

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 3660 МЕТРОВ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

622.143:622.243.22:622.323(24:181m3660)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б7В	Голубцов Андрей Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Молоков Виктор Юрьевич	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна	—		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатовна	—		

Томск – 2022 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код результата	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

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б7В	Голубцов Андрей Александрович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3660 метров на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 39-39/с от 08.02.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазоконденсатном месторождении.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	– Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; – Обоснование конструкции скважины: (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); – Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); – Проектирование процессов заканчивания скважин:

	(Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); – Выбор буровой установки; – Анализ способов модернизации комплексов буровой установки.
Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП, Кашук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель ООД ШБИП, Мезенцева Ирина Леонидовна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Анализ способов модернизации комплексов буровой установки	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б7В	Голубцов Андрей Александрович		

Школа: инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования: бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2022	1. Горно-геологические условия бурения скважины	10
27.03.2022	2. Технологическая часть проекта	40
10.04.2022	3. Современное состояние в области бурения на ОК	20
24.04.2022	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2022	5. Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Голубцов Андрей Александрович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Бурение нефтяных и газовых скважин
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Линейный график выполнения работ
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Сметный расчет стоимости выполняемых работ; сводный сметный расчет. Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Линейный календарный график выполнения работ

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Голубцов Андрей Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Голубцов Андрей Александрович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3660 метров на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации	Объект исследования: <u>проектные решения для строительства разведочной вертикальной скважины на нефтегазоконденсатном месторождении.</u> Область применения: <u>проект на строительство скважины.</u> Рабочая зона: <u>полевые условия.</u> Количество и наименование оборудования рабочей зоны: Роторная площадка: Ротор – 1 шт, Клиновой пневматический захват – 1 шт, Универсальный механический ключ – 2 шт, Автоматический ключ бурильщика – 1 шт, Пульт управления – 1 шт, Крюкоблок – 1 шт. Подсвечник – 2 шт. Вспомогательная лебёдка – 1 шт. Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: <u>механическое бурение, спуско-подъемные операции, крепление скважины.</u>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Нормативные документы, регламентирующие организацию трудового процесса на рабочем месте: – Федеральные законы и постановления правительства; – «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ); – Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.
2. Производственная безопасность при эксплуатации: – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов	Возможные опасные и вредные факторы при строительстве скважины: – Повышенный уровень общей и локальной вибрации; – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – Движущиеся части и механизмы; подвижные части производственного оборудования; – Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты; – Опасные и вредные производственные факторы,

	связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты: – виброобувь, вибрукавицы, виброгасящие коврики; – наушники, вкладыши; – вентиляция; – респираторы и противопыльные тканевые маски; – защитная каска, защитные очки, защитные сапоги.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	Воздействие на селитебную зону: <u>не оказывается в связи с географией работ.</u> Воздействие на литосферу: <u>отходы бурения (шлам), компоненты бурового раствора.</u> Воздействие на гидросферу: <u>отходы бурения (компоненты бурового раствора).</u> Воздействие на атмосферу: <u>выхлопные газы ДВС.</u>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	Возможные ЧС: <u>пожары, газоводонефтепроявления, открытое фонтанирование, взрывы на складе ГСМ, разрушение буровой, нападение диких животных.</u> – Наиболее типичная ЧС: <u>газонефтеводопроявление (ГНВП).</u>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент; Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Голубцов Андрей Александрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 108 страниц, 12 рисунков, 32 таблицы, 37 источников литературы и 4 приложения.

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

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 3660 метров на нефтегазоконденсатном месторождении.

Целью данной работы является – проектирование технологических решений для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3660 метров на нефтегазоконденсатном месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ способов модернизации комплексов буровой установки.
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).

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

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

- СНС – статическое напряжение сдвига;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- УБТ – утяжеленная бурильная труба;
- ТБТ – толстостенная бурильная труба;
- СБТ – стальная бурильная труба;
- ЦКОД – цементиловочный клапан обратный дроссельный;
- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- СКЦ – станция контроля цементирования;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- БУ – буровая установка
- СВП – силовой верхний привод;
- ЦА – цементиловочный агрегат.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)	16
1.3 Зоны возможных осложнений	16
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	18
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	18
2.2 Проектирование конструкции скважины	18
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	18
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	18
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	19
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	21
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	21
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	22
2.3 Проектирование процессов углубления скважины	22
2.3.1 Выбор способа бурения	22
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	23
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	24
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	25
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	26
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	27
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	28
2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов	31
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	35
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	38
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины	38
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	38
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	44

2.4.3	Расчет и обоснование параметров цементирование скважины.....	46
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	48
2.5	Выбор буровой установки	51
3	СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ»	52
3.1	Введение	52
3.2	Методы и цели модернизации.....	53
3.3	Обновление автоматизированной системы управления БУ «Уралмаш»	56
3.4	Перевод стационарной буровой установки на кустовое бурение	58
3.5	Монтаж верхнего силового привода	59
3.6	Заключение по разделу	61
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	62
4.1	Планирование исследовательских работ	63
4.1.1	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	63
4.1.2	Линейный календарный график выполнения работ.....	65
4.1.3	Сметная стоимость строительства скважины	66
4.2	Вывод по разделу.....	67
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	68
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	68
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	68
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	69
5.2	Производственная безопасность.....	70
5.2.1	Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	70
5.3	Экологическая безопасность	74
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	77
5.5	Вывод по разделу.....	78
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	79
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	81

Приложение А Горно-геологические условия бурения скважины.....	85
Приложение Б Технологическая часть проекта.....	90
Приложение В Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	97
Приложение Г Социальная ответственность	107

ВВЕДЕНИЕ

Разведочная скважина – это сложный технический объект, строительство которого невозможно без качественного проекта. При бурении такой скважины решаются вопросы исследовательского характера, такие как получение образца горных пород продуктивного пласта – отбор керна – и испытание продуктивного пласта с получением пробы пластового флюида. Таким образом, при проектировании необходимо соблюсти не только условия достижения проектного забоя и сохранения безопасности процесса бурения, но и необходимость проведения исследовательских работ.

Техническим заданием на выпускную квалификационную работу предусмотрено проектирование технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины. Согласно горно-геологическим условиям разрез скважины состоит из песков, глин, песчаников, алевролитов и аргиллитов. По твердости горные породы разреза относятся к мягко-средним и средним. По разрезу выделяются один нефтеносный пласт и четыре газоконденсатных пласта.

Цель выпускной квалификационной работы – разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3660 м на нефтегазоконденсатном месторождении с учетом данных горно-геологических условий.

Дополнительно в данной выпускной квалификационной работе разрабатывается специальный вопрос, посвященный анализу способов модернизации комплексов буровых установок. В настоящее время парк буровых установок в нашей стране устаревает, таким образом, для продления срока их эксплуатации и повышения безопасности работ, необходимо оснащать эти буровые установки современными технологиями.

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины. Коэффициенты кавернозности представлены в таблице 1.1 механические свойства горных пород представлены в таблице 1.2. механические свойства горных пород представлены в таблице 1.2. Градиенты давлений представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.1 – Коэффициенты кавернозности по интервалам

Интервал, м	Коэффициент кавернозности
0-930	1,40
930-2180	1,20
2180-2850	1,10
2850-3870	1,07

Таблица 1.2 – механические свойства горных пород по интервалам

Интервал, м	Категория пород по промысловой классификации	Абразивность
0-930	МС	3-8
930-1235	М	4
1235-1295	МС	3-7
1295-3870	С	3-7

Таблица 1.3 – Градиенты давлений по интервалам

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Градиент, МПа на м	
	от (верх)	до (низ)	Пластового давления	Гидроразрыва пород
1	2	3	4	5
Q	0	45	0,0100	0,0160
P _{3 at}	45	85	0,0100	0,0157
P _{2-3 yr}	85	170	0,0100	0,0163
P _{2 ll}	170	380	0,0100	0,0167
P _{1 tbs}	380	645	0,0100	0,0170
K _{2 gn}	645	930	0,0100	0,0160
K _{2 br}	930	1235	0,0100	0,0174
K _{2 kz}	1235	1295	0,0100	0,0180
K _{1-2 pk}	1295	2180	0,0100	0,0179

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3	4	5
K ₁ tn	2180	2850	0,0100	0,0176
K ₁ st	2850	3200	0,0100	0,0179
K ₁ st (БУ ₁₆₋₁₇)	3200	3400	0,0118	0,0187
K ₁ st	3400	3550	0,0100	0,0186
K ₁ st (ачимовская пачка)	3550	3870	0,0166	0,0198

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Нефтегазоность по разрезу скважины представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Нефтегазоность по разрезу скважины

Пласт	Интервал, м		Тип флюида	Плотность в пластовых условиях, кг/м ³ (для газа -относительная плотность по воздуху)	Свободный дебит, м ³ /сутки (для газа – тыс. м ³ /сутки)	Давление насыщения, МПа
	от	до				
K ₁ st (БУ ₁₆ ⁰)	3232	3252	г/к	0,620	-	-
K ₁ st (БУ ₁₆ ¹⁻²)	3262	3272	г/к	0,620	-	-
K ₁ st (БУ ₁₆ ¹⁻³)	3302	3317	нефть	0,703	-	-
K ₁ st (БУ ₁₇ ¹⁻¹)	3362	3412	г/к	0,620	-	-
K ₁ st (Ач ₅ ²⁻³)	3602	3622	г/к	0,620	-	-

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
1	2	3	4
K ₁ st (БУ ₁₆ ⁰)	3232	3252	Нефтегазоводопроявления
K ₁ st (БУ ₁₆ ¹⁻²)	3262	3272	Нефтегазоводопроявления
K ₁ st (БУ ₁₆ ¹⁻³)	3302	3317	Нефтегазоводопроявления
K ₁ st (БУ ₁₇ ¹⁻¹)	3362	3412	Нефтегазоводопроявления
K ₁ st (Ач ₅ ²⁻³)	3602	3622	Нефтегазоводопроявления
Q - P ₁ tbs	0	400	Обвалы. Прихват. Кавернообразование

Продолжение таблицы 1.5

1	2	3	4
$K_2 \text{ gn}$	645	930	Прихват, Поглощение, Кавернообразование
$\Phi_1 \text{ tbs} - K_2 \text{ gn} - K_2 \text{ br}$	400	1235	Поглощения бурового раствора
$K_{1-2} \text{ pk} - K_1 \text{ tn} - K_1 \text{ st} - K_1 \text{ st}$ (БУ ₁₆₋₁₇)	1295	3400	Поглощения бурового раствора
$K_1 \text{ st}$ (ачимовская пачка)	3550	3870	Поглощения бурового раствора

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Расчеты, приведенные в данном разделе выполнены на основании источников [1-3].

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По геологическому условию проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Проектирование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Согласно техническому заданию на проектирование проектируется закрытый тип забоя скважины.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 2.1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

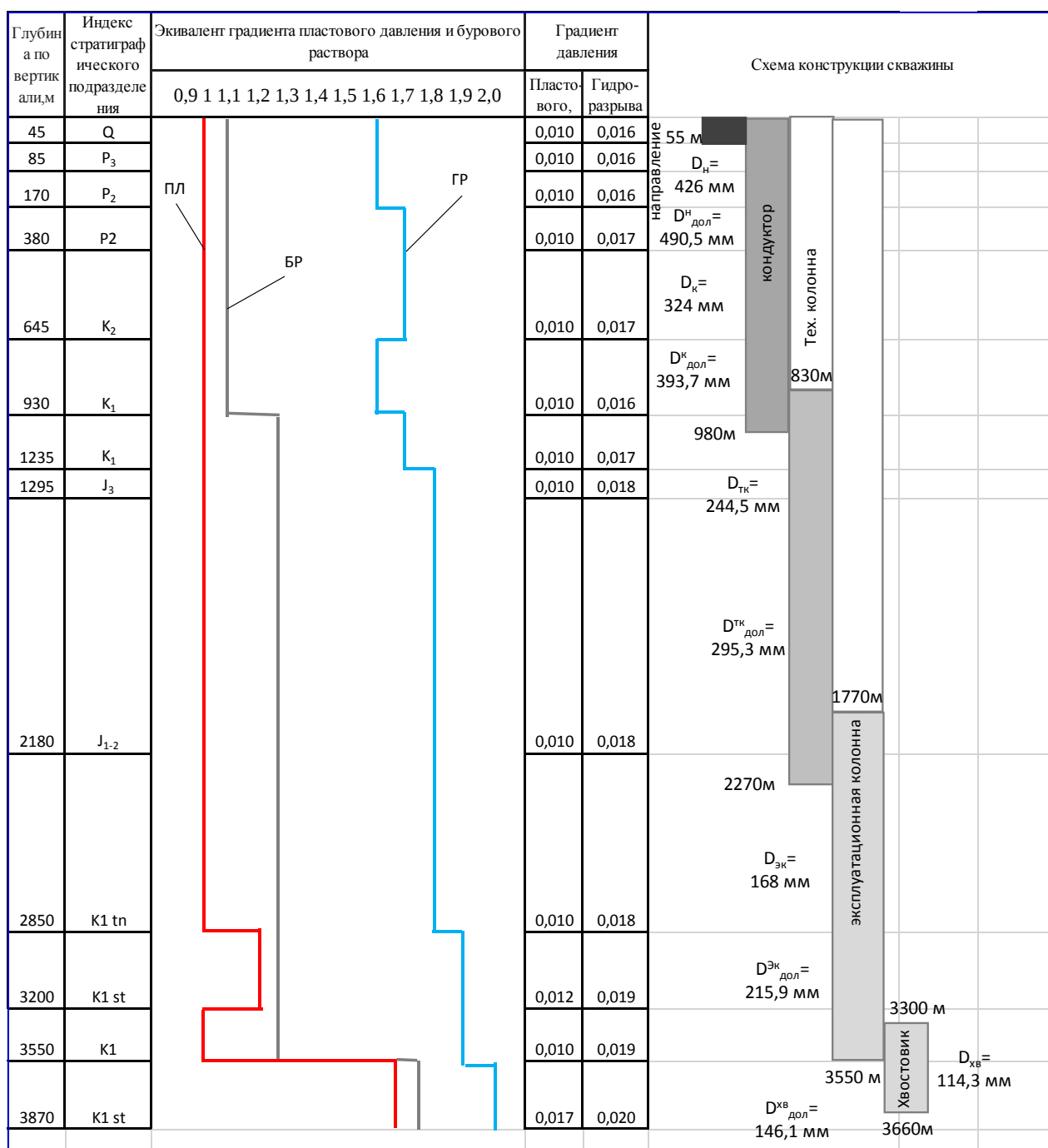


Рисунок 2.1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

2.2.3 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. Так как в моей скважине 45 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 55 м.

Т.к. в разрезе имеется 4 газовых и 1 нефтяной пласт, согласно расчётов, требуемая глубина спуска колонны для предотвращения гидроразрыва у башмака предыдущей колонны при вскрытии 4 газовых и 1 нефтяного продуктивного горизонта – 2270 м (таблица 2.1). Тогда запроектируем глубину спуска кондуктора на глубину 980 м для перекрытия поглощающих трещиноватых интервалов и интервалов нестабильных глин. Глубину спуска технической колонны, согласно ранее описанных причин, запроектируем на глубину 2270 м.

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора и эксплуатационной колонны

Имя пласта	К ₁ st (БУ ₁₆ ⁰)	К ₁ st (БУ ₁₆ ¹⁻²)	К ₁ st (БУ ₁₆ ¹⁻³)	К ₁ st (БУ ₁₇ ¹⁻¹)	К ₁ st (Ач ₅ ²⁻³)
Глубина кровли продуктивного пласта, м $L_{кр}$	3232	3262	3302	3362	3602
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,118	0,118	0,118	0,118	0,166
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{грн}$)	0,176	0,176	0,179	0,176	0,186
Плотность нефти, кг/м ³ (ρ_n)	-	-	0,703	-	-
Относительная плотность газа по воздуху, (γ =)	0,62	0,62	-	0,62	0,62
Расчетные значения					
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	381,4	384,9	389,6	396,7	597,9
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм ($P_{гр}$)	387,2	390,7	-	399,5	636,1
Значение параметра e^s	1,07	1,07	-	1,07	1,01
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	357,7	360,8	-	370,7	591,2
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{конд\ min}$)	2200	2220	1600	2270	3420
Требуемый запас	1,08	1,08	1,09	1,08	1,08
Принимаемая глубина, м	2270				

Самый глубокий газовый пласт имеет аномально высокое пластовое давление, минимальная плотность бурового раствора для вскрытия – 1743 кг/м³. Согласно расчётам, минимальная глубина спуска ЭК – 3420 м, но, в случае спуска ЭК на данную глубину в зоне АВПД мы оставим себе довольно узкий

коридор регулировки параметров бурового раствора. что может привести к ГНПВ или ГРП вышележащих пластов. Потому проектная глубина спуска ЭК – 3550 м.

Для перекрытия вскрытого с АВПЛ пласта спустим колонну хвостовик на глубину 3660 м (с учётом ЗУМППФа 40 м – 1 % на глубину скважины).

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 55м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 980 м.

Техническая колонная цементируется до глубины 830 м – с перекрытием на 150 м башмака предыдущей ОК (т.к. не планируется вскрытие продуктивных горизонтов).

