линейный режим вибрации обеспечивает высокие показатели эффективности сепарации твердой фазы бурового раствора и существенно повышает пропускную способность вибросита.

Вибросита для очистки буровых растворов характеризуются следующими особенностями:

- механизм регулировки угла наклона виброрама в процессе работы. Диапазон регулировки – от минус 1° до плюс 5°;
- широкий выбор питателей, включая переливной питатель, распределительный короб;
- запатентованные резиновые уплотнения являются легкоъемными и обеспечивают высокую герметичность между ситовой панелью и посадочной поверхностью;
- нижний ярус вибросита выполнен из нержавеющей стали, что обеспечивает продолжительный срок эксплуатации;
- возможность регулировки силы G в соответствии с технологическими режимами;
- электрические компоненты производства SIEMENS, SCHNEIDER.
- термическая обработка рам для осушающего вибросита способствует повышению срока эксплуатации;
- предварительно натянутая сетка позволяет быстро производить замену.

Таблица 2.13 – Технические характеристики вибросита Falcon 3

Режим вибрации	Линейное движение
Вибрационный двигатель, кВт	2×1.5
Кол-во ситовых панелей, шт.	3
Размеры ситовых панелей : Д×Ш, мм	585×1165
Суммарная площадь ситовых панелей, м ²	2.05
Регулируемая сила вибраций, G-сила	≤7.5G
Амплитуда колебаний, мм	4,14~5,96
Угол наклона рамы	-1~+5° (регулировка механическим домкратом)
Тип питателя	Распределительный короб/Переливной питатель
Высота сливного порога, мм	735
Взрывозащищенность ЕХ	Ех II Gb с ПВ Т4
Масса, кг	1633
Габаритные размеры: Д×Ш×В, мм	2377×1745×1428

Вторая ступень очистки – гидроциклонные пескоотделители, представляют собой вторую стадию удаления твердых частиц из буровых растворов. В данной системе запроектированы в системе ситогидроциклонная установки. Их основной функцией является удаление твердых частиц диаметром 40-74 микрона.

Илоотделитель гидроциклонный предназначен для очистки неутяжелённого бурового раствора от частиц выбуренной породы при бурении нефтяных и газовых скважин. Применяется в составе циркуляционных систем буровых установок всех классов. Основной функцией илоотделителя является удаление из бурового раствора твердых веществ диаметром 20-40 микрон.

Компания «АКРОС» предлагает эффективные ситогидроциклонные установки собственного производства. Оборудование представляет собой систему двухступенчатой очистки буровых растворов от твердых фракций. Оно включает объединенные в единый блок песко-, илоотделители и расположенные под ними сита.

Особенности функционирования установки

Ситогидроциклонные установки обеспечивают качественное отделение песка и илистых частиц выбуренной породы от ценного бурового раствора и получения шлама пониженной влажности. Загрязненный состав поступает на гидроциклоны, где проводится первичная очистка. Она включает последовательное отделение от жидкой среды твердых включений разной величины. Полученная в песко-, илоуловителях пульпа поступает на верхнюю часть вибросита. Под действием вибрационных сил происходит окончательное разделение фаз.

Оборудование изготавливается из качественных материалов и оснащается электрическими компонентами производства брендов Siemens, Schneider. Рамы для осушающего вибросита проходят термическую обработку, что способствует повышению срока их эксплуатации. Другие плюсы оборудования:

– комплексный подход к решению проблемы. Установка включает 3 ступени очистки, что обеспечивает эффективное разделение и рациональное использование полезной площади;

– гидроциклоны из высококачественного полиуретана характеризуются длительным сроком эксплуатации.

Дегазатор серии АКР предназначен для дегазации буровых растворов в процессе ликвидации газопроявлений при бурении скважин на нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождениях, в пластовом флюиде которых содержание сероводорода не превышает 6%. Дегазатор применяется в составе циркуляционных систем буровых установок различного класса. В отличие от стандартных вакуумных дегазаторов, дегазатор серии АКР является автономным устройством. Его работа контролируется датчиком уровня, что предотвращает нежелательное заполнение устройства жидкостью. Газированный буровой раствор поступает в дегазатор под воздействием вакуумной регенерации, что снимает необходимость в использовании центробежного насоса. Дегазатор АКР способен функционировать как смеситель для перемешивания растворов, что упрощает обработку раствора в пескоотделителе и в илоотделителе. Технические характеристики дегазатора АКР-270 представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Технические характеристики дегазатора АКР-270

Диаметр емкости, мм	920
Производительность, м ³ /ч	≤270
Степень разрежения (вакуум), МПа	-0.02 ~ -0.04
КПД	≥95%
Мощность основного двигателя, кВт	22
Мощность двигателя насоса, кВт	7.5
Частота вращения, об/мин	700
Взрывозащищенность	Ех II Gb с ПВ Т4
Диаметр всасывающей линии, дюймы	6
Диаметр выкидной линии, дюймы	8
Масса, кг	1730
Габариты Д×Ш×В, мм	2100×1605×1729

Центрифуга широко применяется в системе очистки бурового раствора для отделения твердых частиц шлама диаметром до 5 мкм. В практике процесса бурения, центрифуга устанавливается после илоотделителя с целью сбора хим.

реагента – утяжелителя или удаления вредоносных твердых частиц в растворе. В некоторых случаях, центрифуга со средней скоростью и центрифуга с высокой скоростью могут одновременно использоваться в целях поддержания свойств раствора. Для этих задач была выбрана центрифуга АКР-363. Полные технические характеристики центрифуги АКР-363 указаны в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Технические характеристики центрифуги АКР-9.5

Диаметр барабана, мм/дюймы	360/14
Длина барабан, мм/дюймы	1271/50
Максимальная производительность, м ³ /ч	45
Эффективная производительность, м ³ /ч	30
Максимальная частота вращения барабана, об./мин.	3900
Стандартная частота вращения барабана, об./мин.	3200
Максимальная центробежная сила, G-сила	3063
Стандартная центробежная сила, G-сила	2062
Точка отсечки, мкм	2~5
Дифференциальная частота вращения, об./мин.	40
Крутящий момент редуктора, Н м	3500
Передаточное число редуктора	57:1
Основной двигатель, кВт (л.с.)	37 (50)
Вспомогательный двигатель, кВт (л.с.)	11 (15)
Рекомендуемая мощность привода насоса, кВт (л.с.)	7.5 (10)
Взрывозащищённость	Ex II Gb с ПИВ Т4
Пульт управления	Стандарт Exd/PLC с положительным давлением
Масса, кг	3500
Габаритные размеры: Д×Ш×В, мм	3187×1638×1286

Особенности и преимущества:

- использование современных материалов, обеспечивающих надежную работу и долговечность;
- цилиндрическая и коническая части барабана выполнены из дуплексной нержавеющей стали марки 2205 с применением центробежного литья;
- остальные элементы барабана выполнены из стали марки SS316L;
- окна выгрузки бурового раствора и твердой фазы защищены вставками из из карбид-вольфрамового сплава;
- регулируемая высота уровня жидкости в барабане обеспечивает оптимальное соотношение между чистотой отводимой жидкости и сухостью отводимой твердой фазы;

- программируемый логический контроллер (ПЛК) с частотно-регулируемым приводом (во взрывозащищенном исполнении);
- надежные в эксплуатации опорные подшипники производства компании SKF.

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая:

- при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
- в конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 2.2 и 2.3 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