Эксплуатационная колонна цементируется до глубины 1770 м – с перекрытием предыдущего башмака 500 м, т.к. скважина вскрывает 3 газовых пласта.

Хвостовик цементируем на всю длину до подвески хвостовика для предупреждения ГНВП – 3300-3660 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

С учётом того, что для бурения скважины с АВПД необходима дополнительная колонна, необходимо использование хвостовика. Диаметр хвостовика для разведочной скважины – 114,3 мм, диаметр долота – 146,1 мм.

Диаметр ЭК составляет 168,3 мм. Диаметр долота под бурение секции – 215,9 мм.

Диаметр технической колонны составляет 244,5 мм. Для данного диаметра технической колонны соответствует долото диаметром 295,3 мм.

Диаметр кондуктора составляет 323,9 мм, и диаметр долота 393,7 мм.

Диаметр колонны составляет 426 мм, а диаметр долота 490 мм.

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 57,96 МПа.

Следовательно, для бурения под ТК используем ПВО: ОП5-350/80х21, а для бурения под ЭК/хвостовик будем использовать: ОП9-280/80х70 ГОСТ 13862-90 (350 и 280 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 21 и 70 – рабочее давление, МПа).

Также выбирается колонная головка – ОКК2-70-324х245х168 К1 ХЛ. (обвязываются кондуктор, техническая и эксплуатационная колонна).

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Под интервал хвостовика выбирается роторный способ бурения в связи с высокой требуемой плотностью бурового раствора. Способы бурения по интервалам представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	55	Роторный
55	980	ВЗД
980	2270	ВЗД
2270	3550	ВЗД
3550	3660	Роторный
3232	3252	Роторный
3262	3272	Роторный
3302	3317	Роторный
3362	3412	Роторный
3602	3622	Роторный

2.3.2 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, техническую, эксплуатационную колонны и хвостовик, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Данные о типоразмерах используемых долот и калибраторов приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал		0-55	55-980	980-2270	2270-3550	3550-3660	3232-3252 3262-3272 3302-3317 3362-3412	3602-3622
Шифр долота		490,0 GRD311	БИТ 393,7 В 419 TCP	БИТ 295,3 ВТ 519 УМ	БИТ 215,9 В 516 У	БИТ 146 ВТ 613 Н	БИТ 215,9/100 В 613 ЕС	БИТ 146/80 В 613
Тип долота		Шарош.	PDC	PDC	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	215,9	146	215,9	146
Тип горных пород		МС	МС+М	М+МС+С	С	С	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 171	3 152	3 117	3 88	3 161	МК 119х4х1:16
	API	7 5/8	6 5/8	6 5/8	4 1/2	3 1/2	-	-
Длина, м		0,5	0,45	0,39	0,38	0,28	0,2	0,2
Масса, кг		275,7	150	110	75	24	33	17
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	10–25	5–12	2–10	2–10	2–10	2–5	2–5
	Максимальная	30	15	12	12	12	6	6
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	40–600	80–400	80–440	60–400	60–320	60–120	60–120
	Максимальная	600	400	440	400	400	120	120

Калибратор включается в компоновку низа бурильной 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.

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

Таблица 2.4 – Характеристики калибраторов по интервалам бурения

Интервал		0-55	55-980	980-2270	2270-3550	3550-3660
Шифр калибратора		КЛС 490 МС	КЛС 390 СТ	К 295 С	КП-215 СТ	КС-145,9 СТ
Тип калибратора		С спиральными лопастями	С спиральными лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями	С спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		490	390	295	215	145,9
Тип горных пород		МС	МС+М	М+МС+С	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	H171/M171	H171/M171	H152/M152	H117/M117	H88/M88
	API	-	-	-	-	-
Длина, м		1,67	1,46	0,9	0,4	0,35
Масса, кг		220	150	114	58	29

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал	0-55	55-980	980-2270	2270-3550	3550-3660	3232-3252 3262-3272 3302-3317 3362-3412	3602-3622
Исходные данные							
Диаметр долота, см (D_d)	49	39,37	29,53	21,59	14,6	21,59	14,6
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	30	15	12	12	12	6	6
Результаты проектирования							
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	24	12	9,6	9,6	9,6	4,8	4,8
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	8	8	9	9	7	4	2

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 8 тоннам, вследствие наличия мягко-средних пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

2.3.4 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 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал		0-55	55-980	980-2270	2270-3550	3550-3660	3232-3252 3262-3272 3302-3317 3362-3412	3602-3622
Исходные данные								
Скорость, м/с (V_d)		3	2	2	2	1,5	1	1
Диаметр долота (D_d)	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,146	0,2159	0,146
	мм	490	393,7	295,3	215,9	146	215,9	146
Результаты проектирования								
Частота вращения n_1 , об/мин		117	97	129	177	196	88	131
Статистическое значение частоты вращения n_{stat} , об/мин		40-60	100-160	100-180	140-200	60-80	20-40	20-40
Частота вращения $n_{проект}$, об/мин		60	100	130	180	80	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 (0-55 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин.

2.3.5 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. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал	0-55	55-980	980-2270	2270-3550	3550-3660	3232-3252 3262-3272 3302-3317 3362-3412	3602-3622
Исходные данные							
Диаметр долота, м (D_0)	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,146	0,2159	0,146
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)	0,65	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
Коэффициент кавернозности (K_k)	1,4	1,39	1,2	1,08	1,07	1,07	1,07
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,14	0,12	0,11	0,1	0,1	0,1
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	40	35	30	25	25	5	5
Диаметр бурильных труб, м ($d_{от}$)	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	0,0238	0,0159	0,0159	0,0111	0,0048	0,0056	0,0048
Число насадок (n)	3	6	5	5	6	6	6
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{клмин}$)	0,5	0,5	0,75	1	1	1	1
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	1,22	1,12	1,14	1,29	1,81	1,29	1,81
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ (ρ_n)	1,9	2,05	2,2	2,3	2,4	2,3	2,4
Результаты проектирования							
Расход, л/с, Q_1	123	61	27	11	5	11	5
Расход, л/с, Q_2	98	70	37	15	4	5	1
Расход, л/с, Q_3	88	55	42	24	4	24	4
Расход, л/с, Q_4	42	56	47	33	17	20	17
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	42-123	55-70	27-47	11-33	4-17	5-24	1-17
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	45	60	55	33	16	20	12

где Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с; Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с; Q_3 – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов, л/с; Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 45 л/с исходя из статистических данных для данного диаметра долот.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 60 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 55 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 33 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под хвостовик принимается 16 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервалов бурения 55-980 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240М.7/8.41 который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервалов бурения 980-2270 метров (интервал бурения под техническую колонну) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240М.7/8.41 который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 2270-3550 метров (интервал бурения под эксплуатационную колонну) проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-178М.6/7.62, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород.

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-55	55-980	980-2270	2270-3550	3550-3660	3232-3252 3262-3272 3302-3317 3362-3412	3602-3622
Исходные данные								
Диаметр долота (D _д)	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,146	0,2159	0,146
	мм	490	393,7	295,3	215,9	146	215,9	146
Нагрузка, кН (G _{ос})			78	88	88	69	39	20
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)			1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования								
Диаметр забойного двигателя, мм (D _{зд})		-	315	236	173	-	-	-
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м (M _р)		-	4022	3409	2528	-	-	-
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м (M _о)		-	197	148	108	-	-	-
Удельный момент долота, Н*м/кН (M _{уд})		-	49	37	27	-	-	-

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – 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
Д-240М.7/8.41	55-980	240	8,545	1886	30-50	84-144	13,0-16,0	90-191
	980-2270							
ДГР-178М.6/7.62	2270-3550	178	7,984	1074	25-35	156-210	9,6-11,8	115-193

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б1-Б10.

Табличное значение $Q_{\text{ТК}}$ для труб 127 мм группы прочности «Л» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 174 и 183 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$.

$$Q_{\text{тк-300}} = 174 \cdot 0,9 = 156,6 \text{ т}$$

$$Q_{\text{тк-400}} = 183 \cdot 0,9 = 164,7 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{156,6}{118,9} = 1,32 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{164,7}{118,9} = 1,38 > 1,15$$

Табличное значение $Q_{\text{ТК}}$ для труб 89 мм группы прочности «Л» с толщиной стенки 9,35 мм составляет 126 и 131 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$.

$$Q_{\text{тк-300}} = 126 \cdot 0,9 = 113,4 \text{ т}$$

$$Q_{\text{тк-400}} = 131 \cdot 0,9 = 117,9 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{113,4}{81,8} = 1,38 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{117,9}{81,8} = 1,44 > 1,15$$

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 2.10

Таблица 2.10 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

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	На выносимость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300)	в клиновом захвате (L=400)
бурение	0	55	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	16,8	0,525	8,725	1,95	>10	>10	>10
бурение	55	980	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	926	28,91	38,84	1,15	4,16	4,03	4,24
бурение	980	2270	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	2211	69,04	80,14	1,66	2,32	1,95	2,05
бурение	2270	3550	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	3485	108,81	118,75	1,88	1,64	1,32	1,38
бурение	3550	3660	ПК 89х9	89	Л	9,35	3-102	3555	74,94	81,63	2,40	1,87	1,39	1,44
отбор керна	3232	3252	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	3205	100,07	105,27	2,35	1,94	1,49	1,56
отбор керна	3262	3272	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	3225	100,70	105,90	2,34	1,93	1,48	1,56
отбор керна	3302	3317	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	3270	102,10	107,30	2,31	1,91	1,46	1,53
отбор керна	3362	3412	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	3365	105,07	110,27	2,25	1,86	1,42	1,49
отбор керна	3602	3622	ПК 89х9	89	Л	9,35	3-102	3581	75,49	77,53	2,39	1,96	1,46	1,52

2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов определяются по формуле:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{k * P_{\text{пл}}}{g * L}, \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]; \quad (2.1)$$

где L – глубина скважины по стволу, м; g – ускорение свободного падения, $9,81 \text{ м/с}^2$; k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при $L < 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,10$, при $L > 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,05$); $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать.

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов:

Направление, интервал 0-60 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,17 * 0,01 * 10^6}{9,81} = 1193 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Кондуктор, интервал 60-980 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,15 * 0,01 * 10^6}{9,81} = 1173 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Техническая колонна, интервал 980-2270 м:

$$\rho_{\text{бр}} \frac{1,1 * 0,1 * 10^6}{9,081} = 1122 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Эксплуатационная колонна, интервал 2270-3550 м:

$$\rho_{\text{бр}} \frac{1,06 * 0,0118 * 10^6}{9,81} = 1276 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Хвостовик, интервал 3550-3660 м:

$$\rho_{\text{бр}} \frac{1,055 \cdot 0,0166 \cdot 10^6}{9,81} = 1786 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

При бурении интервала под направление 0-60 м в четвертичных отложениях возможны осыпи и обвалы горных пород, прихваты, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, поглощение, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале, целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые 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. Компонентный состав представлен в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
Глина ПБМБ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50
Кальцинированная сода	Связывание ионов кальция и магния	1
Барит	Регулирование плотности	125,36
ФХЛС	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,193
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

Для бурения интервалов 60-980 м под кондуктор и 980-2270 под техническую колонну рекомендуется использовать полимер-глинистый буровой раствор на водной основе. Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин, в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород (кондуктор). Характеризуется высокой гидрофильностью и псевдо пластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига. Компонентный состав полимер-глинистого раствора представлен в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Компонентный полимер-глинистого раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок	12
Каустическая сода	1
ПАЦ ВТ	0,4
ПАВ	1
ПАЦ НТ	0,12
Лубрекс	5
Барит	125,36 (кондуктор), 54,87 (техн. колонна)

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,173 (кондуктор), 1,122 (техн. колонна)
Условная вязкость, с	45-70
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	4-8/6-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

В интервале бурения под эксплуатационную колонну и хвостовик так же присутствует наличие глин в разрезе, что неблагоприятно отразится на стволе

скважины при длительном времени бурения. Возможны осложнения в виде сужения ствола скважины, набухания, так же на данных интервале в зоне продуктивных пластов возможны поглощения бурового раствора и ГНВП. Данные проблемы решаются с использованием ингибирующего бурового раствора. Ингибирующие растворы предназначены для бурения скважин в глинистых и глинодержащих породах, теряющих устойчивость, и способных к диспергированию при взаимодействии с дисперсионной средой обычных буровых растворов на водной основе.

Состав ингибирующего раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну и хвостовик представлен в таблице 2.15. Технологические свойства базового неутяжеленного ингибирующего раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну и хвостовик представлены в таблице 2.16.

Таблица 2.15 – Компонентный состав ингибирующего раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Каустическая сода	1
Барит	234,06 (экс. колонна), 1174,98 (хвостовик)
ПАЦ ВТ	2
Пеногаситель	0,2
ПАЦ НТ	0,12
Лубрекс	4
DUO-VIS	35
POTASSIUM CHLORIDE	50

Таблица 2.16 – Технологические свойства ингибирующего раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,276 (экс. колонна), 1,786 (хвостовик)
Условная вязкость, с	30-50
Пластическая вязкость, сПз	10-20
ДНС, дПа	40-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-20/30-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	4-6
рН	9-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении в таблице Б.11.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении в таблице Б.12.

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин.

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 таблицах 2.17, 2.18, 2.19.

Таблица 2.17 – 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 см2 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	55	БУРЕНИЕ	0,190	0,025	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	90,2	274,5
Под кондуктор									
55	980	БУРЕНИЕ	0,469	0,051	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	12	92,2	368,1
Под техническую колонну									
980	2270	БУРЕНИЕ	0,787	0,080	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	13	82,5	246,3
Под эксплуатационную колонну									
2270	3550	БУРЕНИЕ	1,200	0,090	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	10	84,3	177,4
3232	3252	ОТБОР КЕРНА	0,730	0,055	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	87,3	115,7
3262	3272	ОТБОР КЕРНА	0,730	0,055	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	87,3	115,7
3302	3317	ОТБОР КЕРНА	0,730	0,055	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	87,3	115,7
3362	3412	ОТБОР КЕРНА	0,730	0,055	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	87,3	115,7
Под хвостовик									
3550	3660	БУРЕНИЕ	1,435	0,100	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	72,8	93,8
3602	3622	ОТБОР КЕРНА	1,052	0,074	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	72,6	68,6

Таблица 2.18 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Кол-во	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэф. наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	55	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	95	180	231,8	1	65	23,92	47,84
55	980	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	95	180	231,8	1	85	31,28	62,56
980	2270	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	95	160	290,7	1	95	27,36	54,72
2270	3550	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	95	160	290,7	1	115	33,12	33,12
3550	3660	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	95	140	387,6	1	75	16,8	16,8
3232	3252	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-1180	1	95	160	290,7	1	70	20,16	20,16
3262	3272	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-1180	1	95	160	290,7	1	70	20,16	20,16
3302	3317	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-1180	1	95	160	290,7	1	70	20,16	20,16
3362	3412	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-1180	1	95	160	290,7	1	70	20,16	20,16
3602	3622	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-1180	1	95	140	387,6	1	55	12,32	12,32

Таблица 2.19 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см2	Потери давления (в кгс/см2) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	55	БУРЕНИЕ	76,4	57,4	0	9,0	0,0	10
55	980	БУРЕНИЕ	221,4	58,8	75,0	76,4	1,2	10
980	2270	БУРЕНИЕ	256,4	45,0	75,0	121,1	5,2	10
2270	3550	БУРЕНИЕ	246,6	53,6	88,0	77,9	17,0	10
3550	3660	БУРЕНИЕ	368,1	55,8	0	256,8	50,4	5,1
3232	3252	ОТБОР КЕРНА	101,2	57,4	0	24,8	13,7	5,3
3262	3272	ОТБОР КЕРНА	101,4	57,4	0	25,0	13,8	5,3
3302	3317	ОТБОР КЕРНА	102,0	57,4	0	25,3	14,0	5,3
3362	3412	ОТБОР КЕРНА	103,1	57,4	0	26,0	14,4	5,3
3602	3622	ОТБОР КЕРНА	218,5	55,6	0	123,4	36,8	2,8

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Для отбора керна планируется использовать бурголовку с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна.

В таблице 2.20 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 2.20 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип кernoотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
3232-3252	СК-178/100 «ВОСТОК» 3/6	2-5	20-40	15-20
3262-3272				
3302-3317				
3362-3412				
3602-3622	СКИ-127/80	1-3	20-40	10-12

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости ρ_{prod} , кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1500	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1900
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	703	Глубина скважины, м	3660
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	1770	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	400
Высота цементного стакана h_{cm} , м	20	Динамический уровень скважины h_{∂} , м	2367

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 три таких случая:

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

На рисунках 2.2-2.5 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для хвостовика, эксплуатационной колонны, технической колонны и кондуктора соответственно.

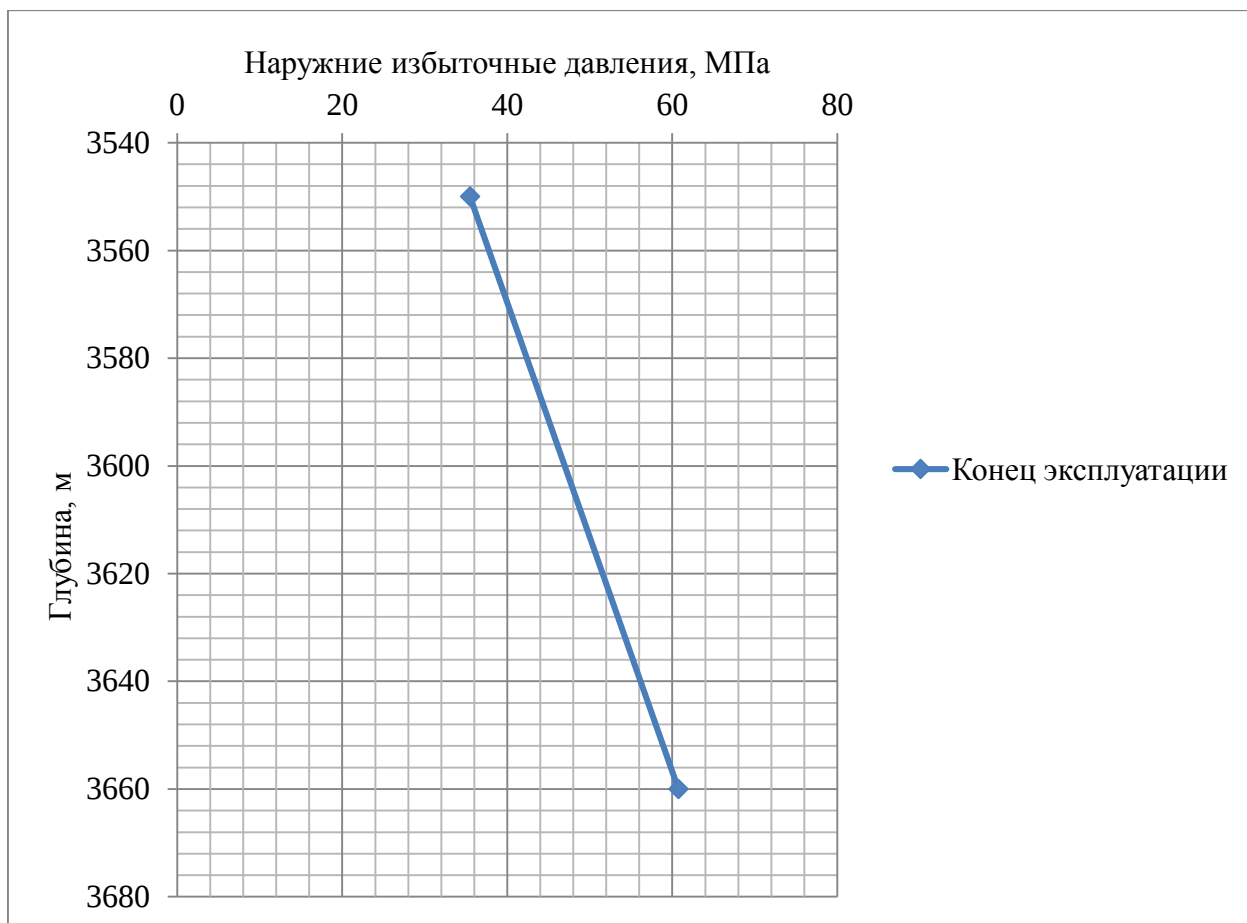


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений хвостовика

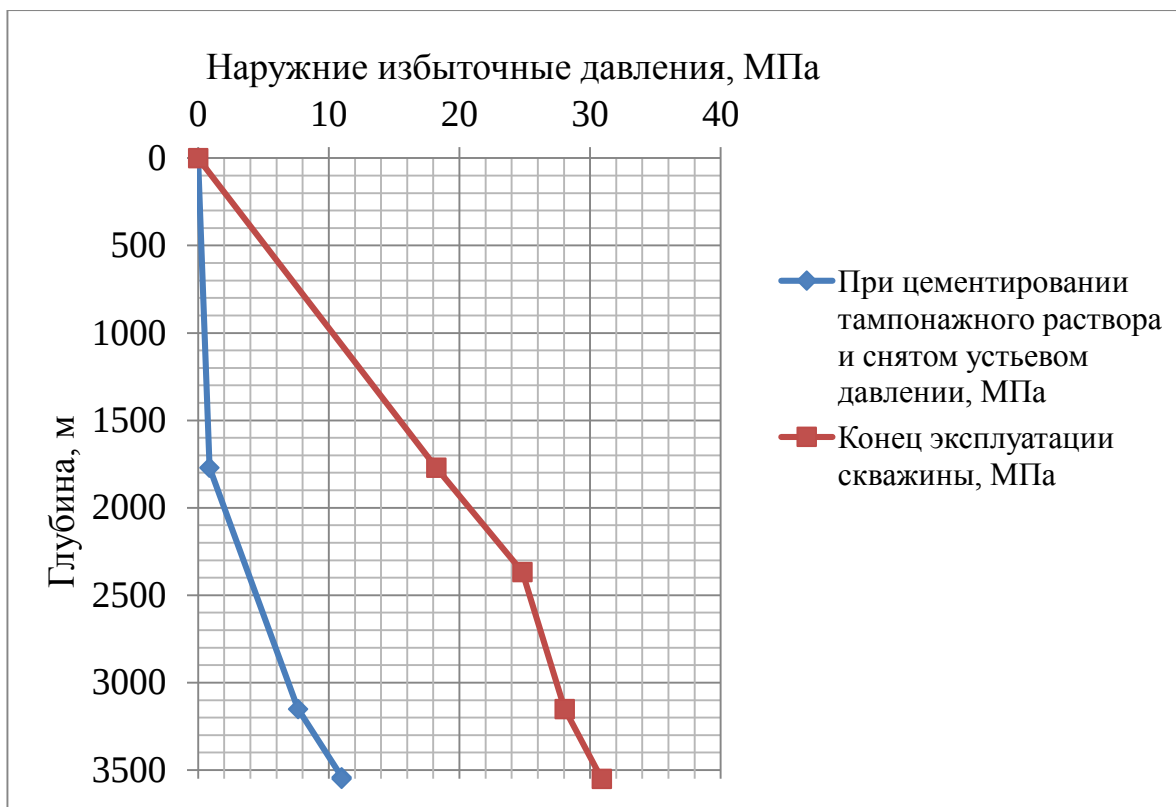


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

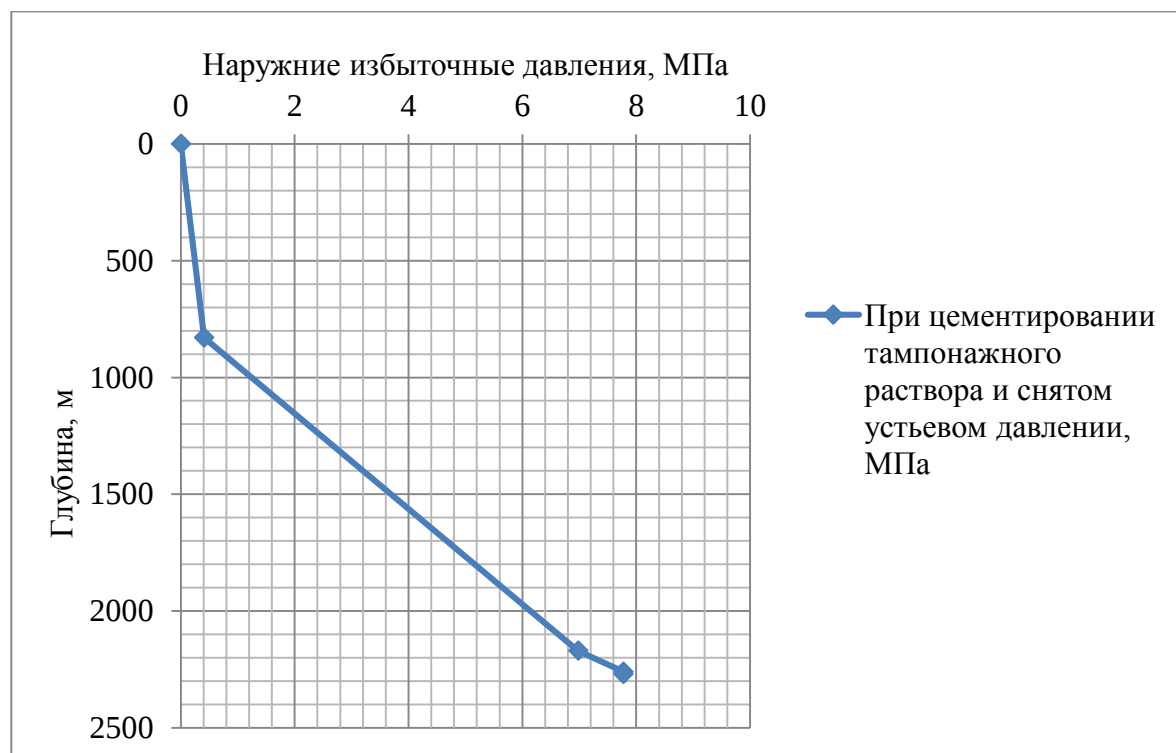


Рисунок 2.4 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

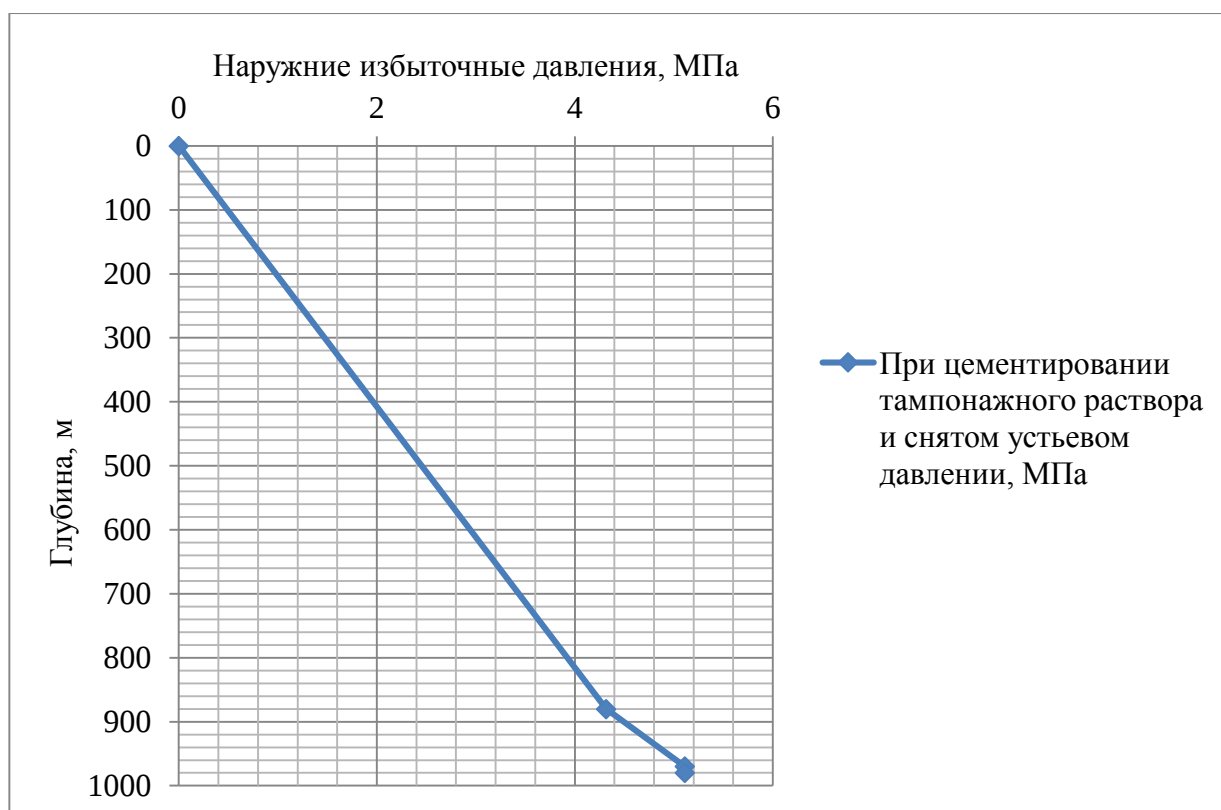


Рисунок 2.5 – Эюра наружных избыточных давлений кондуктора

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:

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

На рисунках 2.6-2.9 представлены эюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для хвостовика, эксплуатационной колонны, технической колонны и кондуктора соответственно.