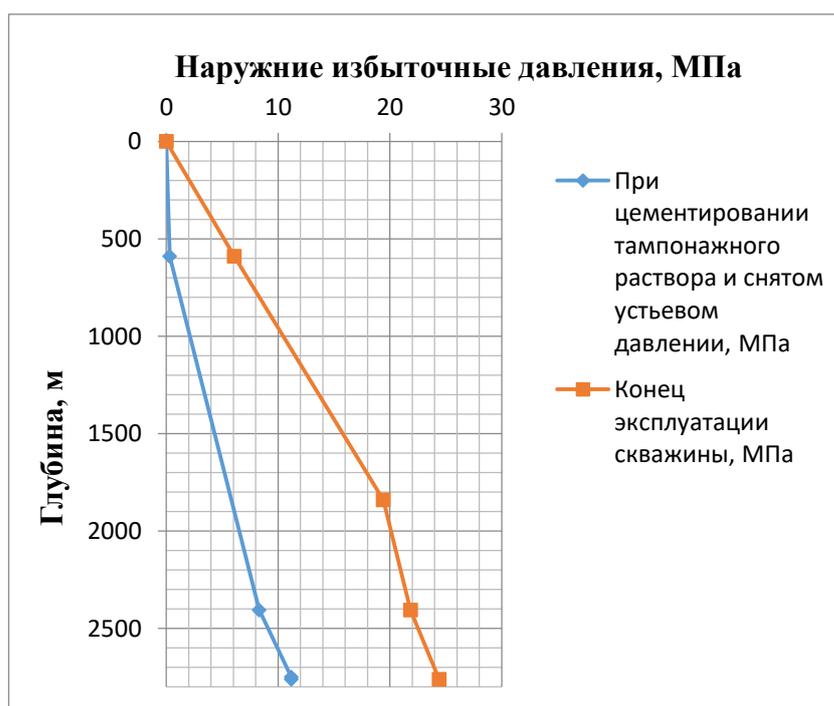


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

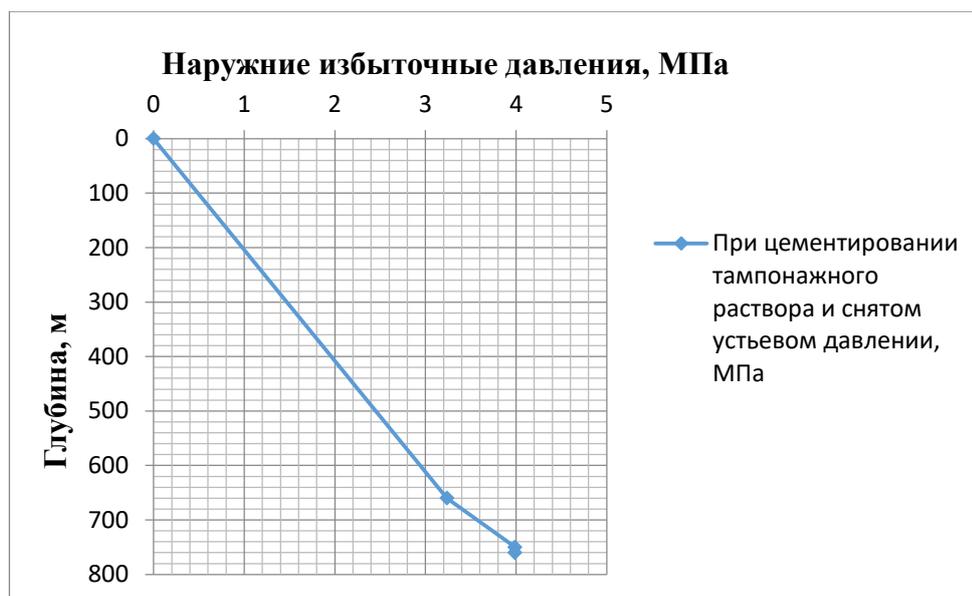


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

2.3.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая:

- при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения;
- при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 2.4 и 2.5 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

2.3.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика обсадных колонн представлена в таблице 2.16.

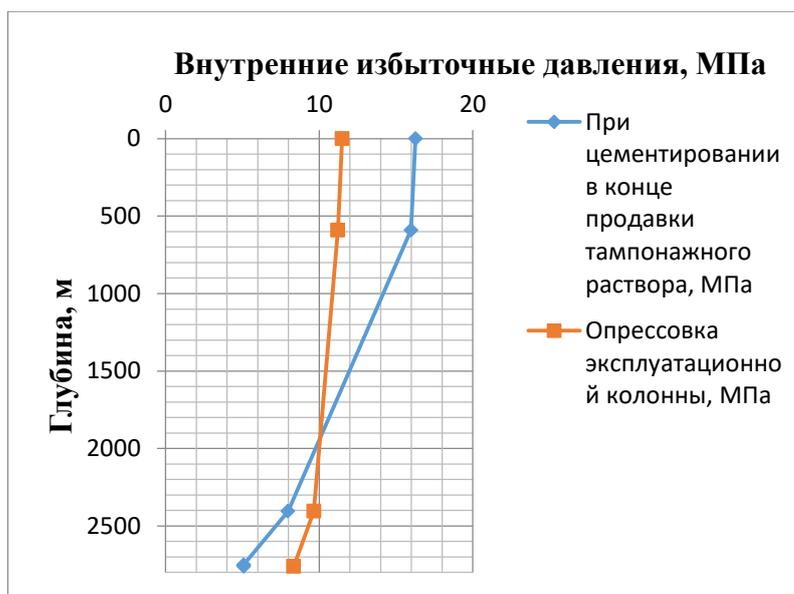


Рисунок 2.4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

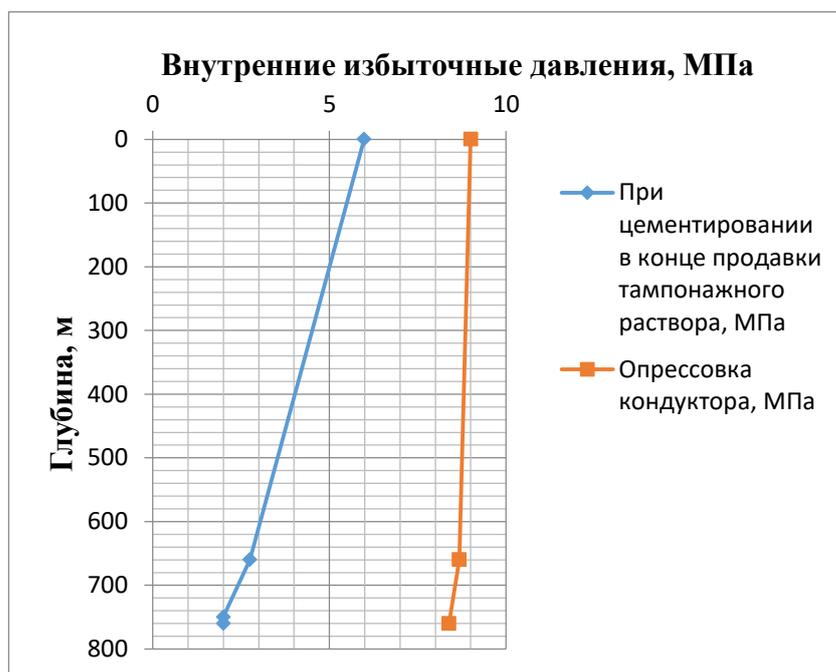


Рисунок 2.5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Таблица 2.16 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	60	67,2	4032	4032	0-60

Продолжение таблицы 2.16

Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	740	47,2	34928	34928	0-740
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Д	9,5	330	41,4	13662	99684	2340-2760
2	ОТТГ	Д	7	2430	35,4	86022		0-2340

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 168 мм	БКМ-168 («Уралнефтемаш»)	2760	2760	1	1
	ЦКОДМ-168 («Уралнефтемаш»)	2750	2750	1	1
	ЦПЦ-168/215 («НефтьКам»)	730	790	6	74
		790	2480	42	
		2480	2730	25	
		2730	2760	1	
	ЦТ-168/215 («НефтьКам»)	760	2252	75	102
		2470	2740	27	
ПРП-Ц-Н-168 («Уралнефтемаш»)	2760	2760	1	1	
	2750	2750	1	1	
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	760	760	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	750	750	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	30	1	29
		30	90	6	
		90	760	22	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	750	750	1	1	
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	60	60	1	1

Продолжение таблицы 2.17

	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	50	1	1
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1

2.3.4 Проектирование процессов цементирования скважины

2.3.4.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (1)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр} = 44,16$ МПа – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва.

Поскольку $38,31 \leq 41,952$, условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.3.4.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Результаты данного сводятся в таблицу 2.18.

Таблица 2.18 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³		Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	10,335	2,584	1050	9,88	2,47	МБП-СМ	180,88
		7,751			7,41	МБП-МВ	116,265
Продавочная жидкость	50,09		1000	50,09		-	-
Облегченный тампонажный раствор	83,32		1450	67,2		ПЦТ-III-Об(4-6)-100	62220
						НТФ	34,16
Нормальной плотности тампонажный раствор	6,57		1850	4,51		ПЦТ - II - 100	8350
						НТФ	2,694

2.3.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8,$$

где $P_{цг}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования, найденное при «Расчете обсадной колонны на прочность».

$$P_{ца} \geq 17,78.$$

Ближайшее большее давление – 23 МПа при диаметре втулок 115мм.

Затем рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сух} / G_б$$

Для цемента нормальной плотности:

$$m = 8,35 / 13 = 0,6 \text{ (требуется дозатарка цемента во время приготовления)}$$

Для облегченного:

$$m = 62,22 / 10 = 6,22 \text{ (требуется дозатарка цемента во время приготовления)}$$

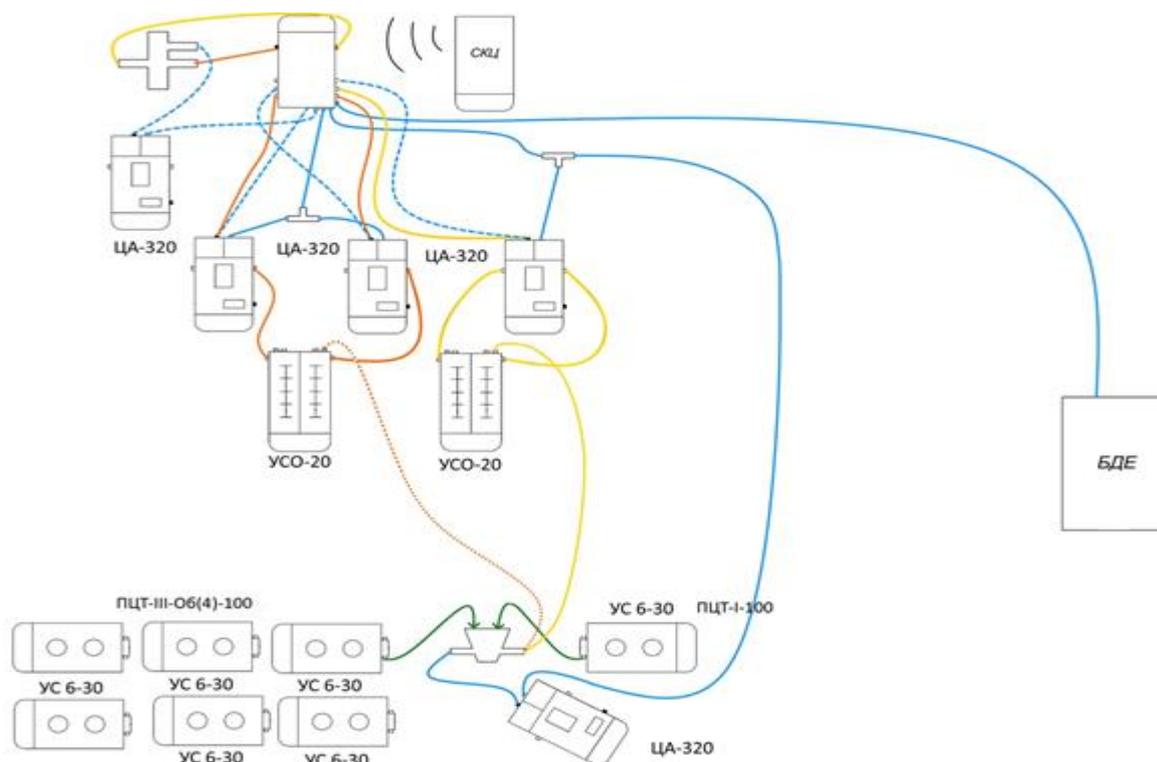


Рисунок 2.6 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.3.5 Проектирование процессов испытания скважин

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

- оценка продуктивности пласта;
- отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования;
- оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП);
- оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

2.3.5.1 Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 2.