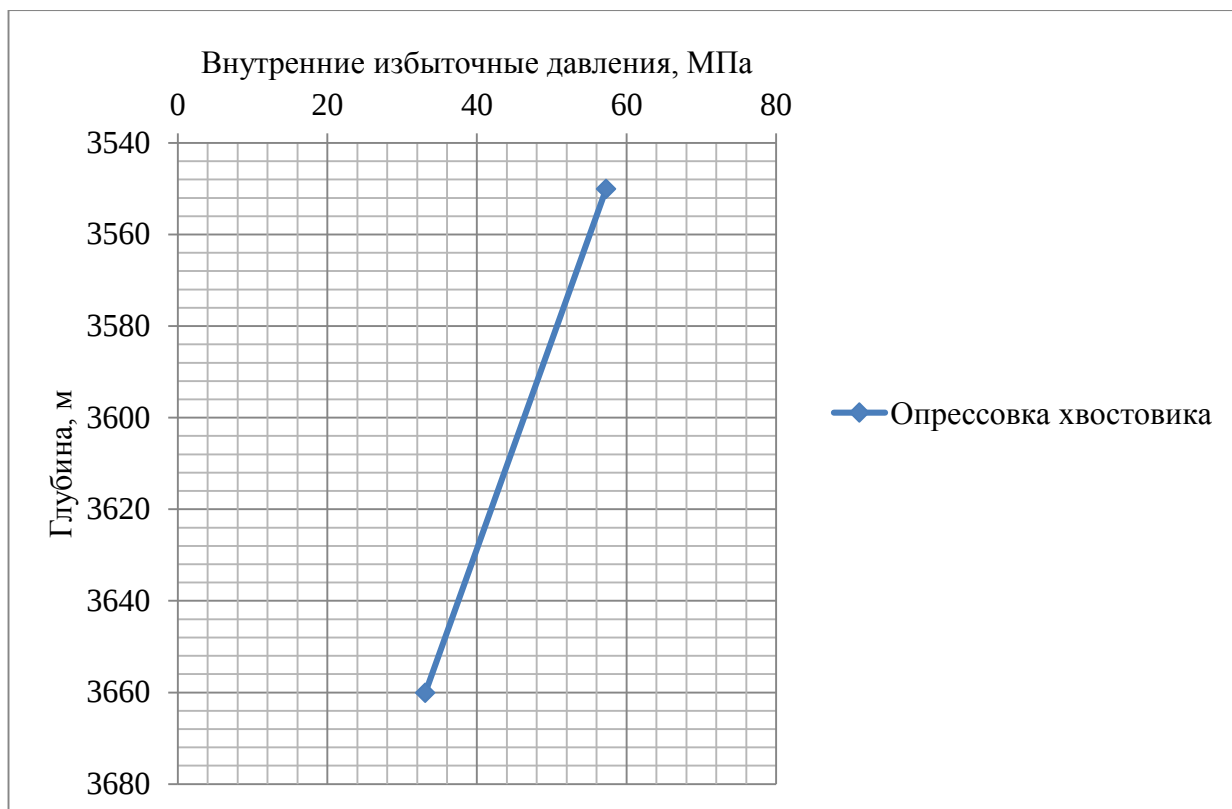


Рисунок 2.6 – Эпюра внутренних избыточных давлений хвостовика

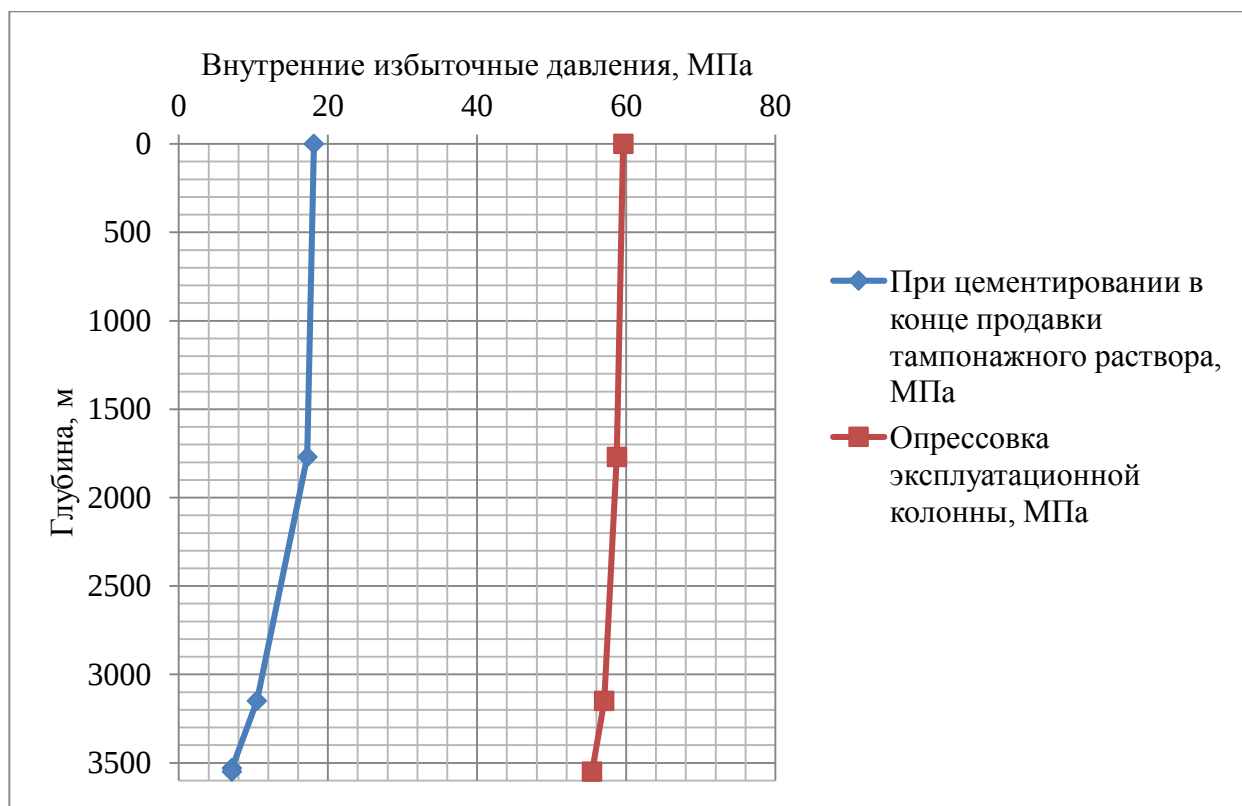


Рисунок 2.7 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

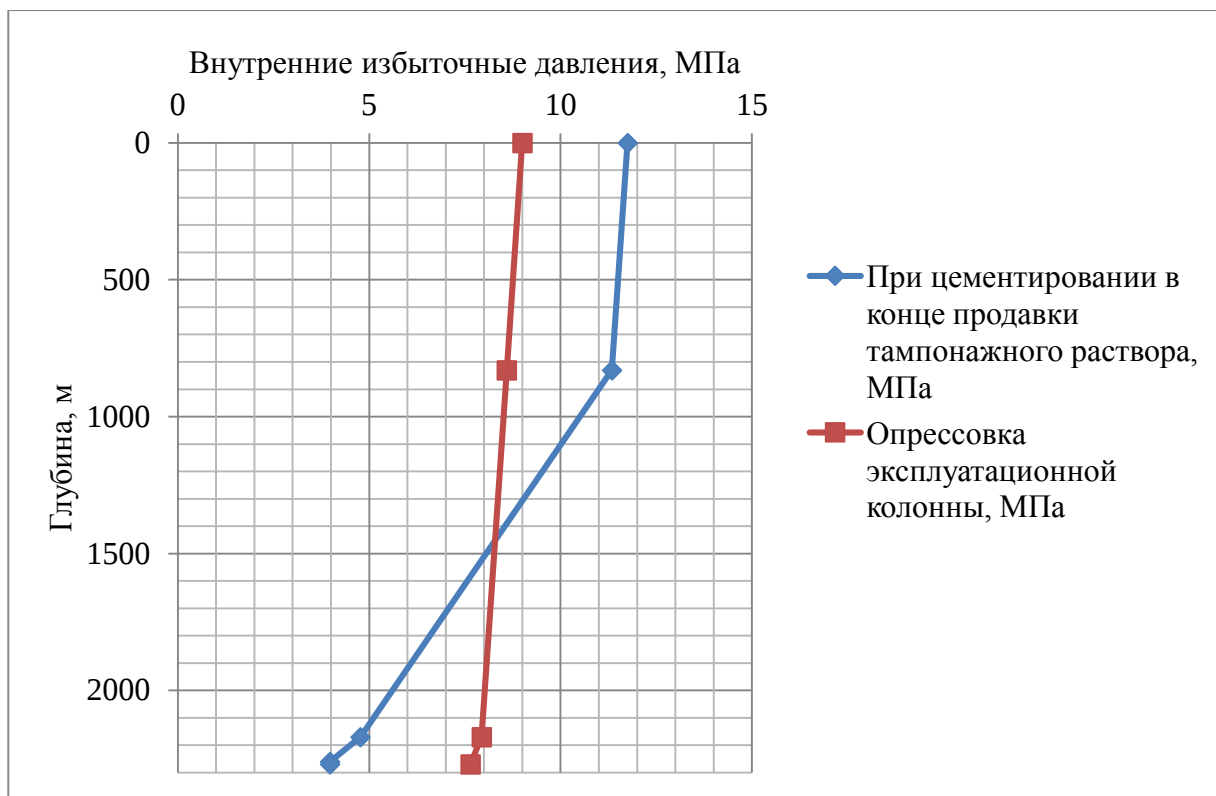


Рисунок 2.8 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны

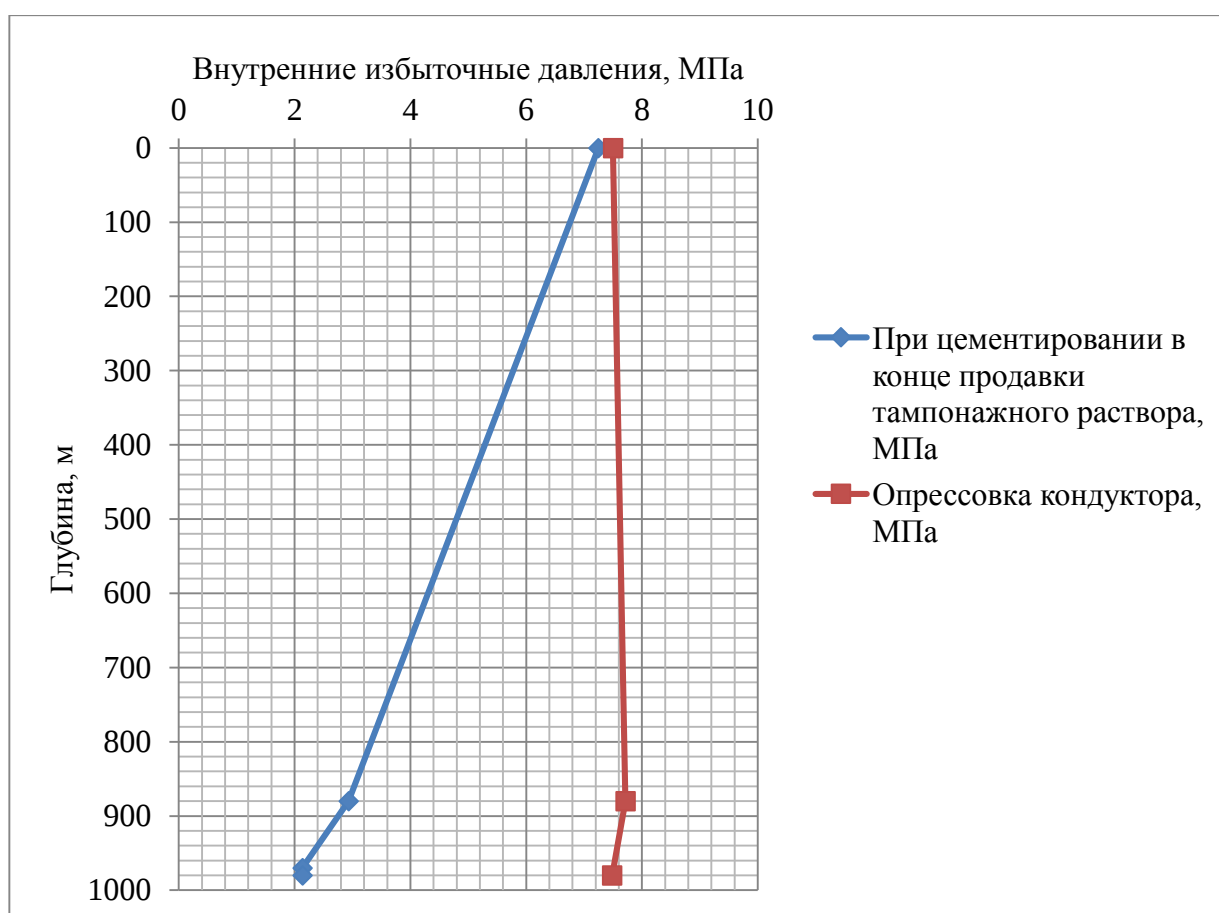


Рисунок 2.9 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Характеристика обсадных колонн

№ Секции	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Масса, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	Секции	Сумм	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	Треугольная	Д	10	55	106,4 2	5853,2	5853,2	0-55
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	980	68,5	67131, 5	67131	0-980
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	2270	48,1	109219	10921 9	0-2270
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Е	12,1	368	47,5	17480	17480	0-3182
2	ОТТГ	Л	10,6	3182	42,3	134610	15209 1	3182-3550
Хвостовик								
1	ОТТМ	Л	8,60	360	22,6	8146,8	8146,8	3300-3660

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементировки эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, Дусл	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Хвостовик, 114,3 мм	ПХГМЦ 114/ 168-102 («ЗЭРС», подвеска хвостовика)	3300	3300	1	1
	БКМ-114 («Уралнефтемаш»)	3660	3660	1	1
	ЦКОД-114 («Уралнефтемаш»)	3650	3650	1	1
	ЦПЦ-114/146 («НефтьКам»)	3300	3310	2	13
		3310	3500	5	
		3602	3622	3	
		3622	3650	1	
		3650	3660	2	

Продолжение таблицы 2.23

1	2	3	4	5	6
Хвостовик, 114,3 мм	ЦТ-114/146 («НефтьКам»)	3592	3632	5	5
	ПРП-Ц-Н-114 («Уралнефтемаш»)	3300	3300	1	1
	ПРП-Ц-В-114 («Уралнефтемаш»)	3650	3650	1	1
Эксплуатационная, 168 мм	БКМ-168 («Уралнефтемаш»)	3550	3550	1	1
	ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	3540	3540	1	1
	ЦПЦ-168/215,9 («НефтьКам»)	0	2220	50	95
		2220	2320	11	
		2320	3540	32	
		3540	3550	2	
	ЦТ-168/215,9 («НефтьКам»)	3302	3317	3	15
		3232	3252	3	
		3362	3412	6	
		3602	3622	3	
	ПРП-Ц-В-168 («Уралнефтемаш»)	3540	3540	33	1
	ПРП-Ц-Н-168 («Уралнефтемаш»)	3540	3540	1	1
Технической колонны, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	2270	2270	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	2260	2260	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	920	23	66
		920	1070	11	
		1070	2260	30	
		2265	2270	2	
	ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	2260	2260	1	1
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	980	980	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	970	970	1	1
	ЦПЦ-324/393,7 («НефтьКам»)	0	100	10	34
		100	960	22	
		965	970	2	
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	970	970	1	1
Направление, 426 мм	БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	55	55	1	1
	ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	45	45	1	1
	ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	0	55	5	5
	ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	45	45	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (2.2)$$

Поскольку $50,61 \leq 62,73$ условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень.

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.24.

Таблица 2.24 – 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	5,23	1,05	1050	1,1	МБП-СМ	73,5
		4,18		4,2	МБП-МВ	62,7
Продавочная жидкость	61,51		1000	61,51	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	30,97		1500	25,84	ПЦТ - II - Об (4-6) - 100	23 922
					НТФ	12,7
Нормальной плотности тампонажный раствор	7,09		1900	4,86	ПЦТ-II-100	9 379
					НТФ	2,91

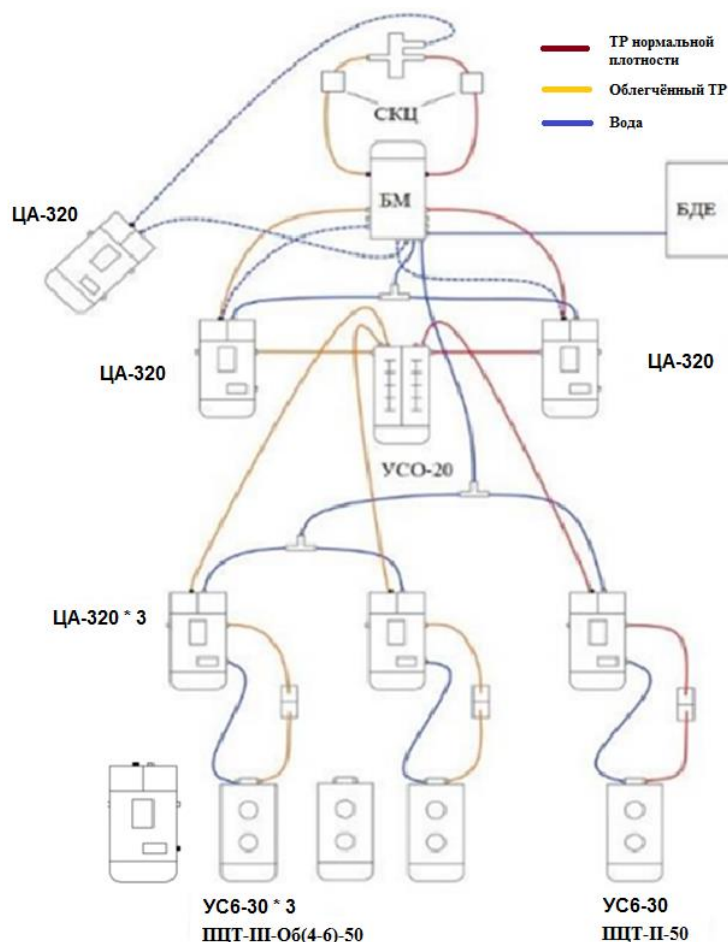
Необходимое число цементосмесительных машин рассчитывается исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m_2 = G_{сyx} / G_{б}, \quad (2.3)$$

где $G_{сyx}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т.; $G_{б}$ – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно. Причем в случае превышения массы цемента над грузоподъемностью бункера менее, чем на 3 тонны, можно не увеличивать число цементосмесительных машин, а производить досыпку цемента в момент приготовления. Облегченный тампонажный раствор: $m_2 = 23,92 / 10 = 2,39 - 3$ УС 6-30. Тампонажный раствор нормальной плотности: $m_2 = 9,379 / 13 = 72 - 1$ УС 6-30.

На рисунке 2.10 представлена схема расположения оборудования при цементировании.



СКЦ – станция контроля цементирования, БДЕ – блок дополнительных емкостей, ЦА-320 – цементировочный агрегат, УС 6-30 – цементосмесительная машина, УСО-20 – установка смесительная осреднительная

Рисунок 2.10 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники с применением цементосмесительных установок и гидроворонки

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения 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.

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

Для глушения скважины, в качестве утяжелителя будем использовать барит.

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

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = 1776,8, \text{ кг/м}^3, \quad (2.4)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым; давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{\text{пл}}$ на глубине 0–1200 м 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:

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внхв} + V_{внэк.}) = 2 * 0,785(0,0971^2 * 360 + 3300 * 0,1471^2) = 2 * 0,785 * (3,39 + 71,4) = 117,42 \text{ м}^3 \quad (2.5)$$

где $V_{внхв}$ – внутренний объем хвостовика, м^3 , $V_{внэк.}$ – внутренний объем ЭК, м^3 .

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 более 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на НКТ.

Вид перфорации указан в таблице 2.25.

Таблица 2.25 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
20	НКТ	Кумулятивная	ПКО 73-АТ (Производство БВТ)	10 (20)*	-

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 кабеле ИПВ-80 («Башнефтегеофизика» АО).

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 АФ6-80/65х70.

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

В таблице 2.26 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 2.26 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ – 3Д-86			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	118,94	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$192 > 118,94$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	152,09	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$288 > 152,09$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{нр}$)	154,6	$[G_{кр}] / Q_{нр} \geq 1$	$320/154,6 = 2,07 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	320		

3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «АНАЛИЗ СПОСОБОВ МОДЕРНИЗАЦИИ КОМПЛЕКСОВ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ»

3.1 Введение

На текущий момент одной из важнейших проблем среди стоящих перед буровыми компаниями является износ бурового оборудования. Совокупность внешних экономических и внутренних управленческих факторов привела к тому, что российскими компаниями сейчас эксплуатируется огромное количество морально устаревших буровых установок. Согласно статистике, доля установок старше 20 лет составляет около 62% от числа всех установок.

Подобная ситуация возникла из-за неэффективности менеджмента компаниями, занимающимися нефте- и газодобычей, в конце 20 века, на фоне политических и экономических потрясений. Именно тогда, в 1990-х годах, производители буровых установок различного типа резко сократили объемы производства. Так, объем поставок «Уралмашзавода», с 243 единиц бурового оборудования в 1991-м году, уже через 3 года сократился до 10. Уменьшение количества госзаказов и падение объемов производства привели к производственной и кадровой деградации, технические парки компаний в отрасли перестали обновляться, что привело к дополнительной нагрузке на оставшееся в эксплуатации оборудование. Все эти проблемы приводили к резкому росту аварий, чрезвычайных ситуаций и несчастных случаев.

Это вынудило российские власти в срочном порядке принять законодательный акт ФЗ – 116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», главной особенностью которого было введение обязательной экспертизы промышленной безопасности (ЭПБ), а также регламента продления эксплуатации такого оборудования, в зависимости от фактического состояния. Таким образом, закон позволял увеличить срок работы оборудования сверх его норматива, который для бурового оборудования составляет 25 лет. Но даже тогда экспертиза показывает, что 40% установок находится в удовлетворительном состоянии и фактический износ может

увеличить срок эксплуатации в два и более раз, значит, в этот срок возможна модернизация и замена устаревших компонентов.

Оптимальным способом снижения расходов и повышения эффективности бурения является модернизация парка буровых установок. Модернизация создает связи между старым и новым буровым оборудованием, благодаря чему компания может сократить расходы на покупку новых установок без изменения объемов обновления парка. В таком случае одновременная закупка новых установок и модернизация старых позволяет сократить средний возраст оборудования и снизить общие затраты.

Помимо описанного способа снижения расходов на модернизацию оборудования, существует еще один эффективный способ повышения экономической эффективности и конкурентоспособности предприятия – оптимизация энергопотребления. Наилучший результат достигается путем применения комплексного подхода, который включает в себя как обновление и модернизация парка, так и проведение мероприятий, направленных на энергоэффективность.

3.2 Методы и цели модернизации

Модернизация комплексов буровых установок, предлагаемая различными компаниями на рынке, позволяет продлить срок безопасной эксплуатации оборудования, улучшить условия работы буровой бригады, увеличить грузоподъемность буровой установки и скорость проходки скважины, оснастить установку современным оборудованием, в том числе обеспечить возможность применения силового верхнего привода и бурения кустовым способом, что в совокупности приводит к общему росту производительности и эффективности труда. В настоящее время наиболее широкое распространение получили следующие варианты модернизации [4]:

1. Замена только устаревшей вышки и основания буровой установки. Как правило, для полной совместимости приобретают оборудование, аналогичное старому. В этом случае происходит существенная экономия средств

на модернизацию бурового оборудования. Результат: дополнительный срок службы буровой установки, сокращение затрат на обновление парка и экономия до 40% по сравнению с покупкой новой установки.

2. Капитальная модернизация оборудования (до 80% от имеющихся компонентов). Ограниченная замена вышки и основания не всегда эффективно решает поставленные перед производством задачи. Зачастую после такой модернизации производительность оборудования, его энергоэффективность и безопасность не соответствует плановым и нормативным требованиям. В таком

3. Перевод стационарной буровой установки на кустовое бурение. Установка стационарных установок на рельсы позволяет сделать оборудование мобильнее, удобнее и дешевле в эксплуатации. Подобные установки легко перемещаются с места на место, от 2 часов до 2 суток в зависимости от конструкции. Способ подходит крупным буровым и сервисным компаниям с гарантированными объемами работ.

Комплексная модернизация бурового оборудования может преследовать различные цели, которые условно можно разделить на три категории [5]:

1. Приведение бурового оборудования к состоянию эксплуатации в соответствии с правилами промышленной безопасности:

1.1. Установка блокировок привода лебедки и ротора.

1.2. Использование блокирующего устройства для отключения привода бурового насоса при превышении давления в нагнетательном трубопроводе.

1.3. Установка эвакуатора верхового рабочего для чрезвычайных ситуаций.

1.4. Внедрение системы приточно-вытяжной вентиляции закрытых помещений для обеспечения пожарной безопасности.

1.5. Установка освещения буровой установки для соответствия требованиям промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

2. Улучшение условий труда буровой бригады

2.1. Установка сэндвич-панелей взамен старых укрытий буровой установки для утепления внутреннего помещения.

2.2. Установка кабины бурильщика с современными средствами малой механизации для повышения комфорта при постоянной работе на одном месте и предотвращения переохлаждения.

2.3. Платформа верхового рабочего с обогреваемой комнатой отдыха.

2.4. Использование механизма подачи ведущей трубы в шурф;

2.5. Отделение различных по взрывоопасности зон перегородками с переходными тамбурами;

2.6. Установка стола ротора заподлицо с полом буровой установки за счет использования фальшпола.

3. Повышение технических возможностей буровой установки

3.1. Замена рельсового основания, что дает возможность в короткие сроки перемещать буровую установку по кустовой площадке.

3.2. Внедрение использования современных цепей управления и приводов, для повышения надежности оборудования в целом.

3.3. Замена нерегулируемого электропривода лебедки и буровых насосов на частотно-регулируемый привод переменного тока.

3.4. Адаптация модернизированного ВЛБ к современному насосно-силовому оборудованию и системам циркуляции бурового раствора.

3.5. Оборудование буровой установки механизмом подведения превентора к устью скважины.

3.6. Установка сдвоенного стояка манифольда выполненный с использованием быстроразъемных соединений.

3.7. Замена буровых насосов на более современные модификации.

3.8. Возможность применения СВП для механизации спуско-подъемных операций на буровой установке.

3.9. Монтаж системы видеонаблюдения и громкой связи для возможности удаленного контроля

3.3 Обновление автоматизированной системы управления БУ «Уралмаш»

Буровые установки БУ 2900/200, с тиристорным приводом основных механизмов, в блочно-модульном исполнении, предназначены для кустового бурения нефтяных и газовых скважин турбинным и роторным способами в электрифицированных и неэлектрифицированных районах. Буровые установки находятся в эксплуатации более 15 лет. Основная элементная база, на которой выполнена система управления, и рабочие программы нуждаются в полной замене [6].

Стандартная АСУ привода буровой лебедки и ротора выполнено на базе технических средств производства ОАО «Электропривод», г. Москва. К используемой аппаратной и программной реализации можно отнести следующие недостатки:

- использование элементной базы мелкосерийного производства и недоступность ЗИПа и комплектующих;
- высокая частота отказов системы вследствие низкой надежности модулей контроллера;
- отсутствие удобного графического интерфейса для работы с программой (усложняется восстановление программы при потере данных и корректировка пользовательских параметров при эксплуатации);
- отсутствие визуализации данных процесса в графическом виде (усложняется восприятие информации о ходе процесса оператором (бурильщиком);
- увеличение времени диагностики и поисков неисправностей оборудования) и др.

В ходе модернизации на буровой устанавливаются электрические шкафы подключения, шкаф для микропроцессорного контроллера, трансформатор, комплект датчиков и конечных выключателей ВЛБ, комплект контрольных и силовых кабелей приводов, вспомогательного оборудования и средств

измерений, а также система контроля параметров бурения ДЭЛ-150 (рисунок 3.1).



Рисунок 3.1 – Базовая комплектация динамометра электронного ДЭЛ-150

СКПБ ДЭЛ-150 предназначена для контроля параметров технологических операций при проведении всех видов буровых работ, капитального и подземного ремонта скважин, геологоразведочного бурения в нефтяной и газовой промышленности в районах с умеренным и холодным климатом на буровых и ремонтных установках всех типов. В ДЭЛ-150 применен модульный принцип построения архитектуры. Варианты комплектации отличаются друг от друга количеством и составом устройств, длиной кабелей связи.

В состав базовой комплектации динамометра электронного ДЭЛ-150 входят:

- модуль управления со съемным модулем памяти и модемом GSM;
- датчик нагрузки на канате;
- модуль индикации цифровой или стрелочно-цифровой;
- блок питания с кабелем, или кабель питания;
- устройство звуковой сигнализации (сирена);
- пульт выносной (кнопочная станция);

- дополнительные датчики: преобразователи давления; датчик крутящего момента; датчик скорости; датчик температуры окружающей среды или жидкости; датчики плотности бурового раствора; индикаторы выхода бурового раствора; уровнемеры ультразвуковые;
- устройства отображения: цифровые и стрелочные модули индикации; панельный промышленный компьютер;
- устройства расширения: модули коммутации; комплект беспроводной связи модуля управления с персональным компьютером или модулем коммутации; WI-FI-мост для подключения к сети Ethernet.

3.4 Перевод стационарной буровой установки на кустовое бурение

Под кустовым бурением понимается способ, при котором устья скважин группируются на общей площадке, а конечные забои находятся в точках, соответствующих проектам разработки месторождения [7].

К преимуществам кустового бурения скважин относится значительное сокращение строительно-монтажных работ в бурении; уменьшение объема строительства дорог, линий электропередачи, водопроводов; значительное сокращение земельных площадок; оптимизация руководства буровыми работами и обслуживание эксплуатационных скважин. Наиболее эффективно вести кустовое бурение на шельфовых месторождениях, в горной, лесной и болотистой местностях, где строительство промысловых сооружений, дорог и коммуникаций затруднены и требуют больших капиталовложений.

Для перевода стационарной буровой установки в разряд эшелонных под основание установки монтируются рельсовые тумбы и колесные пары с гидравлическими двигателями, для возможности переезда по направляющим. Также возможно изготовление модульных буровых установок шагающего типа (рисунок 3.2). Эта буровая установка двигается за счет применения специальной гидравлической шагающей системы, что, в отличие от систем, где используются направляющие, дает возможность установке перемещаться не только прямолинейно, но и в сторону, а также вокруг своей оси.



Рисунок 3.2 – Шагающая система перемещения буровой установки

Шагающая система перемещения совместима с большим количеством БУ и может быть адаптирована как под уже работающие, так и под новые установки. Она состоит из четырёх модулей, крепящихся непосредственно на основание ВЛБ. Гидроцилиндры системы подъёма и движения пошагово перемещают установку со всем буровым оборудованием и полным подсвечником) в нужное место. Система управляется с дистанционного пульта и может запитываться от уже установленной гидростанции. Система перемещения буровой установки компании «Бентек» отвечает требованиям последних европейских и международных стандартов и обеспечивает высочайший уровень безопасности.

3.5 Монтаж верхнего силового привода

Силовой привод буровой установки - это комплекс передач и механизмов, осуществляющих преобразование электрической энергии или энергии топлива в механическую и обеспечивающих управление механической энергией. Силовой привод буровой установки благодаря своей расширенной сфере применения способен выполнять целый ряд первоочередных функций и технологических операций. В первую очередь устройство способствует непрерывному вращению бурильной колонны в ходе процесса бурения скважин. Кроме того, система может применяться при проведении проработок и расширении диаметра ствола скважины. Основными элементами силового привода являются двигатели,

передаточные механизмы от двигателя к исполнительному механизму и устройства системы управления [8].

Система верхнего привода обеспечивает выполнения следующих операций:

- вращение бурильной колонны при бурении, пророботке и расширении ствола скважины;
- свинчивание, докрепление бурильных труб;
- проведение спуско-подъемных операций с бурильными трубами, в том числе наращивание бурильной колонны свечами и однотрубками;
- проведение операций по спуску обсадных колонн;
- проворачивание бурильной колонны при бурении забойным двигателем;
- промывку скважин и проворачивание бурильной колонны при СПО;
- расхаживание бурильных колонн и промывку скважины при ликвидации аварий и осложнений.

Монтаж силового верхнего привода включает себя установку направляющей рельсы на вышко-лебедочном блоке, и непосредственно монтаж самого устройства. Процесс монтажа выполняется на этапе вышкомонтажных работ под руководством специалиста-механика. СВП – это по-настоящему инновационное устройство, весь потенциал которого раскрывается при использовании с автоматизированной системой управления (АСУ), в состав которой входит частотное управление двигателями. Габариты тяжелых и сверхтяжелых буровых обуславливают необходимость изготовления их в блочном исполнении. Целью этого является как простота транспортировки, так и легкость монтажа на новом месте. Структурно комплекс управления системой верхнего привода отделен от остальной конструкции и реализуется в форме вандалоустойчивого утепленного контейнера, внутри которого размещается необходимый набор оборудования.

3.6 Заключение по разделу

Проведенный анализ позволил раскрыть суть проблемы и острой необходимости постоянной модернизации парка бурового оборудования. Данная потребность возникает не только из-за требования федеральных законов к эксплуатации опасных промышленных объектов, но и из-за потребности с минимальными капиталовложениями наращивать эффективность процесса. Так, начиная с оборудования кабины бурильщика и заканчивая системами удаленного контроля процесса бурения, все усилия должны быть направлены на увеличение запаса оборудования по мощности, повышение отказоустойчивости и безопасности при эксплуатации, а также повышение производительности труда.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В современных условиях хозяйствования возрастают требования к экономической подготовке инженерно-технических кадров. Одним из путей улучшения экономической подготовки инженеров является выполнение на должном теоретическом и практическом уровне раздела ВКР: «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- произвести расчет нормативной продолжительности выполнения работ согласно теме ВКР и представить календарный график выполнения работ;
- представить сметную стоимость выполнения работ с расчетом отдельных статей сметы.

ООО «РН-Бурение» создано в марте 2006 года в результате консолидации сервисных активов ОАО «НК «Роснефть».

Участниками ООО «РН-Бурение» являются:

- ООО «РН-Разведка и добыча» с долей участия 68,48259428%;
- ООО «РН-Иностранные проекты» с долей участия 0,00000003%;
- ООО «РН-Актив» с долей участия 31,51740569%.

Общество осуществляет деятельность по бурению нефтяных и газовых эксплуатационных и разведочных скважин.

Генеральным директором Общества является Асадуллин Роберт Рашитович.

Общество обладает одной из самых разветвленных филиальных сетей в Российской Федерации среди буровых компаний (12 филиалов).

Регионы присутствия ООО «РН-Бурение»:

- Ханты-Мансийский автономный округ – Югра;
- Ямало-Ненецкий автономный округ;
- Республика Коми;
- Краснодарский край;

- Красноярский край;
- Иркутская область;
- Сахалинская область;
- Чеченская республика;
- Оренбургская область;
- Республика Башкортостан.

4.1 Планирование исследовательских работ

4.1.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственным процессам:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ, связанных с креплением и цементированием скважин.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [9].

Для начала определяется продолжительность вышкомонтажных работ. В них включаются: сборка оснований вышечно-лебедочного блока, монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока, сборка вышки, монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений, сборка оснований насосного блока, монтаж буровой установки.

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 64 часа; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1 часа; на сборку вышки – 305,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 219,8 часов; на сборку оснований насосного блока – 258 часов; на монтаж буровой установки – 79,6 часов. Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток.

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 96 часов или 4 суток.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [10]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [11]. Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 307,2 часов или 12,8 суток.

Нормативная карта по сооружению разведочной скважины на нефтяном месторождении приведена в таблице В.1.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

- механическая скорость бурения 25,3 м/ч;
- рейсовая скорость бурения 12,2 м/ч;
- коммерческая скорость 3679,4 м/ст.мес.

4.1.2 Линейный календарный график выполнения работ

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает тридцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем тридцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

- буровой мастер – 1 чел.;
- помощник бурового мастера – 3 чел.;
- бурильщик 6 разряда – 4 чел.;
- бурильщик 5 разряда – 4 чел.;
- помощник бурильщика 5 разряда – 4 чел.;
- помощник бурильщика 4 разряда – 4 чел.;
- электромонтёр 5 разряда – 4 чел.;
- слесарь 5 разряда – 2 чел.;
- лаборант – 2 чел.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток.

Календарное время бурения 716,2 часов или 29,8 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 307,2 часов или 12,8 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.Вышкомонтаж	45												
2.Бурение	29,8												
3.Испытание	12,8												

4.1.3 Сметная стоимость строительства 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, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [12], в части II – на строительные и монтажные работы [13], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [14].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [15] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в приложении В в таблицах В.2 и В.3.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым работам (1,49 – скважина на газ) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (56,4), произведение которых на второй квартал 2022 года составляет 84,04 [16,17].

Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении В в таблице В.4.

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями. Тогда сметная себестоимость одного метра проходки $C_c^{1м}$ составит 32 065,3 руб/м/

4.2 Вывод по разделу

Таким образом, общие затраты, которые несет компания на строительство одной вертикальной разведочной скважины, составляют 127 566 519,89 руб.

Строительство разведочных скважин является обязательным этапом при освоении месторождения углеводородов. Напрямую эти скважины не приносят прибыли, поскольку в первую очередь служат для получения информации о свойствах продуктивных пластов. В дальнейшем эти скважины могут быть переведены в эксплуатационные, если это целесообразно. При этом многие разведочные скважины ликвидируются после проведения всех измерений и исследований, поэтому очень важно построить такие скважины не только качественно, но и с наименьшими затратами. Одним из способов уменьшения затрат является использование потайных колонн – хвостовиков. При использовании не потайной колонны стоимость крепления последней секции могла бы увеличиться в три раза даже с учетом высокой стоимости систем подвески хвостовиков. Таким образом, запроектированная разведочная скважина способна выполнить все необходимые исследовательские задачи, а с точки зрения затрат на ее строительство обеспечивает экономию средств.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3660 метров на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область). При проектировании определяются все необходимые технические и технологические решения, такие как конструкция скважины, породоразрушающий инструмент, режимы бурения, аспекты заканчивания скважины и испытания скважины. Решения, разработанные в данной ВКР, могут быть использованы научно-исследовательскими проектными институтами (НИПИ) при проектировании разведочных скважин на территории Тюменской области.

Рабочей зоной при эксплуатации решений ВКР будет являться буровая установка, а именно роторная площадка. Основное оборудование: ротор – 1 шт, клиновой пневматический захват – 1 шт, универсальный механический ключ – 2 шт, автоматический ключ бурильщика – 1 шт, пульт управления – 1 шт, крюкоблок – 1 шт, подсвечник – 2 шт, вспомогательная лебёдка – 1 шт.