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = 1081 \text{ кг/м}^3, \quad (2)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{\text{пл}}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$);

$P_{\text{пл}}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па;

h – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 3.

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк.}}) = 2(0 + 48,84) = 97,68 \text{ м}^3, \quad (3)$$

где $V_{\text{внхв}}$ – внутренний объем хвостовика, м^3 ;

$V_{\text{внэк}}$ – внутренний объем ЭК, м^3 .

2.3.5.2 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 2.19 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 2.19 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
62	Кабель	Кумулятивная	ORION 73КЛ	20	Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля

2.3.5.3 Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ);
- аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле.

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИЗ-95/146.

2.3.5.4 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять

тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6). Принимаем арматуру фонтанная АФ3-80/65x35.

3. СРАВНЕНИЕ ЗАРУБЕЖНОГО И ОТЕЧЕСТВЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА

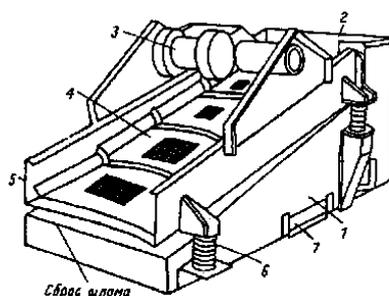
3.1 Применение отечественного и зарубежного оборудования для очистки бурового раствора

Правильный выбор оборудования для очистки бурового раствора при строительстве скважины позволит сэкономить время и финансы, поэтому необходимо сравнивать отечественное оборудование с зарубежным, чтобы понять, какое эффективнее и полезнее.

Первым и самым важным оборудованием для очистки бурового раствора от выбуренной породы при бурении нефтяных и газовых скважин является вибросито.

3.1.1 Вибросито

Процесс разделения суспензий по фракционному составу путем просеивания через вибрирующие сетки применяется в различных отраслях промышленности. Очистка бурового раствора от шлама с помощью вибрационных сит является также механическим процессом, в котором происходит отделение частиц определенного размера с помощью просеивающего устройства. Главными факторами, определяющими глубину очистки и пропускную способность вибросита, являются размер ячеек сетки и просеивающая поверхность. Основные элементы вибросита это: основание 1, поддон для сбора очищенного раствора 7, приемник с распределителем потока 2, 3 - вибратор, 4 - сетка, 5 - вибрирующая сетка, 6 - амортизаторы (рисунок 3.1), Вибрирующие рамы располагаются в горизонтальной или наклонной



ПЛОСКОСТИ.

Рисунок 3.1 - Схема вибросита

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

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

- круговое дизайн первых вибросит с минимальными развиваемыми гравитационными силами;
- эллиптическое, модификация первого типа, где центр вибрации поднят над рамой и противовесы на вибраторе используются для создания эллиптического движения, меняющегося по интенсивности и форме по длине вибрационной рамы;
- линейное, использующее два вибратора вращающихся в противоположном направлении, создающие силу, направленную вверх или вниз в момент, когда противовесы находятся в вертикальном положении, и в горизонтальном положении. Каждый из перечисленных типов имеет свои преимущества и недостатки.

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

3.1.1.1 Анализ вибросит

Рассмотрев основные характеристики вибросит, отечественного производства и зарубежного, представленные в приложении Д, можно сделать

вывод: Вибросита компании MI-SWACO американского производства с технико-технологической точки зрения выгодно отличаются от образцов отечественного и Китайского производства.

Это подтверждается:

- наиболее качественной очисткой бурового раствора за счет движения рабочего полотна вибросита по линейной и эллиптической траекториям;

- пропускной способностью;

- более широкой площадью рабочей поверхности;

- частотой колебания;

- минимальное измельчение частиц шлама;

- максимальная пропускная способность;

- минимальные потери раствора;

- снижение износа оборудования системы очистки, установленного после вибросита (насосов, гидроциклонов, центрифуг).

С каждым годом появляются новые разработки в области механической очистки буровых растворов. Производятся новые более совершенные модификации вибросит, обеспечивающие более качественную очистку.

3.1.2 Гидроциклон

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

Гидроциклон (рисунок 3.2) состоит из цилиндрического 1 и конического 2 корпусов, тангенциального патрубка 3, сливного патрубка 4. Нижняя часть конического корпуса 2 часто делается съемной и называется насадком 5.

Упрощенная картина работы гидроциклона следующая. Подлежащий очистке раствор насосом из ЦС подается под давлением в общий коллектор гидроциклонов, откуда с большой скоростью (до 20 м/с) через патрубок 3 - в корпус 1 каждого гидроциклона. Так как патрубок 3 выполнен

тангенциальным, то раствор в корпусах 1 и 2 приобретает вращательное движение и под действием центробежной силы занимает определенное положение.

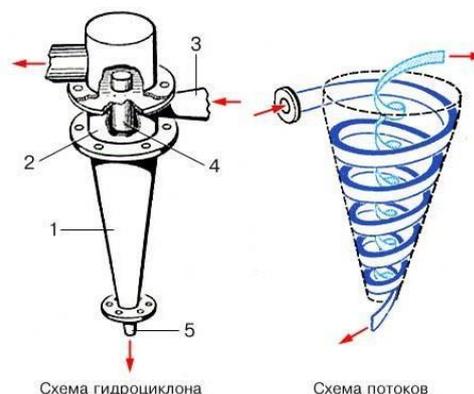


Рисунок 3.2 – Гидроциклон

По оси гидроциклона образуется свободное пространство. Свободная поверхность раствора, вращающегося в неподвижном корпусе гидроциклона, имеет приблизительно цилиндрическую форму и ограничивает воздушный столб. Раствор сливается через патрубок 4 в коллектор и выбрасывается в ЦС. Поскольку раствор в гидроциклоне вращается, то на каждую частицу породы, находящуюся в нем, действует центробежная сила, которая заставляет частицы оседать на стенки корпусов 1 и 2. Под напором раствора, непрерывно поступающего в гидроциклон через патрубок 3, и под действием силы тяжести частицы движутся по стенкам не по окружности, а по спирали, постепенно опускаясь вниз к насадке 5, достигнув которого, они, сохраняя еще вращательное движение, вместе с небольшой частью раствора выбрасываются из насадки в пульпоприемник. Так как раствор все время уходит из гидроциклона через патрубок 4, то он уносит с собой и часть воздуха, поэтому воздух все время засасывается через насадки 5 внутрь гидроциклона.

Пескоотделитель отличается от илоотделителя тем, что имеет гидроциклоны большего диаметра (150-400). Линейная скорость раствора на входе в гидроциклоны песко- и илоотделителя примерно одинакова. При равной линейной скорости вращательного движения центробежная сила обратно

пропорциональна радиусу вращения. Поэтому в гидроциклонах илоотделителя центробежная сила больше, чем в гидроциклонах пескоотделителя и илоотделитель может отделять более мелкие частицы и его очистная способность существенно выше.

3.1.2.1 Анализ Гидроциклонов

Рассмотрев основные характеристики гидроциклонов отечественного производства и зарубежного, представленных в таблицах 3.1, 3.2 можно сделать вывод, что гидроциклоны компании MI-SWACO американского производства с технико–технологической точки зрения выгодно отличаются от образцов отечественного и Китайского производства:

- наиболее качественной очисткой бурового раствора;
- пропускной способностью;
- более малым расходом электроэнергии.

Таблица 3.1 – Основные характеристики гидроциклонов

Название	ИГ45М	ГЦК-360	GNWS-16N	GNZJ752-12N
Страна изготовитель	Россия	Россия	Китай	Китай
Тип гидроциклона	Ило-отделитель	Песко-отделитель	Ило-отделитель	Песко-отделитель
Производительностьл/с	45	45	94	60
Наименьший размерчастиц плотностью 2700 кг/м ³ , удаляемых на 95% иболее при работе на буровом растворе плотностью 1100-1200 кг/м ³ , мм	0,03-0,05	-	0,015-0,047	-
- Наименьшая величина частиц,отделяемых на 50 % от раствора, условной вязкостью20 с, мм	-	0,06	-	0,06
Количество гидроциклонов	6	6	16	2
Изображение				

Таблица 3.2 – Основные характеристики гидроциклонов

Название	M-I SWACO 8T4	M-I SWACO 212
Страна изготовитель	США	США
Тип гидроциклона	СГС	
Производительность л/с	63	63
Наименьший размер частиц плотностью 2700 кг/м ³ , удаляемых на 95% и более при работе на буровом растворе плотностью 1100-1200 кг/м ³ , мм	0,04-0,074	-
- Наименьшая величина частиц, отделяемых на 50 % от раствора, условной вязкостью 20 с, мм	-	0,05
Количество гидроциклонов	16	2
Изображение		

3.1.3 Центрифуга

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

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

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

Центрифуга предназначена для очистки буровых растворов от выбуренной породы.

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

Центрифуга включает в себя ротор 1 (рисунок 3.3) цилиндрикоконической формы, расположенной горизонтально. Опорами ротора служат коренные подшипники 2, корпуса которых укреплены на станине 3. Вращение ротора осуществляется от электродвигателя посредством клиноременной передачи.