На роторной площадке осуществляются следующие виды работ: механическое бурение, спуско-подъемные операции, крепление скважины.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В связи с невозможностью осуществления ежедневного возвращения рабочего персонала к месту постоянного проживания из-за значительного удаления участков работ установлен вахтовый метод работы (в соответствии с ТК РФ гл. 47 ст. 297) [18].

Буровые работы входят в перечень вредных и опасных, согласно приказу Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 31 декабря 2020 года N 988н/1420н, все работники обязаны проходить медицинское

обследование и не иметь противопоказаний к выполнению данного вида работ [19].

Все работники обязаны иметь соответствующую выполняемым работам квалификацию и быть допущены к самостоятельной работе в установленном порядке (ст. 298 ТК РФ) [18].

Сверх заработной платы, начисленной по тарифным ставкам и окладам за отработанное время, каждый работник получает следующие выплаты: стимулирующие доплаты за профессиональное мастерство, регулярное или периодическое премирование, компенсационные выплаты, связанные с режимом и условиями труда (районные коэффициенты сложных климатических условий), доплату за работу во вредных и опасных условиях, на тяжелой работе (ночное время, многосменный режим), и др.

Кроме того, работникам предоставляется проезд до места ведения работ за счет организации ведущей работы, время в пути отдельно оплачивается.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [20]:

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место

бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [21]:

- конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

При основных технологических процессах на буровой установке имеет место проявление действия ряда опасных и вредных производственных факторов. В рамках данного раздела будут рассмотрены наиболее вероятные и пагубные. Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлен в приложении Г таблице Г.1. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [22].

Регламентирование уровней вибрации на рабочем месте осуществляется – ГОСТ 12.1.012-2004 [23].

На кустовой площадке основным источником вибрации является буровое оборудование (приводные двигатели, буровые насосы, вибросита). У рабочего могут возникать различные симптомы: укачивание, нарушение координации, нарушения вестибулярного аппарата, головокружения. При постоянном воздействии приводит к вибрационной болезни.

Значения нормируемых параметров определяются согласно ГОСТ 31192.2-2005 и ГОСТ 31319-2006 [24,25], представлены в приложении Г таблице Г.2.

Производится оценка рисков, связанных с вибрацией и принимаются следующие меры: проектирование рабочих мест с учетом максимального снижения вибрации, использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека, контроль за правильным использованием средств виброзащиты, проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин.

Также работник обязан соблюдать правила и нормы, которые предусмотрены регламентом ведения работ, использовать предусмотренные средства индивидуальной и коллективной защиты: виброобувь, виброрукавицы, виброгасящие коврики.

Работа на буровой площадке ведется как в дневное, так и в ночное время, что вызывает недостаток естественной освещенности, также буровая установка проектируется с учетом климатических условий (ветронагрузка, низкие температуры), что вызывает недостаток искусственного освещения внутри производственных помещений.

Инженерно-технический состав, выполняет свои должностные обязанности в основном за персональным компьютером внутри вагона-офиса, нормы которых регламентируются согласно СП 52.13330.2016 [26], представлены в приложении Г таблице Г.3.

В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности на буровой установке должна обеспечиваться освещенность, приведенная в приложении Г таблице Г.4 [27].

Работодатель обязан контролировать соответствие указанным нормам, места ведения работ должны быть оборудованы местным, общим и аварийным освещением.

На всех этапах работ на буровой площадке, работник подвержен риску механического воздействия, получения травм (ушибов, порезов, переломов). Каждый работник должен иметь соответствующую квалификацию, и выполнять только тот перечень работ, к которым имеется допуск.

Основным источником являются крупногабаритные вращающиеся механизмы и оборудование, а также транспортные средства.

Требования к работе с движущимися механизмами согласно ГОСТ 12.2.003-91 [28]:

- конструкция оборудования должна исключать возможность их самопроизвольного смещения;
- движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены;
- должны быть установлены защитные устройства: ограждения, концевые выключатели;
- ремонт и обслуживание проводятся только в отключенном состоянии;
- в зоне работы и обслуживания вывешиваются предупреждающие надписи и знаки, используются сигнальные цвета, согласно ГОСТ 12.4.026-2015 [29].

Каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты: защитная каска, защитные очки, защитные сапоги.

Запроектированная буровая установка 3Д-86 имеет вышку высотой 46 м, роторную площадку на высоте 10 м от уровня земли, зона верхового рабочего располагается на высоте 35 м, следовательно, большинство работ, производимых на буровой установке относятся к работам на высоте. К работам на высоте относятся:

- риски, связанные с возможным падением работника с высоты 1,8 м и более;
- при осуществлении работником подъема на высоту более 5 м, или спуска с высоты более 5 м по лестнице, угол наклона которой к горизонтальной поверхности составляет более 75 градусов;
- при проведении работ на площадках на расстоянии ближе 2 м от не ограждённых перепадов по высоте более 1,8 м, а также, если высота защитного ограждения этих площадок менее 1,1 м;

- существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты менее 1,8 м, если работа проводится над машинами или механизмами, выступающими предметами.

Согласно приказу Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 16 ноября 2020 года N 782н обеспечиваются следующие меры безопасности [30]:

- использование удерживающих систем;
- в качестве привязи в страховочных системах используется страховочная привязь;
- после окончания работы на высоте оборудование, механизмы, средства малой механизации, ручной инструмент должны быть сняты с высоты;
- весь ручной инструмент должен быть застрахован от падения (размещение инструмента в сумках и подсумках, крепление, строповка, размещение на достаточном удалении от границы перепада высот или закрепление к страховочной привязи работника).

Буровые работы ведутся в круглогодичном режиме, в зимний период температура воздуха может опускаться до -65°C , с высоким уровнем осадков в виде снега, в летнее время подниматься до $+32^{\circ}\text{C}$, осадки в виде дождя.

С 1 марта 2021 утратил силу СанПиН 2.2.4.548-96, основной документ, регламентирующий показатели микроклимата в производственных помещениях, в настоящее время требования этого документа не являются обязательными к исполнению и их нарушение не может быть основанием для привлечения к административной ответственности. Микроклимат на рабочем месте должен соответствовать СанПиН 1.2.3685-21 [31], в котором указываются лишь некоторые требования к показателям микроклимата. Например, для категории работ III, что соответствует работе помощника бурильщика, в теплый период года температура воздуха должна быть не более 26°C , а скорость движения воздуха не более 0,5 м/с. При несоответствии показателей микроклимата необходимо руководствоваться методическими рекомендациями МР от 28.12.2010 № 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в

нагревающим микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года» [32]. В этом документе при выполнении работ категории III не допускается находиться на рабочем месте при температуре воздуха более 31°C.

В качестве защиты от неблагоприятных климатических условий в зимний период, необходимо применять коллективные средства защиты: система отопления рабочих помещений, оборудованные места для отдыха и обогрева, защитные конструкции от ветра, осадков, осуществлять чередование труда и отдыха (обогрева), приостанавливать работу при неблагоприятных условиях работы. В качестве индивидуальной защиты используется зимняя спецодежда.

В летний период необходимо принимать следующие меры: проветривание и кондиционирование помещений (зон отдыха), обеспечение работников чистой питьевой водой, оборудованные места отдыха с нормализованной температурой, защитные конструкции от осадков.

5.3 Экологическая безопасность

Непредвиденные аварийные ситуации оказывают наиболее сильное негативное воздействие на экологическую обстановку. Именно поэтому необходимо оценивать риски возникновения таких ситуаций и рассчитывать возможный ущерб, а также принимать меры по их недопущению, проектировать наиболее благоприятные методы ликвидации последствий. Кроме того, следует стремиться к минимальному воздействию на экологическую систему во время проведения всех штатных операций.

Выполнение комплекса работ, связанных с бурением скважины сопровождается воздействием машин и механизмов, технических сооружений и технологических процессов на окружающую среду. Основные источники выбросов – это двигатели автотракторной техники и стационарных силовых установок, например, дизель-генераторов, приводных двигателей для механизмов буровой установки и т.д.

При испытании скважины происходит загрязнение атмосферного воздуха продуктами сжигания получаемого природного газа, возможно загрязнение почвы нефтью.

Прямой контроль загрязнения атмосферного воздуха включает в себя периодические измерения загрязнения воздушной среды на буровом основании. Порядок нормирования предельно допустимых выбросов регулируется Постановлением Правительства Российской Федерации от 9 декабря 2020 года N 2055 [33].

Наибольший вклад в загрязнение поверхностных водных объектов обычно вносит сброс сточных вод и загрязняющих химических, минеральных веществ с прилегающей к водному объекту территории.

Следовательно, в соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86 [34] сброс сточных вод на рельеф должен отсутствовать. Сброс сточных вод в поверхностные водоемы проектом также не предусматривается.

Основными потенциальными источниками загрязнения водной среды являются: склады ГСМ, блоки приготовления буровых и технологических растворов, продукты испытания скважины и др. Попадание загрязняющих веществ в водоем (прямое или путем смыва с площадки водосбора) может происходить в результате их утечки через неплотности, нарушения обваловки, непосредственного сбора в окружающую среду при возникновении аварийных ситуаций.

Мероприятиями, обеспечивающими рациональное использование и охрану подземных и поверхностных вод от загрязнения, являются:

- размещение площадки за пределами водоохранных зон водных объектов;
- устройство обваловки площадки по периметру;
- сбор поверхностных сточных вод с последующим вывозом на обезвреживание;
- конструкция и обвязка бурового оборудования, исключающая утечки жидкости через сальниковые узлы при бурении;

- предупреждение перетоков флюидов между пластами и через устья в окружающую среду, за счёт надёжного разобщения водонефтегазосодержащих горизонтов;
- использование экологически малоопасных проектных рецептур буровых растворов по всем интервалам бурения;
- ведение мониторинга поверхностных и подземных вод.

Наибольшее воздействие на литосферу оказывается во время следующих этапов производства:

1. Подготовка кустовой площадки (производится вырубка деревьев, отчуждение земле под площадку, снимается плодородный слой почвы, движение автотранспорта по естественным покровам)

2. Во время ведения буровых работ возможны следующие незапланированные ситуации: непредвиденные утечки растворов, а также его необратимая фильтрация в пласты горных пород, выбросы флюидов, пожары в результате аварий, о засорение производственными отходами и мусором, утечки ГСМ в случае поломки или не исправности автотранспорта и прочего оборудования, таяние подземных льдов, многолетнемерзлых пород

Все производственные, бытовые отходы собираются в технологические емкости и транспортируются к месту утилизации согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 [35].

Предельно допустимые концентрации химических веществ в почве приведены в приложении Г таблице Г.5.

По окончании бурения и освоения скважины необходимо: проведение очистки территории буровой от металлолома, строительного мусора, снятие загрязненного грунта, восстановление ландшафтов на площадке скважины и прилегающей территории, спланировать площадку и покрыть плодородным слоем почвы, убранном до начала строительства.

Рекультивация земель временного отвода проводится в соответствии с проектом рекультивации нарушенных земель в соответствии с ГОСТ Р 57446-2017 [36].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация на буровом объекте – это обстановка на буровой площадке, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, которая может повлечь или повлекла за собой смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери

Во время строительства скважин возможно возникновение различных чрезвычайных ситуаций, как техногенного, так и природного характера: пожары, газоводонефтепроявления, открытое фонтанирование, взрывы на складе ГСМ, разрушение буровой, под воздействием природных или технических факторов, нападение диких животных.

Самым вероятным и самым опасным видом ЧС при строительстве скважин является газоводонефтепроявление (ГНВП). Основные причины ГНВП:

- нарушения технологии строительства скважин (несоответствие параметров бурового раствора, недолив скважины при СПО, длительные остановки без промывки), ошибки при проектировании;
- технические неполадки с оборудованием (отказ контрольноизмерительной аппаратуры для определения ГНВП, выход из строя противовыбросового оборудования, нарушение в работе насосов, систем долива);
- горно-геологические осложнения (поглощение бурового раствора, уменьшение плотности раствора поступившим из пласта газом).

Методы по предупреждению ГНВП регламентируются Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [10]:

- правильный выбор конструкции скважины;
- контроль и поверка ПВО, регулярные опрессовки;
- вывешивание плакатов, предупреждающих о том, что пласт вскрыт;
- поддержание проектных параметров бурового раствора;
- контроль качества цементирования;
- тренировки и инструктажи (сигнал Выброс).

На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [37], можно выделить следующие классы возможных пожаров при ГНВП: пожары горючих жидкостей (В) и пожары газов (С).

В качестве первичных средств пожаротушения на территории буровых площадок размещаются пожарные щиты типа ЩП-В. Комплектация пожарного щита ЩП-В: огнетушитель ОП-10 или 2 огнетушителя ОП-4, ОП-5 или 2 огнетушителя ОВП-10; лом – 1 шт; ведро – 1 шт; покрывало для изоляции очага возгорания – 1 шт; лопата штыковая – 1 шт; лопата совковая – 1 шт; ящик с песком 0,5 куб. метра – 1 шт.

5.5 Вывод по разделу

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека при работе на роторной площадке. Фактические значения выявленных вредных и опасных факторов не превышают нормативных значений. Согласно классификации помещений по ПУЭ, основное рабочее место – роторная площадка, относится к помещениям особой опасности, т.к. из-за возможных разливов бурового раствора при спуско-подъемных операциях на ней находится большое количество влаги. Персонал буровой установки должен иметь III группу по электробезопасности, т.к. он осуществляет эксплуатацию технического оборудования до 1000В. Категорию тяжести труда бурильщика и помощников бурильщика относится к категории IIб за счет необходимости вручную перемещать различное оборудование в пределах роторной площадки. Буровая установка по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории АН – повышенная взрывопожароопасность. Строящаяся скважина относится к объектам, оказывающих умеренное негативное воздействие на окружающую среду, к объектам II категории, поскольку на ней еще не осуществляется добыча углеводородов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы были разработаны технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3660 м на нефтегазоконденсатном месторождении Тюменской области.

Поскольку в разрезе скважины представлены зоны аномально высокого пластового давления, конструкция скважины включает не только техническую колонну, но и хвостовик, который обеспечивает изоляцию зоны высокого давления в интервале последнего продуктивного пласта.

Непосредственное углубление скважины осуществляется как роторным, так и совмещенным (винтовой забойный двигатель и ротор) способом. При этом выбор способа бурения на том или ином интервале осуществляется исходя из технической возможности его реализации и потенциальных показателей бурения. Преимущественно скважина сооружается с применением долот типа PDC, за исключением интервала под направление, где используется шарошечное долото.

Разработаны компоновки низа бурильных колонн для всех интервалов бурения, включая интервалы отбора керна. Подобраны подходящие группы прочности бурильных труб с помощью программного обеспечения «Бурсофтпроект».

Для сооружения скважины были подобраны оптимальные рецептуры буровых растворов, которые способны минимизировать вероятность осложнений при бурении и обеспечить безопасность за счет гидростатического давления. С помощью программного обеспечения «Бурсофтпроект» была рассчитана гидравлическая программа промывки для каждого интервала. Были подобраны режимы работы буровых насосов и насадки долот, обеспечивающие необходимую скорость истечения бурового раствора.

Был произведен расчет обсадных колонн на прочность, а именно на воздействие внутреннего и наружного избыточного давлений и на страгивание в

резьбовом соединении. На основании этих расчетов были подобраны группы прочности и толщина стенки каждой обсадной колонны. Для колонн предполагается крепление при помощи цементированья. Для повышения качества цементированья для каждой колонны был подобран комплект технологической обвязки (центраторы, турбулизаторы, башмаки и т.д.). Была разработана схема обвязки цементировочной техники для крепления эксплуатационной колонны.

Для проведения испытаний продуктивного пласта выбран пластоиспытатель спускаемый на кабеле ИПВ-80 («Башнефтегеофизика» АО).

В связи с аномально высоким пластовым давлением продуктивных пластов были выбраны две схемы обвязки противовыбросового оборудования для бурения различных интервалов: для бурения под ТК ОП5-350/80х21, а для бурения под ЭК/хвостовик ОП9-280/80х70 ГОСТ 13862-90. Также была выбрана колонная головка – ОКК2-70-324х245х168 К1 ХЛ. Поскольку в разрезе представлены газоконденсатные пласты после бурения скважина обвязывается в соответствии со схемой фонтанной арматуры АФ6-80/65х70.

Для бурения скважины выбрана буровая установка ЗД-86, наилучшим образом подходящая для строительства разведочных скважин.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико-экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Самохвалов М.А. Заканчивание скважин. методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03. 01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») / М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 92 с.

2. Епихин А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 152 с.

3. Ковалев А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание / А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.

4. Головин С.В. Модернизация автономного энергетического комплекса буровой установки разведочного бурения: направления и варианты оптимизационных решений / С.В. Головин // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2015 – №5. – С. 88-92.

5. Самохвалов М.А. Монтаж и эксплуатация бурового оборудования [Текст] : учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности 130504.65 "Бурение нефтяных и газовых скважин" очной и заочной форм обучения / М.А. Самохвалов. – Томск : Изд-во Томского политехнического ун-та, 2010. – 311 с

6. Проблемы модернизации буровых систем в Российской Федерации [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://1cert.ru/stati/problems-modernizatsii-burovykh-sistem-v-rossiyskoy-federatsii> (дата обращения 25.05.2022).