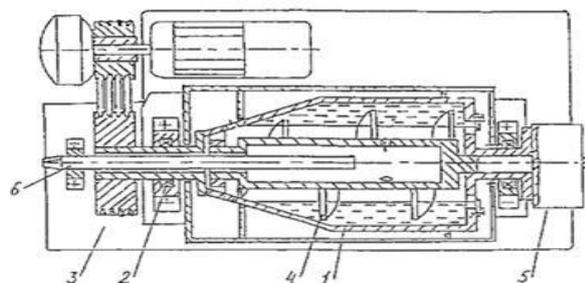


Рисунок 3.3 – Центрифуга

Внутри ротора расположен шнек 4, предназначенный для транспортирования осадка твердой фазы к выгрузочным окнам ротора. Шнек вращается в ту же сторону, что и ротор, но с меньшей скоростью. Разность в скорости вращения необходима для принудительного перемещения осадка внутренней поверхности ротора. Вращение шнеку сообщается ротором через планетарный редуктор 5. Через полые цапфы ротора и шнека проходит питающая труба 6, по которой буровой раствор подводится во внутреннюю полость барабана шнека и далее через отверстия в обечайке шнека в ротор. Твердая фаза осаждается на стенке ротора и транспортируется к выгрузочным окнам, расположенным у меньшего диаметра ротора, а фугат движется к большому диаметру ротора и через сливные окна сбрасывается в приемный отсек кожуха центрифуги. Радиус слива регулируется поворотом кольца на цапфе ротора, частично закрывающим сливные отверстия.

3.1.3.1 Анализ центрифуг

Рассмотрев основные характеристики центрифуг, представленных в приложении Д, отечественного производства и зарубежного можно сделать вывод, что центрифуги компании MI-SWACO американского производства с технико- технологической точки зрения выгодно отличаются от образцов отечественного и Китайского производства:

- высокой точностью балансировки, что обеспечивает плавность работы в течение продолжительных периодов времени на частотах вращения от 1900 до 4000 об./мин и при центробежных нагрузках, достигающих 2100 g;
- пропускной способностью;
- степенью очистки.

3.1.4 Дегазатор

Дегазатор – технологическая установка для дегазации бурового раствора, выполняющая следующие функции: восстановление удельного веса буровых промывочных растворов после их грубой очистки от выбуренной породы выделение из бурового раствора попутных газов и направление их в газовоздушную линию использование либо в качестве первой ступени очистки раствора от газа, либо в качестве второй ступени после газового сепаратора (в случае метода бурения при равновесном и несбалансированном давлении в скважине). В конструктивном и технологическом плане дегазаторы делятся на:

- вакуумные;
- центробежно-вакуумные;
- атмосферные.

Дегазаторы вакуумного типа по механизму работы делятся на дегазаторы:

- циклического;
- непрерывного действия.

Вакуумные дегазаторы циклического действия представляют собой автоматизированные установки, в основе которых двухкамерная герметичная

ёмкость. Камеры включаются последовательно при запуске золотникового устройства.

Таким образом, производительность по раствору достигает 25-60 л/с. Дегазаторы вакуумного типа с механизмом непрерывного действия представлены горизонтальными цилиндрическими ёмкостями с наклонными пластинами, располагающимися в верхних частях этих ёмкостей. Механизм работы: буровой раствор аэрируется, под действием вакуума поступает в камеру и там дегазуется, образуя тонкий слой на пластинах цилиндрических ёмкостей.

В основе дегазатора центробежно-вакуумного типа – цилиндрический вертикальный корпус дегазуемой буровой раствор разбрызгивается на стенки этого корпуса (раствор поступает в подводящий трубопровод под действием вакуума). Производительность этого механизма доходит до 50,5 л/с. В атмосферном дегазаторе буровой раствор выделяется радиально на стенки цилиндрической вертикальной камеры. В результате удара и распыления выделившийся газ уходит в атмосферу либо отсасывается воздуходувкой.

Атмосферным механизмом производительность дегазатора может доходить до 38 л/с.

3.1.4.1 Анализ дегазаторов

Рассмотрев основные характеристики дегазаторов отечественного производства и зарубежного, представленные в приложении Д, можно сделать вывод, что дегазаторы компании MI-SWACO американского производства с технико-технологической точки зрения выгодно отличаются от образцов отечественного и Китайского производства:

- пропускной способностью;
- пропускной способностью;
- степенью очистки.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРС ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

Таблица 4.1 – Исходные данные

Наименование скважины	
Проектная глубина, м:	2760
Способ бурения:	
- под направление	роторный
- под кондуктор и эксплуатационную ко-	с применением ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 323,9 мм на глубину 60 м
- кондуктор	d 244,5 мм на глубину 740 м
- эксплуатационная	d 168,3 мм на глубину 2760 м
Буровая установка	Уралмаш 3Д-86
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950–2 шт.
производительность, л/с:	
- в интервале 0-60 м	70
- в интервале 60-740 м	55
- в интервале 740-2760 м	40
Утяжеленные бурильные трубы (УБТС-2):	d 178 мм 78 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 60-740 м	ДГР1-240.7/8.55
- в интервале 740-2760 м	ДГР1-172.7/8.56
- при отборе керна	215,9/100 СВ913МН
Бурильные трубы: длина свечей, м	36

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по представлены в таблице 4.2.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые». [1]

Таблица 4.2 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	60	60	0,027	460
2	60	740	680	0,028	810
3	740	2760	2020	0,038	210

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (4)$$

где T – норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

H – количество метров в интервале, м. Для направления: $N = 60 \cdot 0,027 = 1,62$ ч.

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
60	0,027	1,62
680	0,028	19,04
2020	0,032	64,64
Итого		85,30

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле

$$n = H / P, \quad (5)$$

где P – нормативная проходка на долото в данном интервале, м. Для направления: $n = 60 / 460 = 0,13$. Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале P , м	n
60	460	0,13
680	810	0,84
2020	1400	1,44
Итого на скважину		2,41

4.1.2 Расчет нормативного времени на спуско – подъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- смена долота;
- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{СПО}$, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле 6.

$$T_{СПО} = П \cdot n_{СПО}, \quad (6)$$

где $n_{СПО}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;

П – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО исходные данные приведены в таблице 4.5.

4.2 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.5 – Расчет нормативного времени на спуско-подъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки долота,	номер аблицы	номер графы	интервал бурения, м	нормавр емени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-60	393,7	460	11	24	0-40	0,0119	0,48
II	60-740	295,3	810	12	32	0-100	0,0120	1,20
						100-200	0,0131	1,31
						200-300	0,0144	1,44
						300-400	0,0144	1,44
						400-500	0,0144	1,44
						500-600	0,0153	1,53
						600-700	0,0159	1,59
700-740	0,0159	0,95						
Итого								11,38
III	740-2760	215,9	210	12	32	740-800	0,0155	0,62
						800-900	0,0157	1,57
						900-1000	0,0157	1,57
						1000-1100	0,0158	1,58
						1100-1200	0,0164	1,64
						1200-1300	0,0175	1,75
						1300-1400	0,0186	1,86
						1400-1500	0,0188	1,88
						1500-1600	0,0191	1,91
						1600-1700	0,0193	1,93
						1700-1800	0,0195	1,95
						1800-1900	0,0195	1,95
						1900-2000	0,0196	1,96
						2000-2100	0,0197	1,97
						2100-2200	0,0197	1,97
						2200-2300	0,0198	1,98
2300-2400	0,0198	1,98						
2400-2500	0,02	2						
2500-2600	0,0202	2,02						
2600-2700	0,0205	2,05						
2700-2760	0,0208	2,08						
Итого								49,60

Таблица 4.6 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направлениекондуктор	2,16	2,30	0,09
эксплуатационная колонна	24,64	25,12	1,03
	24,32	26,1	1,01
Крепление:			
направлениекондуктор	3,56	3,92	0,16
эксплуатационная колонна	31,9	33	1,33
	32,4	30,5	1,27
Итого	118,98	120,94	5,89

4.2.1 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит: направление 3 мин, кондуктор 29 мин, эксплуатационная колонна 102 мин.

4.2.2 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления - 8 ч, кондуктора - 48 ч, эксплуатационной колонны – 48 ч.

4.2.3 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2цикла;
- Подготовительно – заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промывка скважины перед цементированием – 2цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны.

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут. Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается. Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени, которое равно 6,82 ч.

4.2.4 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ». Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25ч. Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 8,08 ч.

4.2.5 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [10]. Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 284,94 часов или 11,87 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ равно 18,81 ч. Общее нормативное время проводки скважины составляет 13,70 суток.

4.3 Бюджет выполнения работ

4.3.1 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины: Результаты расчетов сводим в таблицу 32.

Таблица 4.7 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2760
Продолжительность бурения, сут.	5,73
Механическая скорость, м/ч	32,3
Рейсовая скорость, м/ч	21,17
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	10382
Проходка на долото, м	1150
Стоимость одного метра	58234

4.3.2 Расчет прямых затрат на строительство скважины

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [4], в части II – на строительные и монтажные работы [5], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [6].

Прямые затраты (ПЗ) зависят от: Объемов работ, необходимых ресурсов, сметных норм, цен на ресурсы. Вычитается по формуле:

$$ПЗ = М + ЗПС + ЭМ,$$

где М - стоимость строительных материалов, деталей и конструкций;

ЗПС – затраты на основную заработную плату рабочих;

ЭМ – стоимость эксплуатации машин и механизмов.

Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины представлен в приложении Е.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, место, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка данного объекта. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения.

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

За выполнение тяжелых работ, работ с вредными или опасными условиями труда предусмотрены такие компенсационные доплаты и надбавки, как:

– до 12% тарифной ставки (оклада) за нахождение на рабочем месте с вредными условиями труда не менее 50% рабочего времени (лаборант химического анализа);

– за каждый час ночной работы – 40% часовой тарифной ставки (оклада);

– за работу в выходной и нерабочий праздничный день оплата производится в двойном размере.

Проектируемые работы будут проводиться на территории Томской области, согласно, справочнику базовых цен на инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания для строительства данный район приурочен к районам, где к заработной плате работников применяется коэффициент 1,3.

5.2 Производственная безопасность

Основные элементы производства, формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 2015)		Нормативные документы
Полевой этап			
Строительство скважины: Эксплуатация бурового оборудования; Механическое бурение; Спуско-подъемные операции; Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование; Приготовление и обработка технологических жидкостей; Освоение скважины.	Вредные	Опасные	ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ 12.3.009-76 ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.4.125-83 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 23407-78 ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ 12.1.006-84 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ12.1.012-90 ГОСТ 12.4.002-97 ГОСТ 12.4.024-86 ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ 12.1.004-91
	1. Превышение уровней шума; 2. Тяжесть физического труда 3. Превышение уровней вибрации. 4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны 6. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 3. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; 4. Электрический ток; 5. Пожароопасность	

5.2.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

5.2.1.1 Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от не огражденных перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы.

При совмещении работ по одной вертикали нижерасположенные места должны быть оборудованы соответствующими защитными устройствами (настилами, сетками, козырьками), установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали от нижерасположенного рабочего места. Внизу под местом производства работ определяются и ограждаются опасные зоны, опасные участки обозначаются плакатами, знаками безопасности для предупреждения появления в опасной зоне посторонних лиц.

Необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты от падения с высоты такие как страховочные привязи, амортизаторы блокирующие устройства.

5.2.1.2 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой. Поэтому каждого поступающего на работу человека обязательно нужно проинструктировать по

технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием; обеспечить медико-санитарное обслуживание.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91, здесь описываются такие требования как:

- материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм;

- конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;

- конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих;

- производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;

- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикосания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;

- элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями.

В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д. Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89 [9].

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 все опасные зоны оборудуются ограждениями.

Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета.

5.2.1.3 Пожаровзрывобезопасность

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

- причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);
- открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомедненного инструмента);
- удар молнии;
- разряд зарядов статического электричества.

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все сварочные работы должны производиться на специально выделенных участках (сварочные посты). В случае необходимости производства сварочных работ в другом месте необходимо получить разрешение у главного инженера. Запрещается курить, разводить костры в недозволенных местах.

Весь автотранспорт при работе во взрывоопасных зонах снабжаются искрогасителями. В этих зонах также обязательно использование омедненного инструмента.

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончанию инструктажей проводится проверка знаний и

навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91 [11].

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91:

- огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) 2 шт;
- ведро пожарное 2 шт;
- багры 3 шт;
- топоры 3 шт.

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все сварочные работы должны производиться на специально выделенных участках (сварочные посты). В случае необходимости производства сварочных работ в другом месте необходимо получить разрешение у главного инженера. Запрещается курить, разводить костры в недозволенных местах.

Весь автотранспорт при работе во взрывоопасных зонах снабжаются искрогасителями. В этих зонах также обязательно использование омедненного инструмента.

Все инженерно - технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91 [12].

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91:

- огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) 2 шт;
- ведро пожарное 2 шт;
- багры 3 шт;
- топоры 3 шт;
- ломы 3 шт;
- ящик с песком, 0,2 м³ 2 шт.

Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов

Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с инструментами. Инструмент должен содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) должен содержаться в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках, согласно ГОСТ 12.2.003-91 [10].

Электрический ток

Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности.

Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой.

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики, изолирующие подставки);

- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи;

- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности.

Помощь пораженному электротоком необходимо оказывать немедленно, не теряя ни минуты. Прежде всего, добиться прекращения действия тока на пострадавшего, для чего любым способом изолировать его от источника тока. Следует помнить, что электроток вызывает сокращение мышц пальцев, и пострадавший не может самостоятельно разжать их.

5.2.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

Превышение уровней вибрации

Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004 [7].

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 [7] наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц.

Разделяют общую и локальную вибрацию. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов.

Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека,

не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005, общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- проведение послеремонтного и, при необходимости периодического контроля виброактивных машин;
- индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброручкавицы;
- вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;
- коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

Превышение уровней шума

Шум — беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры.

Первоначально слово шум относилось исключительно к звуковым колебаниям, однако в современной науке оно было распространено и на другие виды колебаний (радио-, электричество).

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения

(разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014 [8].

Обеспечение безопасности при воздействии шума на работника является комплексным мероприятием. Использование работниками средств индивидуальной защиты против шума (ушные вкладыши, наушники и шлемофоны), правильная организация труда и отдыха (устройство кратковременных перерывов в работе). Оборудование, машины, которые в процессе работы могут производить шум, неблагоприятно воздействующий на работников, следует конструировать и изготавливать с учетом последних достижений технологии и принципов проектирования, позволяющих снизить излучаемый шум (виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, экранирование шума преградами, применение противозумных подшипников, глушителей, своевременная смазка трущихся поверхностей).

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Профилактика природно-очаговых заболеваний имеет особое значение в полевых условиях. Разносят их насекомые, дикие звери, птицы и рыбы. Наиболее распространенные природно-очаговые заболевания:

- весенне-летний клещевой энцефалит, туляремия, гельминтоз;
- укусы, удары и другие повреждения, нанесенные животными и пресмыкающимися;

– укусы и ужаливания ядовитых насекомых, пресмыкающимися и животными.

При заболевании энцефалитом происходит тяжелое поражение центральной нервной системы. Заболевание начинается через две недели после занесения инфекции в организм. Наиболее активны клещи в конце мая - середине июня, но их укусы могут быть опасны и в июле, и в августе.

Основное профилактическое мероприятие - противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год, обучение населения методам индивидуальной защиты человека от кровососущих насекомых и клещей, диких животных.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Источниками запыленности и загазованности воздуха на буровой являются силовые приводы, дизельные электростанции, химические реагенты. С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, горюче-смазочных материалов, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;
- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации.
- площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;
- хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

5.3 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность – допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

Воздействия на окружающую среду регулируются согласно Федеральному закону «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа», представлены в приложении Г.2.

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими:

- неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок;
- планировка буровых площадок;
- нерациональное использование земельных участков под буровые установки;
- несоблюдение правил и требований.

При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы: обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу, не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест, не допускается загрязнение участка проведения работ, установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ, ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой.

С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур. Подъездные дороги и буровые площадки по возможности необходимо располагать на малопродуктивных землях, а размеры их должны быть минимальными, все

горные выработки после окончания работ должны быть ликвидированы: скважины - тампонажем глиной или цементно-песчаным раствором с целью исключения загрязнения природной среды и активизации геологических и инженерно-геологических процессов.

По окончании буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывозят, остатки дизельного топлива и моторного масла сжигают, глинистый раствор вывозят, нарушенный растительно-почвенный покров закрывают дерном и почвенным слоем. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Источник чрезвычайной ситуации – Опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация.

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться – в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);

- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения.

В районе проводимых работ возможны следующие чрезвычайные ситуации техногенного характера:

- пожары (взрывы) в зданиях;
- пожары (взрывы) на транспорте.

Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение чрезвычайных ситуаций не вызвало замешательства и трагических последствий.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях:

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Томская область) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала.

Наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожар на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

При возникновении пожара в офисных помещениях или лаборатории каждый работник должен:

- немедленно сообщить об этом по телефону «01» в пожарную охрану;
- сообщить руководителю (генеральному директору, начальнику отдела,

заведующему лаборатории и т.п.) или его заместителю о пожаре;

- принять меры по организации эвакуации людей;
- одновременно с эвакуацией людей, приступить к тушению пожара своими силами и имеющимися средствами пожаротушения (огнетушители, вода, песок и т.п.).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе на основании исходного технического задания были разработаны технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2750 метров на газовом месторождении.

Анализ горно–геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Основываясь на собственном опыте строительства скважин в данном регионе, а также из твёрдости пород, для бурения выбраны PDC долота для бурения всех интервалов.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Чтобы обеспечить высокую производительность при бурении под направление и кондуктор, а также обеспечить вынос шлама было запроектировано 2 насоса УНБТ – 950.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования.

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1-35-146x245 К1 ХЛ, ОП5-230/80x35, АФ5-80/65x35.

Бурение на управляемом давлении позволяет добиться лучшего сохранения фильтрационных свойств призабойной зоны за счет снижения интенсивности фильтрации бурового раствора в поры и каналы. Тщательный контроль давления позволяет бурить скважину с постоянным притоком из

пласта без необходимости проведения работ по управлению скважиной при ГНВП (в определенном диапазоне объемов притока).

Список использованной литературы

1. «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm
2. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин.. <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm>
3. «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinahproburenyh-na-neft-i-gaz.xhtml
4. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.
5. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.
6. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.
7. Белов, Сергей Викторович. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник для академического бакалавриата / С. В. Белов. - 5-е изд., перераб. и доп. - Москва: Юрайт ИД Юрайт, 2015. - 703 с. Ссылка на электронный каталог НТБ ТПУ.
8. СанПиН 2.2.4.3359-16 "Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах".
9. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.
10. Мастрюков, Борис Степанович. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий : учебное пособие / Б. С. Мастрюков. — Москва: Академия, 2011. — 368 с.: ил. — Высшее профессиональное образование. Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 364-365.