7. Система перемещения буровой установки [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.bentec.com/ru/equipment/mechanical-drilling-rig->

equipment/rig-walking-system/rig-walking-system.html (дата обращения 25.05.2022).

8. Модернизация системы верхнего привода для буровых [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.rustmash.ru/blog/post/modernizatsiya-sistemy-verkhnego-privoda-dlya-burovykh> (дата обращения 25.05.2022).

9. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 11.05.2022).

10. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburennnyh-na-neft-i-gaz.html (дата обращения: 11.05.2022).

11. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87).

12. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.

13. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.

14. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.

15. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года «О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1».

16. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/ (дата обращения: 11.05.2022).

17. Письмо Госстроя СССР от 06.09.90 п 14-д "Об индексах изменения стоимости строительно-монтажных работ и прочих работ и затрат в строительстве" [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://zakonbase.ru/content/base/45148> (дата обращения: 11.05.2022).

18. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от ред. от 24.04.2020).

19. Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 31 декабря 2020 года N 988н/1420н «Об утверждении перечня вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные медицинские осмотры при поступлении на работу и периодические медицинские осмотры».

20. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».

21. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».

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

23. ГОСТ 12.1.012-2004 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования».

24. ГОСТ 31192.2-2005 «Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. Часть 2. Требования к проведению измерений на рабочих местах».

25. ГОСТ 31319-2006 «Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. Требования к проведению измерений на рабочих местах».

26. СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение».

27. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

28. ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности».

29. ГОСТ 12.4.026-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний».

30. Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 16 ноября 2020 года N 782н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте».

31. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

32. МР от 28.12.2010 № 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года».

33. Постановление Правительства Российской Федерации от 9 декабря 2020 года N 2055 «О предельно допустимых выбросах, временно разрешенных выбросах, предельно допустимых нормативах вредных физических воздействий на атмосферный воздух и разрешениях на выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух»

34. ГОСТ 17.1.3.12-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше».

35. ГОСТ 17.4.3.04-85 «Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения».

36. ГОСТ Р 57446-2017 «Наилучшие доступные технологии. Рекультивация нарушенных земель и земельных участков. Восстановление биологического разнообразия».

37. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Приложение А Горно-геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности
от	до	Название	индекс	угол	азимут	
0	45	Четвертичные отложения	Q	00	-	1,40
		Палеогеновые отложения	P			
		Верхний отдел (олигоцен)	P ₃			
45	85	Атлымская	P _{3 at}	00	-	1,40
		Средний-верхний отделы (эоцен-олигоцен)	P ₂₋₃			
85	170	Юрковская	P _{2-3 yr}	00	-	1,40
		Средний отдел (эоцен)	P ₂			
170	380	Люлинворская	P _{2 ll}	00	-	1,40
		Нижний отдел (палеоцен)	P ₁			
380	645	Тибейсалинская свита	P _{1 tbs}	00	-	1,40
		Меловые отложения	K			
		Верхний мел	K ₂			
645	930	Ганькинская	K _{2 gn}	0-0,50	-	1,40
930	1235	Березовская	K _{2 br}	0-0,50	-	1,20
1235	1295	Кузнецовская	K _{2 kz}	0,5-0,80	-	1,20
		Нижний-верхний мел	K ₁₋₂			
1295	2180	Покурская	K _{1-2 pk}	0,5-0,80		1,20
		Нижний мел	K ₁			
2180	2850	Тангаловская	K _{1 tn}	0,8-1,50		1,10
2850	3870	Сортымская	K _{1 st}	0,8-1,50	-	1,07
3550	3870	ачимовская пачка	K _{1 st}	0,8-1,50	-	1,07

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс страт. подразд.	Интервал		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	от	до	краткое название	% в инт.	
Q	0	45	Супеси Суглинки Глины	35 35 30	Пески, озерно-аллювиальные глины, суглинки серые, торфяники.
Р _{3 at}	45	85	Пески Алевриты Глины	60 20 20	Глины, алевриты, пески кварцево-полевошпатовые и кварцево-глауконитовые.
Р _{2-3 yr}	85	170	Глины Алевриты Пески	80 10 10	Глины зеленовато-серые, листоватые, с прослоями алевритов и глауконитового песка.
Р _{2 ll}	170	380	Глины опоковидные Глины диатомовые Диатомиты	40 30 30	Верхняя часть - желтовато-зеленоватые глины с прослоями диатомитовых или слабоопоковидных глин. Средняя часть - серые глины, участками алевритистые, с прослоями опоковидных глин и опок. Нижняя часть - опоковидные глины, опок.
Р _{1 tbs}	380	645	Пески Глины	60 40	Верхняя часть - пески мелко- и среднезернистые, полевошпатово-кварцевые, с прослоями глин, алевролитов. Нижняя часть - глины алевритистые, слюдистые, с прослоями алевролитов и песков
K2 gn	645	930	Глины	100	Глины темно-серые, зеленовато-серые, алевритистые, известковистые, с пиритизированными водорослями.
K2 br	930	1235	Глины Глины опоковидные Опоки	60 30 10	Верхняя часть - серые, зеленовато-серые и темно-серые глины, часто алевритистые с прослоями опоковидных глин и опок, реже алевролитов. Нижняя часть - опок серые и голубовато-серые, глины темно-серые, прослоями опоковидные.
K2 kz	1235	1295	Глины	100	Глины темно-серые, серые и зеленовато-серые, плотные, с включениями глауконита и многочисленных растительных остатков.
K1-2 pk	1295	2180	Пески, песчаники Алевролиты Глины	40 30 30	Неравномерное переслаивание алевролитово-песчаных пластов с глинистыми прослоями. Пески и песчаники от светло-серых до темно-серых, среднезернистые, слабосцементированные, прослоями известковистые. Алевролиты разномзернистые, крепкие. Глины плотные, алевритистые, слюдистые.
K1 tn	2180	2850	Песчаники Алевролиты Глины	30 30 40	Чередование песчано-алевритовых и глинистых пород. Песчаники светло-серые, мелко-, среднезернистые, глинисто-карбонатные. Алевролиты серые, глинистые, плотные. Глины темно-серые до черных, участками тонкослоистые. В нижней части пачка «шоколадных» аргиллитов.
K1 st	2850	3870	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	40 30 30	Неравномерное чередование песчано-алевритовых и глинистых пород. В кровле чеускинской пачка темно-серых плитчатых глин с углефицированными остатками. В нижней части выделяется ачимовская пачка – песчаники серые, мелкозернистые с прослоями аргиллитоподобных глин.

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность , кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость	Карбонатность	Категория твердости	Категория абразивности	Категория пород по промысловой классификации (М, С, Т и т.д.)
	от	до									
Q	0	45	Супеси, суглинки, глины	1900	35	-	15-20	-	3-4	7-8	МС
Р _{3 at}	45	85	Пески, алевроиты, глины	1800-1900	30-35	-	10-100	-	2-3	3-6	МС
Р _{2-3 уг}	85	170	Глины, алевроиты, пески	1900-2000	30-35	-	25-80	-	2-3	3-6	МС
Р _{2 ll}	170	380	Глины	2000	32	-	90-100	-	2-3	6	МС
Р _{1 tbs}	380	645	Пески, глины	2200	28	-	60-100	-	2-3	4	МС
К _{2 gn}	645	930	Глины	1900	25	-	90-100	-	3	3-6	МС
К _{2 br}	930	1235	Глины, глины опоковидные, опоки	2200	20	-	95-100	-	2	4	М
К _{2 kz}	1235	1295	Глины	2200	20-40	-	50-90	-	3	3-7	МС
К _{1-2 pk}	1295	2180	Песчаники, алевролиты, глины	2200	20-40	-	20-30	-	3	3-7	С
К _{1 tn}	2180	2850	Песчаники, алевролиты, глины	2300	15-30	0,1-2,6	40-60	-	2-3	6	С
К _{1 st}	2850	3870	Песчаники, алевролиты, глины	2400	12-18	0,1-3,5	30-90	-	2-4	4	С

Таблица А.4 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявлений, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточного давления, кг/м ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа и т.д.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
К _{1 st} (БУ ₁₆ ⁰)	3232	3252	г/к	3252	-	-	При нарушении технологии вскрытия и испытания продуктивных пластов	Увеличение объема и изменение параметров ПЖ. Пленка нефти, снижение удельного веса ПЖ. Увеличение газопоказаний.
К _{1 st} (БУ ₁₆ ¹⁻²)	3262	3272	г/к	3272	-	-		
К _{1 st} (БУ ₁₆ ¹⁻³)	3302	3317	нефть	-	703	703		
К _{1 st} (БУ ₁₇ ¹⁻¹)	3362	3412	г/к	3412	-	-		
К _{1 st} (АЧ ₅ ²⁻³)	3602	3622	г/к	3622	-	-		

Таблица А.5 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения:	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q - P ₁ tbs	0	400	Обвалы стенок скважины. Прихват инструмента. Кавернообразование	При нарушении технологии бурения ММП.
K ₂ gn	645	930	Прихват бурильного инструмента, Поглощение бурового раствора, Кавернообразование	При прохождении высокопроницаемых, трещиноватых пород. При прохождении глинистых пород, при их набухании и обваливании.

Таблица А.6 – Поглощения бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья скв. до статического уровня при его тах снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, (кгс/см ²)/м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
P ₁ tbs	400	645	до 3	-	нет	0,0163	0,0170	Повышенная репрессия на пласты, превышение допустимой скорости СПО, отклонение параметров раствора от проектных
K ₂ gn	645	930	до 5	-	нет	0,0157	0,0160	
K ₂ br	930	1235	до 5	-	нет	0,0165	0,0174	
K ₁₋₂ pk	1295	2180	до 5	-	нет	0,0170	0,0179	
K ₁ tn	2180	2850	до 5	-	нет	0,0171	0,0176	
K ₁ st	2850	3200	до 5	-	нет	0,0174	0,0179	
K ₁ st (БУ ₁₆₋₁₇)	3200	3400	до 5	-	нет	0,0181	0,0187	
K ₁ st (ачимовская пачка)	3550	3870	до 5	-	нет	0,0192	0,0198	

Таблица А.7 – Давление и температура по разрезу скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
			Пластового*			порового			гидроразрыва пород			горного				
	от (верх)	до (низ)	МПа/м		Источник получения	МПа/м		Источник получения	МПа/м		Источник получения	МПа/м		Источник получения	градус	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	45	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0160	0,0160	РАС	0,0187	0,0187	РАС	-2	РАС
Р _{3 at}	45	85	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0157	0,0157	РАС	0,0190	0,0190	РАС	-1	РАС
Р _{2-3 yr}	85	170	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0163	0,0163	РАС	0,0194	0,0194	РАС	-0,5	РАС
Р _{2 ll}	170	380	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0167	0,0167	РАС	0,0199	0,0199	РАС	-0,5	РАС
Р _{1 tbs}	380	645	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0170	0,0170	РАС	0,0196	0,0196	РАС	2	РАС
K _{2 gn}	645	930	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0160	0,0160	РАС	0,0196	0,0196	РАС	4	РАС
K _{2 br}	930	1235	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0174	0,0174	РАС	0,0197	0,0197	РАС	11	РАС
K _{2 kz}	1235	1295	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0180	0,0180	РАС	0,0205	0,0205	РАС	22	РАС
K _{1-2 pk}	1295	2180	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0179	0,0179	РАС	0,0205	0,0205	РАС	24	РАС
K _{1 tn}	2180	2850	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0176	0,0176	РАС	0,0218	0,0218	РАС	54	РАС
K _{1 st}	2850	3200	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0179	0,0179	РАС	0,0220	0,0220	РАС	87	РАС
K _{1 st} (БУ ₁₆₋₁₇)	3200	3400	0,0118	0,0118	РФЗ	-	-	-	0,0187	0,0187	РАС	0,0220	0,0220	РАС	101	РАС
K _{1 st}	3400	3550	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0186	0,0186	РАС	0,0222	0,0222	РАС	101	РАС
K _{1 st} (ачимовская пачка)	3550	3870	0,0166	0,0166	РФЗ	-	-	-	0,0198	0,0198	РАС	0,0222	0,0222	РАС	110	РАС

Приложение Б Технологическая часть проекта

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-55 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	55	490,0 GRD311	275,7	0,5
		Переводник П-177/171	93	0,517
		КЛС 490 МС	220	1,67
		Переводник М-171/161	61	0,538
		УБТС2-203	7704	36
		Переводник П-161/162	90	0,53
		ПК-127х9,19 Л	476	15
Σ			8920	55

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (55-980 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
55	980	БИТ 393,7 В 419 ТСП	150	0,45
		КЛС 390 СТ	150	1,46
		Переводник П-171/152	60	0,517
		Д-240М.7/8.41	1886	8,545
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		КЛС 390 СТ	150	1,46
		Переводник П-171/161	87	0,521
		УБТС2-203	3852	18
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Л	28820,68	923
Σ		39170,68	980	

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (980-2270 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
980	2270	БИТ 295,3 ВТ 519 УМ	110	0,39
		К 295 С	114	0,9
		Д-240М.7/8.41	1886	8,545
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-171/152	87	0,521
		К 295 С	114	0,9
		Переводник П-152/161	87	0,521
		УБТС2-203	5136	24
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Л	68943,88	2208
Σ		80493	2270	

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (2270-3550 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2270	3550	БИТ 215,9 В 516 У	75	0,38
		КП-215 СТ	58	0,4
		ДГР-178М.6/7.62	1074	7,984
		Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84
		Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
		УБТС2-178	8736	56
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Л	108737	3483
Σ			118944	3550

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (3232-3252 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3232	3252	БИТ 215,9/100 В 613 ЕС	110	0,39
		СК-178/100«ВОСТОК».3/6	1346	22,2
		Переводник П-161/147	40	0,5
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Л	100041	3204
Σ			105344	3252

Таблица Б.6 – КНБК для отбора керна (3262-3272 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3262	3272	БИТ 215,9/100 В 613 ЕС	110	0,39
		СК-178/100«ВОСТОК»3/6	1346	22,2
		Переводник П-161/147	40	0,5
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Л	100665	3224
Σ			105968	3272

Таблица Б.7 – КНБК для отбора керна (3302-3317 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3302	3317	БИТ 215,9/100 В 613 ЕС	110	0,39
		СК-178/100«ВОСТОК»3/6	1346	22,2
		Переводник П-161/147	40	0,5
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Л	102070	3269
Σ			107373	3317

Таблица Б.8 – КНБК для отбора керна (3362-3412 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3362	3412	БИТ 215,9/100 В 613 ЕС	110	0,39
		СК-178/100«ВОСТОК»3/6	1346	22,2
		Переводник П-161/147	40	0,5
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Л	105036	3364
Σ			110339	3412

Таблица Б.9 – КНБК для отбора керна (3602-3622 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3602	3622	БИТ 146/80 В 613	55	0,39
		СКИ-127/80	745	21,1
		Переводник П-102/101	40	0,5
		УБТС2-120	1238,25	19,5
		Переводник П-101/127	63	0,527
		ПН-89х9,35 Е	75466	3580
Σ			77607	3622

Таблица Б.10 – КНБК для бурение вертикального участка под хвостовик (3550-3660 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3550	3660	БИТ 146 ВТ 613 Н	24	0,28
		КС-145,9 СТ	29	0,35
		Переводник М-88/101	30	0,457
		УБТС2-120	4953,0	78
		Переводник П-101/88	30	0,457
		КС-145,9 СТ	29	0,35
		Переводник П-88/101	55	0,39
		УБТС2-120	1651,0	26
		Переводник П-101/127	55	0,39
		ПН-89х9,35 Е	74904	3553
Σ			81760	3660

Таблица Б.11 – Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

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	490	-	1,4	15,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,17$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 9,2$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 60,8$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 70,4$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 30,4$
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	980	920	393,7	406	1,39	163,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 2,32$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 93,6$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 3,8$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 208,4$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 308,1$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{2'} = 459,9$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 93,8$
Тех. 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					
980	2270	1290	295,3	303,9	1,2	177,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,24$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 67,8$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 7,1$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 359,2$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 434,4$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{2'} = 437,5$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 0$
Экспл. 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					
2270	3550	1280	215,9	224,5	1,09	140,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,85$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 29,6$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 9,7$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 286,9$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 327$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{4'} = 422,8$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 114,7$

Продолжение таблицы Б.11

Хвостовик 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					
3550	3660	110	146,1	148,3	1,07	63,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,02$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 0,9$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 7,5$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 131,6$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 140,0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{2'} = 75,1$