11. Безопасность жизнедеятельности: практикум / Ю.В. Бородин, М.В. Василевский, А.Г. Дашковский, О.Б. Назаренко, Ю.Ф. Свиридов, Н.А. Чулков, Ю.М. Федорчук. — Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. — 101 с.

12. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие / О.Б. Назаренко, Ю.А. Амелькович. — Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. — 178 с.

Приложение А

ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица А.1 – Стратиграфическое деление разреза скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент каверности
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	46	Четвертичн. отлож.	Q	0	-	1.3
46	269	Некрасовская	Pg ₃ -N nk	0	-	1.3
269	407	Чеганская	Pg ₂ -Pg ₃ cg	0	-	1.3
407	577	Люлинворская	Pg ₂ ll	0	-	1.3
577	627	Талицкая	Pg ₁ tl	0	-	1.3
627	773	Ганькинская	K ₂ gn	0	-	1.7
773	828	Славгородская	K ₂ sl	0	-	1.7
828	896	Ипатовская	K ₂ ip	0	-	1.7
896	914	Кузнецовская	K ₂ kz	0	-	1.7
914	1701	Покурская	K ₁₋₂ pk	0	-	1.7
1701	1761	Алымская	K ₁ al	0	-	1.7
1761	2252	Киялинская	K ₁ kls	0	-	1.7
2252	2344	Тарская	K ₁ tr	0	-	1.1
2344	2650	Куломзинская	K ₁ klm	0	-	1.1
2650	2668	Баженовская	J ₃ bg	1,5	-	1.1
2668	2730	Васюганская	J ₃ vs	2-3	-	1.1

Таблица А.2 – Нефтеносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /т
от	до				
2480	2520	поровый	0,796	20	59
2540	2650	поровый	0,775	50	64
2668	2730	поровый	0,788	170	66

Таблица А.3 – Водоносность

Индекс пласта	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность г/см ³	Свободный дебит м ³ /сут	Фазовая проницаемость, м.Дарси	Степень минерализации М, г/л	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
		от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	15	17
группа А	Pg ₂ -Pg ₃	20	ПК 350	пор.	1,0	1,0	500	0	да
	K ₁₋₂	930	1720	пор.	1,01	200,0	300	15,0	нет
	K ₁	1750	2000	пор.	1,01	3,0	20	18,0	нет
Ю ₁	K ₁	2260	2650	пор.	1,01	12,0	30	17,0	нет
	J ₃	2695	2730	пор.	1,02	5,6	10	33,4	нет

Таблица А.4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграф ического подразделе ния	интервал, м		горная порода	Стандартное описание горной породы полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от верх	до низ	краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	46	пески, супеси, суглинки, глины	Почвено-растительный слой, пески и супеси желтые, разнозернистые, полимиктовые; глины, суглинки желтые.
Pg ₃ -N nk	46	269	пески, глины	Глины оливково-зеленые, жирные, пластичные, тонкослоистые, кварцевые, кварц-полевошпатовые.
Pg ₂ -Pg ₃ cg	269	407	глины алевролиты пески	Глины темно-серые, серые, с прослоями слабосцементированных алевролитов и песков полимиктовых.
Pg ₂ ll	407	577	глины алевролиты	Глины светло-серые, до темных. Зеленовато-серые, мелко- и крупнозернистые.
Pg ₁ tl	577	627	глины алевролиты	Глины темно-серые, плотные, вязкие, иногда комковатые, алевролиты разнозернистые, в верхней части мергель серый с зеленоватым оттенком.
K ₂ gn	627	773	глины опоковидны е	Глины темно-серые, серые, алевролитистые, плотные с прослоями опок.
K ₂ sl	773	828	глины алевролиты пески	Глины темно-зеленые, серые, опокovidные, плотные. Алевролиты песчанистые, темно- серые, плотные. Пески серые, мелкозернистые.
K ₂ ip	828	896	алевролиты песчаники глины	Чередование глин, песчаников и алевролитов. Глины, темно-серые, жирные на ощупь, плотные. алевролиты серые, темно-серые песчанистые.
K ₂ kz	896	914	глины	Глины темно-серые, жирные на ощупь, с ходами плоедов.
K ₁₋₂ pk	914	170 1	алевролиты глины песчаники аргиллиты песчаники	Алевролиты песчанистые тонкозернистые, серые. Глины алевролитистые плотные. Песчаники серые, слюdistые, слабосцементированные. Песчаники глинистые среднесцементированные.
K ₁ al	1701	1761	аргиллиты песчаники алевролиты	Неравномерное переслаивание аргиллитов, песчаников и алевролитов. Аргиллиты темно-серые, слоистые, плитчатые. Песчаники серые и светло-серые, разнозернистые, полимиктовые, слабосцементированные. Алевролиты серые, темно-серые плотные, слоистые, разнозернистые.

Продолжение таблицы А.4

K ₁ kls	1761	2252	аргиллиты алевролиты песчаники	Аргиллиты пестроцветные, плотные, комковатые. Алевролиты песчанистые буровато-серые, слоистые. Песчаники светло-серые, голубовато-зеленовато-серые, плотные
K ₁ tr	2252	2344	песчаники аргиллиты алевролиты	Частое и редкое переслаивание песчаников аргиллитов, алевролитов. Песчаники светло-серые и темно-серые, и Алевролиты глинистые, серые, косослоистые, крепкие.
K ₁ klm	2344	2650	аргиллиты песчаники алевролиты	Неравномерное чередование аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты серые, алевролитистые, массивные, плотные, иногда слоистые. Песчаники серые, преимущественно мелкозернистые, полимиктовые, известковистые.
J ₃ bg	2650	2668	аргиллиты	Аргиллиты темно-серые до черных, плотные крепкие битуминозные, иногда с запахом бензина.
J ₃ vs	2668	2730	аргиллиты песчаники алевролиты	Неравномерное переслаивание аргиллитов буровато-серых и углистых темно-серых аргиллитов, алевролитов светло-серых, тонкозернистых и слоистых, песчаников серых, мелко- и среднезернистых, косослоистых и полимиктовых.

Таблица А.5 – Ожидаемые осложнения и их характеристика

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	690	Осыпи и обвалы стенок скважины	интенсивные
690	2015		слабые
2015	2200		интенсивные
1110	2015	Нефтеводопроявления	вода, $\rho = 1,01 \text{ г/см}^3$
2400	2450		нефть, $\rho = 0,796 \text{ г/см}^3$
2460	2510		нефть, $\rho = 0,775 \text{ г/см}^3$
2668	2700		нефть, $\rho = 0,788 \text{ г/см}^3$
0	690	Прихватопасные зоны	
1110	1550		
1550	2730		
0	690	Поглощение бурового раствора	Максимальная интенсивность поглощения до $5,0 \text{ м}^3 / \text{час}$
1110	2015	Разжижение бурового раствора	
2015	2600	Сужение ствола скважины	

Таблица А.6 – Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность г/см ³	Пористость %	Проницаемость м.Дарси	Глинистость %	Карбонатность, %	Предел текучести, кгс/мм ²	Твёрдость, кгс/мм ²	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q - K ₂ ip	0	750	глины, алевролиты, песчанники,	1,9-2,3	35-10	9,6	66	0-5	9-213	10 – 12	1,2 -4,0	I-II	M
K ₂ kz - K ₁₋₂ pk	750	1130	песок, песчанники	2,3	21	4,5	12	0-5	9-213	12-18	1,2-4,0	III-VIII	MC, C
K ₁ al - J ₃ bg	1130	2400	аргилиты, песчанники	2-2,4	14,08	1,4	16	0 - 10	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	C
K ₁ (AC ₁₂)	2400	2730	песчанники	2,1	18	3,3	11	3,6	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	C

Таблица А.7 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			граду с	источник получения
			кгс/см ² на м		источник получения											
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	46	0,0	0,1	ПГФ	0,0	0,1	ПГФ	0,0	0,2	ПГФ	0,0	0,2	ПГФ	23	ПГФ
Pg ₃ -N nk	46	269	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	30	ПГФ
Pg ₂ -Pg ₃ cg	269	407	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,2	0,21	ПГФ	34	ПГФ
Pg ₂ ll	407	577	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,21	0,21	ПГФ	41	ПГФ
Pg ₁ tl	577	627	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,21	0,21	ПГФ	42	ПГФ
K ₂ gn	627	773	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,21	0,22	ПГФ	43	ПГФ
K ₂ sl	773	828	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	48	ПГФ
K ₂ ip	828	896	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	48	ПГФ
K ₂ kz	896	914	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	48	ПГФ
K ₁₋₂ pk	914	1701	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,18	0,18	ПГФ	0,22	0,23	ПГФ	75	ПГФ
K ₁ al	1701	1761	0,101	0,101	РФЗ	0,1	0,101	РФЗ	0,18	0,18	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	75	РФЗ
K ₁ kls	1761	2252	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,17	0,17	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	82	РФЗ
K ₁ tr	2252	2480	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,17	0,17	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	85	РФЗ
K ₁ klm	2480	2650	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,17	0,17	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	91	РФЗ
J ₃ bg	2650	2668	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,17	0,17	РФЗ	0,23	0,24	РФЗ	92	РФЗ
J ₃ vs	2668	2730	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,16	0,16	РФЗ	0,24	0,23	РФЗ	93	РФЗ

Приложение Б

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-60 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	60	393,7 (15 1/2) GRDP127	250	0,65
		Переводник П-177/171	93	0,517
		КЛС 390 М	515	1,64
		Переводник М-171/161	61	0,538
		УБТС2-203	6420	30
		Переводник П-163/161	90	0,53
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-133/163	87	0,521
		ПК-127х9,19 К	788	25
Σ			8346,65	60