Таблица Б.12 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаков-ка, ед. изм.	Потребное количество реагентов											
			Направление		Кондуктор		Тех. колонна		Экспл. колонна		Хвостовик		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
каустическая сода	Регулятор щелочности (рН)	25	70,4	2,8	459,9	18,4	437,5	17,5	422,8	16,9	75,1	3,0	1465,8	59
кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	70,4	2,8	459,9	18,4	437,5	17,5	422,8	16,9	75,1	3,0	1465,8	59
Комплексный ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	20			459,9	23,0	437,5	21,9	84,6	4,2	15,0	0,8	997,0	50
ПАЦ ВТ	Высоковязкий понизитель фильтрации	25			1839,7	73,6	1750,1	70,0					3589,7	144
ПАЦ НТ	Низковязкий понизитель фильтрации	25			55,2	2,2	52,5	2,1	2536,8	102	450,8	18,0	3095,3	124
Синтетический понизитель фильтрации	Синтетический понизитель фильтрации	25							845,6	33,8	150,3	6,0	995,9	40
Смазочная добавка «Лубрекс»	Смазочная добавка	170			2299,6	13,5	2187,6	12,9					4487,1	27
барит	Утяжелитель	1000	11914	11,9	89589,3	89,6	53954,2	54,0	10460	105	86775	86,8	346837,1	347
глина ПБМБ	Структурообразователь	1000	3522,2	3,5	5519,0	5,5	5250,2	5,3					14291,3	15
ФХЛС	Понизитель вязкости	25	70,4	2,8									70,4	3
DUOVIS	Структурообразователь биополимерный	25							1268,4	50,7	225,4	9,0	1493,8	60
Potassium chloride	Ингибитор	1000							21140,1	21,1	3756,6	3,8	24896,7	25

Приложение В Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Таблица В.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под направление	490,0 GRD311	0	55	500	0,025	55	0,11	1,375	0,10	1,48
Промывка (ЕНВ)										0,30
Наращивание (ЕНВ)										0,75
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,13
Крепление (ЕНВ)										11,49
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										15,37
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,77
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										16,24
Бурение под кондуктор	БИТ 393,7 В 419 TCP	55	980	4000	0,0286	925	0,23	26,42857143	1,86	28,29
Промывка (ЕНВ)										0,50
Наращивание (ЕНВ)										9,50
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22
Крепление (ЕНВ)										41,15
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Итого:										84,45
Ремонтные работы (ЕНВ)										4,22
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										89,17
Бурение под техническую колонну	БИТ 295,3 ВТ 519 УМ	980	2270	6000	0,0333	1290	0,22	43	5,21	48,21

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,84
Наращивание (ЕНВ)										13,50
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,40
Крепление (ЕНВ)										50,48
ГТИ (ЕНВ)										6,90
Шаблонировка после ГТИ										1,80
Смена обтираторов (ЕНВ)										4,17
Итого:										130,60
Ремонтные работы (ЕНВ)										6,53
Смена вахт (ЕНВ)										1,00
Итого:										138,13
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 В 516 У	2270	3232	4000	0,04	962	0,24	38,48	8,38	46,86
Привязочный каротаж										2,11
Отбор керна	БИТ 215,9/100 В 613 ЕС	3232	3252	400	0,2	20	0,05	4	17,04	21,04
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 В 516 У	3252	3262	4000	0,04	10	0,00	0,4	8,59	8,99
Отбор керна	БИТ 215,9/100 В 613 ЕС	3262	3272	400	0,2	10	0,03	2	8,66	10,66
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 В 516 У	3272	3302	4000	0,04	30	0,01	1,2	8,80	10,00
Отбор керна	БИТ 215,9/100 В 613 ЕС	3302	3317	400	0,2	15	0,04	3	8,87	11,87
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 В 516 У	3317	3362	4000	0,04	45	0,01	1,8	9,08	10,88
Отбор керна	БИТ 215,9/100 В 613 ЕС	3362	3412	400	0,2	50	0,13	10	27,87	37,87
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 В 516 У	3412	3550	4000	0,04	138	0,03	5,52	8,95	14,47
Промывка (регламент/ЕНВ)										1,12
Наращивание (ЕНВ)										13,25

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										60,31
ГТИ (ЕНВ)										6,10
Шаблонировка после ГТИ										2,30
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Выброс инструмента (ЕНВ)										10,19
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										24,83
Итого:										298,55
Ремонтные работы (ЕНВ)										23,88
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										329,10
Бурение под хвостовик	БИТ 146 ВТ 613 Н	3550	3602	2500	0,04	52	0,02	2,08	10,37	12,45
Привязочный каротаж										2,53
Отбор керна	БИТ 146/80 В 613	3602	3622	300	0,2	20	0,07	4	21,02	25,02
Бурение под хвостовик	БИТ 146 ВТ 613 Н	3622	3660	2500	0,04	38	0,02	1,52	10,58	12,10
Промывка (регламент/ЕНВ)										1,15
Нарращивание (ЕНВ)										1,25
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										31,44
ГТИ (ЕНВ)										6,10
Шаблонировка после ГТИ										2,30
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Выброс инструмента (ЕНВ)										10,19
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97
Итого:										126,74
Ремонтные работы (ЕНВ)										10,14
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										143,55
Итого по колоннам:										716,21

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ТК		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Затраты, зависящие от времени														
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6										
Социальные отчисления, 30%				157,0										
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,2	27,4	2,0	276,5	3,7	504,7	11,2	1547,7	4,7	645,6
Социальные отчисления, 30%						8,3		84,1		153,4		470,5		196,2
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4										
Социальные отчисления, 30%				14,1										
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,2	2,9	2,0	28,8	3,7	52,6	11,2	161,3	4,7	67,3
Социальные отчисления, 30%						0,9		8,8		16,0		49,0		20,4
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,2	50,1	2,0	506,0	3,7	923,5	11,2	2831,9	4,7	1181,2
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,2	283,8	2,0	2867,7	3,7	5233,4	11,2	16049,0	4,7	6694,3
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6		0,0			2,0	449,5	3,7	820,3	10,7	2397,0	3,8	852,5
Прокат ВЗД	сут	92,66					2,0	185,4	3,7	338,4	9,1	847,0	3,8	351,7
Эксплуатация ДВС передвижной электро-станции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	2,0	17,8	3,7	32,5	11,2	99,7	4,7	41,6
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	2,0	15,1	3,7	27,5	11,2	84,4	4,7	35,2
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	2,0	299,1	3,7	545,9	11,2	1674,1	4,7	698,3
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,2	6,7	2,0	67,9	3,7	123,9	11,2	379,9	4,7	158,5
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,2	19,9	2,0	200,9	3,7	366,7	11,2	1124,4	4,7	469,0
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	2,0	11,1	3,7	20,2	11,2	61,9	4,7	25,8
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,2	33,5	2,0	338,8	0,3	53,9	11,2	1896,0	4,7	790,8
Каустическая сода	т	4,59			0,1	0,3	0,5	2,1	0,4	2,0	0,4	1,9	0,1	0,3

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Кальцинированная сода	т	20,41			0,1	1,4	0,5	9,4	0,4	8,9	0,4	8,6	0,1	1,5
Комплексный ПАВ	т	585,96					0,5	269,5	0,4	256,4	0,1	49,6	0,0	8,8
ПАЦ ВТ	т	452,75					1,8	832,9	1,8	792,4				
ПАЦ НТ	т	408,26					0,1	22,5	0,1	21,4	2,5	1035,7	0,5	184,0
Синтетический понизитель фильтрации	т	687,2									0,8	581,1	0,2	103,3
Смазочная добавка «Лубрекс»	т	28,69					2,3	66,0	2,2	62,8				
Барит	т	15,24			11,9	181,6	89,6	1365,3	54,0	822,3	104,6	1594,2	86,8	1322,5
Глина ПММБ	т	6,08			3,5	21,4	5,5	33,6	5,3	31,9				
ФХЛС	т	45,67			0,1	3,2								
DUOVIS	т	895,67								0,0	1,3	1136,1	0,2	201,9
Potassium chloride	т	36,57								0,0	21,1	773,1	3,8	137,4
Итого затрат зависящих от времени, руб			8749,8		687,7		7958,7		11210,9		34854,1		14188,2	
Затраты, зависящие от объема работ														
490,0 GRD311	шт	2587,6			0,1	284,6								
БИТ 393,7 В 419 TCP	шт	3695,9					0,2	854,7						
БИТ 295,3 ВТ 519 УМ	шт	6243,6							0,2	1342,4				
БИТ 215,9 В 516 У	шт	8364,2									0,3	2095,2		
БИТ 215,9/100 В 613 ЕС	шт	5987,2									0,08	449,0		
БИТ 146 ВТ 613 Н	шт	6387,3											0,02	97,1
БИТ 146/80 В 613	шт	5873,2											0,07	391,5
Калибратор КЛС 490 МС	шт	617,59			0,1	67,9								
Калибратор КЛС 390 СТ	шт	565,38					0,2	130,7						
Калибратор К 295 С	шт	415,54							0,2	89,3				
Калибратор КП-215 СТ	шт	288,21									0,3	72,2		
Калибратор КС-145,9 СТ	шт	198,33											0,02	3,0
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб			0,0		352,5709		985,421		1431,7		2616,5		491,6	
Итого по колоннам, руб			8749,752		1040,297		8944,148		12642,6		37470,6		14679,9	
Всего по сметному расчету, руб			161176,7											

Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ТК		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1		2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Затрат зависящие от времени												
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	61,8	1,7	221,4	2,1	271,7	2,5	324,5	1,3	169,2
Социальные отчисления, 30%				18,8		67,3		82,6		98,7		51,4
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	5,6	1,7	19,9	2,1	24,4	2,5	29,2	1,3	15,2
Социальные отчисления, 30%				1,7		6,0		7,4		8,9		4,6
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	3,6	1,7	12,9	2,1	15,9	2,5	18,9	1,3	9,9
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	121,0	1,7	433,5	2,1	531,9	2,5	635,4	1,3	331,2
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	686,0	1,7	2456,7	2,1	3014,4	2,5	3601,0	1,3	1877,1
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	66,5	1,7	238,1	2,1	292,2	2,5	349,0	1,3	181,9
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,3	1,7	15,3	2,1	18,7	2,5	22,4	1,3	11,7
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	81,0	1,7	290,2	2,1	356,1	2,5	425,4	1,3	221,8
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	8,8	1,7	31,5	2,1	38,7	2,5	46,2	1,3	24,1
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	16,2	1,7	58,2	2,1	71,4	2,5	85,2	1,3	44,4
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	19,0	156,0	20,0	164,2	20,0	164,2
БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	шт	85,61	1,0	85,6								
БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	шт	74,77			1,0	74,8						
БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	шт	56,93					1,0	56,9				
БКМ-168 («Уралнефтемаш»)	шт	80,7							1,0	80,7		
БКМ-114 («Уралнефтемаш»)	шт	42,3									1,0	42,3
ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	шт	39,6	5,0	198,0								
ЦПЦ-324/393,7 («НефтьКам»)	шт	34,6			34,0	1176,4						
ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	шт	19,4					66,0	1280,4				
ЦПЦ-168/215,9 («НефтьКам»)	шт	16,5							95,0	1567,5		
ЦПЦ-114/146 («НефтьКам»)	шт	12,8									13,0	166,4
ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	шт	119,4	1,0	119,4								
ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	шт	113,1			1,0	113,1						

Продолжение таблицы В.3

1		2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	шт	105					1,0	105,0				
ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	шт	101							1,0	101,0		
ЦКОД-114 («Уралнефтемаш»)	шт	96									1,0	96,0
ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	шт	66,13	1,0	66,1								
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	шт	59,15			1,0	59,2						
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	шт	30,12					1,0	30,1				
ПРП-Ц-В/Н-168 («Уралнефтемаш»)	шт	21,5							2,0	43,0		
ПРП-Ц-В/Н-114 («Уралнефтемаш»)	шт	15,6									2,0	31,2
Головка цементировочная ГЦУ-426	шт	2687	1,0	2687,0								
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт	2550			1,0	2550,0						
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	2360					1,0	2360,0				
Головка цементировочная ГЦУ-168	шт	1936							1,0	1936,0		
Головка цементировочная ГЦУ-114	шт	1753									1,0	1753,0
ПХГМЦ 114/ 168-102 («ЗЭРС»)	шт	5843,2									1,0	5843,2
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			4297,1		7972,3		8713,7		9537,3		11038,8	
Затрат зависящие от объема работ												
Обсадные трубы 426х10 Д	м	30,3	55,0	1666,5								
Обсадные трубы 324х8,5 Д	м	28,53			980	27959						
Обсадные трубы 245х7,9 Д	м	19,8					2270	44946,0				
Обсадные трубы 168х12,1 Е, 168х10,6 Л	м	17,5							3550,0	62125,0		
Обсадные трубы 114х8,6 Л	м	19,8									360,0	7128,0
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	4,1	110,0								
Портландцемент тампонажный ПЦТ-II-100	т	29,95			9,2	275,5	14,3	428,3	9,4	281,5	15,6	467,2
Портландцемент тампонажный ПЦТ-IIIоб(5)-100	т	32			28,4	908,8	30,2	966,4	23,9	764,8	4,8	153,6
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	5,0	730,0	6,3	919,7	3,1	452,6
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	54,8	329,3	5,8	34,9	2,9	17,4
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	1,5	54,6	0,3	10,9	0,2	5,5
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6	1,0	80,6	1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	14,0	515,2	15,6	574,1	10,4	382,7
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	4,0	147,2	5,0	184,0	3,0	110,4
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					1,0	40,8	2,0	81,6	1,0	40,8

Продолжение таблицы В.3

1		2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8	24,0	371,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб			2356,5		30535,9		48697,7		65516,5		9298,1	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			156404,7									
Всего по сметному расчету, руб			197963,9									

Таблица В.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	135 456	2 326 803,68
	Итого по главе 1	135 456	2 326 803,68
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	80 109	6 732 039,92
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	953 892,64
	Итого по главе 2	91 460	7 685 932,56
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	161 177	13 544 641,06
3.2	Крепление скважины	197 964	16 636 097,02
	Итого по главе 3	359 141	30 180 738,08
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	23 549	1 978 982,11
	Итого по главе 4	23 549	1 978 982,11
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	42 096	3 537 569,22
	Итого по главе 5	42 096	3 537 569,22
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	12 253	1 029 731,90
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	908	76 276,44
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 728 648,92
	Итого по главе 6	45 631	3 834 657,25
	ИТОГО прямых затрат	697 333	49 544 682,90
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат	139 467	9 908 936,58
	Итого по главе 7	139 467	9 908 936,58
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	66 944	4 756 289,56
	Итого по главе 8	66 944	4 756 289,56
	ИТОГО по главам 1-8	903 743	64 209 909,03
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	221 417	15 731 427,71
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	39 765	2 825 236,00
9.3	Северные надбавки 2,98%	26 932	1 913 455,29
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	11 450 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	3 660 000,00
9.6	Транспортировка керна	-	38 000,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	46 000,00
9.8	Авиатранспорт	-	1 600 000,00
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	235 000,00
9.10	Бурение скважины на воду	-	880 000,00
9.11	Перевозка вахт	-	280 000,00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	38 000,00
	Итого прочих работ и затрат	288 113	38 697 119,00
	ИТОГО по гл 1-9	1 191 857	102 907 028,03

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 807	128 419,82
	Итого по главе 10	1 807	128 419,82
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	59 683	5 071 772,39
	Итого по главе 12	59 683	5 071 772,39
ИТОГО		1 253 347	108 107 220,24
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			108 107 220,24
НДС			19 459 299,64
ВСЕГО с учетом НДС			127 566 519,89

Приложение Г Социальная ответственность

Таблица Г.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на роторной площадке

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Повышенный уровень общей и локальной вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования ГОСТ 31192.2-2005 Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. Часть 2. Требования к проведению измерений на рабочих местах ГОСТ 31319-2006 Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. Требования к проведению измерений на рабочих местах
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
Движущиеся части и механизмы; подвижные части производственного оборудования	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности ГОСТ 12.4.026-2015 ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний
Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты	Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 16 ноября 2020 г. № 782н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте»
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания МР от 28.12.2010 № 2.2.8.0017-10 Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года

Таблица Г.2 – Допустимые нормы вибрации

Частота колебания, Гц	Амплитуда смещения, мм	Скорость перемещения, мм/с
2	1,29	11,2
4	0,28	5
8	0,055	2
16	0,028	2
32	0,014	2
64	0,0072	2

Таблица Г.3 – Нормы освещенности в рабочей зоне (вагон-офис)

Характеристика зрительной работы	III разряд
Наименьший размер объекта, мм	0,3-0,5
Подразряд зрительной работы	В
Контраст объекта с фоном	Средний
Характеристика фона	Светлый
Норма освещенности комбинированная, лк	750
Норма освещенности общая, лк	200
Норма коэффициента пульсации местного, %	15
Норма коэффициента пульсации общего освещения, %	20

Таблица Г.4 – Нормы освещенности в рабочей зоне (буровая установка)

Место ведения работ	Норма освещенности, лк
Роторный стол	100
Пути движения талевого блока	30
Помещения вышечного и насосного блоков	75
Перевенторная площадка	75
Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10

Таблиц Г.5 – Предельно-допустимые концентрации химических веществ в почве согласно СанПиН 1.2.3685-21 [14]

Наименование вещества	Величина ПДК (мг/кг почвы)	Наименование вещества	Величина ПДК (мг/кг почвы)
Бензин	0,1	Стирол	0,1
Бензол	0,3	Формальдегид	7,0
Марганец	1500,0	Хлористый калий	560,0
Ванадий	150,0	Хром	0,05
Малолетучие эфиры группы 2,4-д	0,15	Никель	4,0
Нитраты	130,0	Свинец	6,0
Сера элементарная	160,0	Цинк	23,0
Серная кислота	160,0	Марганец - чернозем (рН = 4,8)	140,0