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60-740 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
60	740	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	130	0,39
		К 295 МС	114	0,9
		ДГР1-240.7/8.55	2703	10,225
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-161/171	87	0,521
		УБТС2-203	5136	24
		Переводник П-147/161	60	0,517
		УБТС2-178	2808	18
		Переводник П-133/147	63	0,527
		ПК-127х9,19 К	21356,51	684
		БИТ 295,3 ВТ 419 СР	130	0,39
		К 295 МС	114	0,9
Σ			29510,5093	740

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (740-2760 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
740	2760	БИТ 215,9 В 516 У	48	0,38
		У4-КП 215,9 СТ	55	0,6
		ДГР1-172.7/8.56	1166	8,629
		Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84
		Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
		Переводник П-147/133	31	0,51
		УБТС2-178	9360	60
		Переводник П-133/147	63	0,527
		ПК-127х9,19 К	83906	2688
Σ			94830	2760

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна (2480-2520 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2480	2520	БИТ 215,9/100 В 613 Е	25	0,2
		СК-172/100РС	2356	22,916
		Переводник П-147/133	40	0,5
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-133/147	63	0,527
		ПК-127х9,19 К	77171	2472
Σ			83399	2520

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (2540-2650 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2540	2650	БИТ 215,9/100 В 613 Е	25	0,2
		СК-172/100РС	2356	22,916
		Переводник П-147/133	40	0,5
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-133/147	63	0,527
		ПК-127х9,19 К	81230	2602
Σ			87458	2650

Таблица Б.6 – КНБК для отбора керна (2668-2730 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2668	2730	БИТ 215,9/100 В 613 Е	25	0,2
		СК-172/100РС	2356	22,916
		Переводник П-147/133	40	0,5
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-133/147	63	0,527
		ПК-127х9,19 К	83728	2682
Σ			89956	2730

Таблица Б.7 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	Нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	2760	ПК-127х9,19	127	К	9,19	3-133	2688	83,91	94,83	1,27	1,34

Приложение В

Таблица В.1– Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	60	БУРЕНИЕ	0,443	0,054	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	15	109,3	622,1
Под кондуктор									
60	740	БУРЕНИЕ	0,555	0,078	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	108,6	453,9
Под эксплуатационную колонну									
740	2760	БУРЕНИЕ	0,645	0,112	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	11	84,2	150
Отбор керна									
2580	2595	Отбор керна	0,407	0,063	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9,5	3	94,8	119,9

Таблица В.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	60	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	180	184,3	1	105	38,64	77,28
60	740	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	100	28,8	57,6
740	2670	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	95	150	266,0	1	125	32	32
2580	2595	Отбор керна	УНБТ-950	1	95	140	309,7	1	90	20,16	20,16

Таблица В.3– Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)		насадках долота	забойном двигателе				
0	60	БУРЕНИЕ	97,1	80,5	0	6,3	0,3	10
60	740	БУРЕНИЕ	201,8	78,8	48,4	60,4	4,2	10
740	2760	БУРЕНИЕ	171,9	59,5	40,8	48,8	28,1	10
2580	2595	Отбор керна	127,4	46,9	0	38,9	26,7	4,7

Приложение Г

Таблица Г.1 – Технологические показатели бурового раствора

Параметр	Значение параметра		
	глинистый	полимерный (инкапсулированный)	КСЛ/полимерный (биополимерный)
СНС1, дПа	6-10	10-40	30-40
СНС10, дПа	12-20	20-60	40-70
Условная вязкость, с	50-80	40-60	40-50
Водоотдача, см ³ /30 мин	<12	<6	<6
рН	8-8,5	8-10	8-10
П, %	<2,0	<0,5	<0,5
ДНС, дПа	12-20	50-90	60-100
ПВ, сПз	10-12	12-35	12-15

Таблица Г.2 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов глинистого раствора для бурения интервала 0-60 м

Наименование химического реагента	Класс	Назначение	Масса, кг
Сода Каустик	Регулятор рН	Поддержание требуемого рН бурового раствора	60,85
Бентонит марки ПБМБ	Структуро-образователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	3650,77
Сода бикарбонат	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	60,85
Osno-Desco SA	Понизитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	60,85
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	10952,3

Таблица Г.3 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимерного раствора для бурения интервалов 60-740 м

Наименование химического реагента	Класс	Назначение	Масса, кг
1	2	3	4
Сода Каустик	Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	76,74
Сода бикарбонат	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	153,48
Сульфанол	ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	153,48
Гаммаксан	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	61,39
Оснопак HV-O	Высоковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	184,17
Оснопак LV-O	Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	613,91
Atren Thermo A	Синтетический понизитель фильтрации	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	122,78
Atren-FK D	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	1534,77
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	6139,1

Таблица Г.4 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов KCL/биополимерного раствора для бурения интервала 740-2760 м

Наименование химического реагента	Класс	Назначение	Масса, кг
Сода Каустик	Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	153,57
Сода бикарбонат	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	307,14
Гаммаксан	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	1074,97
Atren Thermo A	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	5221,3

Продолжение таблицы Г.4

Хлористый калий	Ингибитор (соль)	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	24570,8
Atren-FK D	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	6142,7
Atren-Ores	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	23035
Atren-Bio A	Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	153,57
Atren Antifoam B	Пенегасители	Предотвращение пенообразования	153,57

Таблица Г.5 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2760 м

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
0	60	60	393,7	-	1,3	9,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 5,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 54,5
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 60,8
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
60	740	680	295,3	306,9	1,36	67,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 1,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 40,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 2,8
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 112,8
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 158,2
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ = 45,4
Эксп. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
740	2760	2020	215,9	228,7	1,55	144
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,4
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 75,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 9,6
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 293,1
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 378,8
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ = 85,7

Таблица Г.6 – Технические характеристики ситогидроциклонной установки Falcon3-12S2N

Производительность, м ³ /ч	240
Размер пескоотделителя, дюймы	10
Кол-во пескоотделителей, шт.	2
Размер илоотделителя, дюймы	4
Кол-во илоотделителей, шт.	12
Рабочее давление, МПа	0,25~0,4
Диаметр питателя пескоотделителя, дюймы	6
Диаметр выходного отверстия пескоотделителя, дюймы	8
Диаметр питателя илоотделителя, дюймы	6
Диаметр выходного отверстия илоотделителя, дюймы	8
Модель вибросита	FALCON 3
Режим вибрации	Линейное движение
Вибрационный двигатель, кВт	2x1.5
Кол-во ситовых панелей, шт.	3
Размеры ситовой панели:Д×В, мм	585×1165
Суммарная площадь ситовых панелей, м ²	2.05
Регулируемая сила вибраций, G-сила	≤7.5G
Амплитуда вибрации, мм	4,14~5,96
Угол наклона рамы	-1~+5° (регулировка механическим домкратом)
Взрывозащищённость	Ex II Gb с ПВ Т4
Масса, кг	2253
Габариты: Д×Ш×В, мм	2936×2080×2147
Производительность, м ³ /ч	240
Размер пескоотделителя, дюймы	10
Кол-во пескоотделителей, шт.	2
Размер илоотделителя, дюймы	4
Кол-во илоотделителей, шт.	12
Рабочее давление, МПа	0,25~0,4
Диаметр питателя пескоотделителя, дюймы	6
Диаметр выходного отверстия пескоотделителя, дюймы	8

Таблица Г.7 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Сода Каустик	Регулятор pH	25,0	60,8	2,4	87,9	3,5	190,7	7,6	339,5	13,6
Бентонит марки ПБМБ	Структурообразователь	1000,0	3650,8	3,7		0,0		0,0	3650,8	3,7
Сода бикарбонат	Регулятор жесткости	25,0	60,8	2,4	175,8	7,0	381,4	15,3	618,1	24,7
Osno-Desco CA	Понизитель вязкости	25,0	60,8	2,4		0,0		0,0	60,8	2,4
Барит	Утяжелитель	1000,0	10952,3	11,0	7033,3	7,0		0,0	17985,6	18,0
Сульфанол	ПАВ	200,0		0,0	175,8	0,9		0,0	175,8	0,9
Гаммаксан	Структурообразователь	25,0		0,0	70,3	2,8	1335,0	53,4	1405,3	56,2
Оснопак HV-O	Высоковязкий понизитель фильтрации	25,0		0,0	211,0	8,4		0,0	211,0	8,4
Оснопак LV-O	Низковязкий понизитель фильтрации	25,0		0,0	703,3	28,1		0,0	703,3	28,1
Atren Thermo A	Синтетический понизитель вязкости	25,0		0,0	140,7	5,6	6484,3	259,4	6625,0	265,0
Atren-FK D	Смазочная добавка	200,0		0,0	1758,3	8,8	7628,6	38,1	9386,9	46,9
Хлористый калий	Ингибитор (соль)	1000,0		0,0		0,0	30514,5	30,5	30514,5	30,5
Atren-Ores	Утяжелители, закупоривающие материалы	50,0		0,0		0,0	28607,3	572,1	28607,3	572,1
Atren-Bio A	Бактерициды	30,0		0,0		0,0	190,7	6,4	190,7	6,4
Atren Antifoam B	Пеногасители	30,0		0,0		0,0	190,7	6,4	190,7	6,4

Приложение Д

Таблица Д.1 – Основные характеристики вибросит

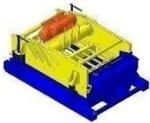
Вибросито	СВ1ЛМ	СВ1ЛМ-02	MI Swaco ALS II	Mi-Swaco MONGOOSE shaker	KOSUN LS584-D	KOSUN LS703
Страна изготовитель	Россия	Россия	США	США	Китай	Китай
Тип вибрации	Линейные колебания	Линейные колебания	Линейное или сбалансированное эллиптическое движение	Линейное или сбалансированное эллиптическое движение	Линейные колебания	Линейные колебания
Максимальная пропускная способность при бурении	45	36	56,7	37,85	45	33
Площадь сетки (общая), м ²	2,6	2,1	2,97	2,73	2,7	2,2
Частота колебаний	25±2	25±2	50	50	4	-
Интенсивность вибрации	5G	5G	6,25G	6,25G	7.3G	≤7,4G
Изображение						

Таблица Д.2 – Основные характеристики центрифуг

Центрифуга	ОГШ-50	ОГС-352К-02	SWACO - 518	SWACO - 414	GNL223	GNL453
Страна изготовитель	Россия	Россия	США	США	Китай	Китай
Частота вращения барабана, об/мин	2600	1900	3600	4000	4500	1800
Производительность л/с	<25	10	<50	<70	9	5-
Размер удаляемых частиц, мкм	4-7	10	2-3	2-3	2-5	5-7
Изображение						

Таблица Д.3 – Основные характеристики дегазаторов

Дегазатор	Каскад-40	Mi-Swaco CD-1400	VD360
Страна изготовитель	Россия	США	Китай
Пропускная способность, л/с	40	80	200
Газосодержание бурового раствора:			
- на входе в дегазатор, об %	20	-	-
- на выходе из дегазатора, об %	1	0	4
Изображение			

Приложение Е

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Таблица Е.1 – Нормативная карта вертикальной разведочной скважины на нефтегазовом месторождении (Красноярский край)

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	393,7 (15 1/2) GRDP127	460	0,09	0-60	40	0,028	1,08	0,47	1,55
Бурение по кондуктор	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	810	0,89	60-740	720	0,028	20,16	9,44	27,92
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 В 516 У	1400	1,41	740-2760	1980	0,032	63,36	37,19	95,43
Всего			2,39		2740		84,60	47,1	124,9
Крепление: -направления - кондуктора - эксплуатационная									3,56 31,9 32,4
Установка центраторов: -направления - кондуктора - эксплуатационная			2 22 65						0,03 0,24 0,44

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ОЗЦ: -направления - кондуктора - эксплуатационная									8 48 48
Разбуривание цементной пробки (10м): -направления - кондуктора - эксплуатационная				50- 60 730- 740 2750 - 2760					1,01 2,21 -
Промывка скважины (1 цикл): -направления - кондуктора - эксплуатационная									0,05 0,25 0,50
Спуск и подъем при ГИС									5,84
Геофизические работы									25
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									8,08
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									284,94
Ремонтные работы (6,6 %)									18,81
Общее время на скважину									328,75

Таблица Е.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Повременная з/п д эл/монтера	сут	11,20	2	22,4	-	-	-	-	-	-
Расчет по страховым взносам, 30%			-	6,72	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п эл/монтера	сут	11,97	-	-	1,99	23,8	3,98	47,6	18,4	220,2
Расчет по страховым взносам, 30%			-	-	-	7,1	-	14,3	-	66,1
Повременная з/п вышкомонтажной бригады	сут	165,50	2	331	-	-	-	-	-	-
Расчет по страховым взносам, 30%			-	99,3	-	-	-	-	-	-
Содержание бурового оборудования	сут	222,28	2	444,56	1,99	442,3	3,98	884,67	18,4	4084,9
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	407,50	2	815	1,99	810,9	3,98	1621,85	18,4	7498
Материалы и запасные части при бурении ГЗД	сут	153,75	-	-	-	-	3,98	611,93	18,4	2829
Содержание комплекта ГЗД	сут	122,28	2	244,56	1,99	242,2	3,98	486,6	18,4	2249,2
Содержание бурильных труб	сут	30,86	2	61,72	1,99	61,41	3,98	122,8	18,4	567,8
Содержание полевой лаборатории	сут	22,86	2	45,72	1,99	45,5	3,98	90,9	18,4	420,6
Содержание средств диспетчерского контроля	сут.	8,9	2	17,8	1,99	17,7	3,98	35,42	18,4	163,76
Содержание ДЭС	сут.	15,25	2	30,5	1,99	30,34	3,98	60,695	18,4	280,6
Электроэнергия	кВт/сут.	140,5	2	281	1,99	279,6	3,98	559,19	18,4	2585,2
Содержание ЛЭП	сут.	26	2	52	1,99	51,7	3,98	103,48	18,4	478,4
Содержание техники и оборудования для монтажа	сут	456	2	912	1,99	907	3,98	1814,88	18,4	4682,4
Дежурство бульдозера	сут	177,60	2	355,2	1,99	353	3,98	706,88	18,4	3267,8

Продолжение таблицы Е.2

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут		27634,4	3,00	82903,16	-	-	-	-	-	-
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	2	428,32	-	-	-	-	-	-
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	128,496	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,96	-	-	1,99	458,3	3,98	915,2	18,4	4231
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	-	-	137,49	-	274,5	-	1269
Повременная з/п доп. Рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	17,95	2	35,9	-	-	-	-	-	-
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	10,77	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. Рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	19,25	-	-	1,99	38,3	3,98	76,6	18,4	354,2
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	-	-	11,5	-	22,9	-	106,3
Повременная з/п слесаря	сут	11,20	2	22,4	-	-	-	-	-	-
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	6,72	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п слесаря	сут	11,97	-	-	1,99	23,8	3,98	47,6	18,4	220,2
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	-	-	7,1	-	14,3	-	66,1

Продолжение таблицы Е.2

Амортизация вагон-домиков	сут	194,12	2	388,24	1,99	386	3,98	772,59	18,4	3571,8	
Техническая вода	м3	2,9	-	-	22,8	66,12	109	316,1	114	330,6	
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4	-	-	1,44	108,5	4,6	346,8	5,3	399,62	
Сода каустическая	т	220,5	-	-	0,02	4,41	0,1	22,1	0,32	70,56	
Сода кальцинированная марки	т	77,5	-	-	0,02	1,55	0,06	4,65	0,06	4,65	
Полиакриламид	т	215,6	-	-	-	-	5,7	1228,9	16,4	3535,8	
КМЦ	т	1144	-	-	-	-	0,23	263,12	0,25	286	
Биополимер	т	1350	-	-	-	-	0,9	1215	1	1350	
ПАЦ НВ	т	800	-	-	-	-	-	-	1,5	1200	
ПАЦ ВВ	т	1622	-	-	-	-	-	-	0,98	1605	
Ингибитор	т	652	-	-	-	-	-	-	0,04	26,08	
Смазочная добавка	т	536	-	-	-	-	-	-	0,2	107,2	
ПАВ	т	692	-	-	-	-	-	-	0,2	138,4	
Инкапсулятор	т	983	-	-	-	-	-	-	0,5	491,5	
Экопак- СЛ	т	865	-	-	-	-	-	-	0,36	311,4	
Мраморная крошка	т	198,6	-	-	-	-	-	-	9,8	1940	
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	25,3	-	-	24,2	612,26	120	3036	150	3795	
Итого затрат зависящих от времени, руб				4740	5127			15717		35322	
Затраты, зависящие от объема работ											
393,7 (15 1/2) GRDP127	шт	2686,4	-	-	0,14	376,1	-	-	-	-	
БИТ 295,3 ВТ 419 СР	шт	4852,7	-	-	-	-	0,3	1455,8	-	-	
БИТ 215,9 В 516 У	шт	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,86	4501,58	
БИТ 215,9/100 В 613 Е	шт	5232	-	-	-	-	-	-	0,32	1674,24	
КЛС 390 М	шт	458,9	-	-	-	-	0,4	183,6	-	-	
К 295 МС	шт	442,6	-	-	-	-	-	-	0,8	354,1	
Транспортировка труб и долот	т	4,91	-	-	21,2	104,1	22,6	111	45,2	221,9	
Транспортировка вахт, руб	смена	1268									
Итого затрат зависящим от объема работ, руб	-	-	0	575,74			1773,7		6799		
Всего затрат без учета транспортировка вахт, руб	-	-	4740	5702,74			17490,7		42121		
Всего по сметному расчету, Руб.	70054,44										

Таблица Е.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Затраты, зависящие от объема работ								
Башмак колонный БКМ-323,9	шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-244,5	шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БКМ-168,3	шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-244,5/295	шт	25,4	-	-	15	381	-	-
Центратор ЦПН-168,3/216	шт	18,7	-	-	-	-	86	1608,2
ЦКОДМ-323,9	шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-
ЦКОДМ-244,5	шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
КОДГ-168	шт	105	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПРП-Ц-323,9	шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-244,5	шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-168,3	шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Головка цементирующая ГЦУ-323,9	шт	3960	1	3960	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-244,5	шт	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-168,3	шт	2880	-	-	-	-	1	2880
Обсадные трубы 323,9x8,5	м	37,21	60	1488,4	-	-	-	-
Обсадные трубы 244,5x7,9	м	28,53	-	-	740	18829	-	-
Обсадные трубы 168,3x7	м	23,67	-	-	-	-	2430	52074
Обсадные трубы 168,3x9,5	м	19,96	-	-	-	-	330	2595
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-150	т	26,84	2,23	59,85	21,87	594,35	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III-100	т	29,95	-	-	-	-	5,796	173,6
Техническая вода	м3	2,9	5	14,3	26,56	77	57,41	166,5

Продолжение таблицы Е.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,9 9	2	291,98	3	437,97	6	875,9 4
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,7 7	21,87	131,4	56,9	342
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	2	72,8	2	72,8
Опресовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	1	80,6	1	80,6
Работа ЦА-320М	шт	36,8	2	73,6	3	110,4	6	220,8
Работа УС6-30	шт	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2
Работа КСКЦ 01	шт	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	24	371,76	24	371,76	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,8	652,85	80,4	1508,3
Транспортировка вахт, руб						1268		
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	-	-		6770		25494		26123
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб						1		
Всего по сметному расчету, руб						58387		