

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 3270 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

622.143:622.243.22:622.323(24:181m3270)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б7В	Сазонов Вадим Георгиевич		

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	Башкиров Иван Александрович	-		

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 Анатольевна	—		

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	Сазонов Вадим Георгиевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3270 метров на нефтяном месторождении (Томская 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 нефтяном месторождении.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> – 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 предупреждения сальникообразования.
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, Кащук 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 предупреждения сальникообразования	
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	Сазонов Вадим Георгиевич		

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. Анализ способов предупреждения сальникообразования	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, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Сазонов Вадим Георгиевич

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	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Сазонов Вадим Георгиевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Сазонов Вадим Георгиевич

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 3270 метров на нефтяном месторождении (Томская область)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации 	<p>Объект исследования: <u>проектные решения для строительства разведочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении.</u></p> <p>Область применения: <u>проект на строительство скважины.</u></p> <p>Рабочая зона: <u>полевые условия.</u></p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: <u>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.</u></p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: <u>механическое бурение, спуско-подъемные операции, крепление скважины.</u></p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Нормативные документы, регламентирующие организацию трудового процесса на рабочем месте:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Федеральные законы и постановления правительства; – «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ); – Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов 	<p>Возможные опасные и вредные факторы при строительстве скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень вибрации; – Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды;

	<ul style="list-style-type: none"> – Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания; – Движущиеся части и механизмы; подвижные части производственного оборудования; – Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> – виброизоляционные элементы одежды; – наушники, вкладыши; – вентиляция; – респираторы и противопыльные тканевые маски; – защитная каска, защитные очки, защитные сапоги.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<p>Воздействие на селитебную зону: <u>не оказывается в связи с географией работ.</u></p> <p>Воздействие на литосферу: <u>отходы бурения (шлам).</u></p> <p>Воздействие на гидросферу: <u>отходы бурения (буровой раствор).</u></p> <p>Воздействие на атмосферу: <u>выхлопные газы ДВС.</u></p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	<p>Возможные ЧС: <u>пожары (взрывы); землетрясения.</u></p> <p>– Наиболее типичная ЧС: <u>газонефтеводопроявление (ГНВП).</u></p>

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	Сазонов Вадим Георгиевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 99 страниц, 8 рисунков, 30 таблиц, 42 источника 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, сальники при бурении.

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 3270 метров на нефтяном месторождении (Томская область).

Целью данной работы является – проектирование технологических решений для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3270 метров на нефтяном месторождении (Томская область).

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 предупреждения сальникообразования.
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 – цементировочный клапан обратный дроссельный;
- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- СКЦ – станция контроля цементирования;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- БУ – буровая установка;
- ЦА – цементировочный агрегат.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины.....	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)	15
1.3 Зоны возможных осложнений.....	16
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА.....	17
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	17
2.2 Проектирование конструкции скважины.....	17
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	17
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	17
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	19
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	19
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	20
2.3 Проектирование процессов углубления скважины.....	20
2.3.1 Выбор способа бурения	20
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	20
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	23
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	23
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	24
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	25
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	26
2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов	29
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	31
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	35
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины.....	35
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	35
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	39

2.4.3	Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	40
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	43
2.5	Выбор буровой установки	46
3	СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ САЛЬНИКООБРАЗОВАНИЯ».....	47
3.1	Введение	47
3.2	Причины сальникообразования	48
3.3	Признаки образования сальника.....	51
3.4	Предупреждение сальникообразования.....	51
3.4.1	Регулирование механической скорости проходки в зависимости от расхода	54
3.4.2	Тип долота и гидравлика	54
3.4.3	Дополнительные очистки скважины.....	55
3.4.4	Подбор состава бурового раствора.....	55
3.4.5	Обработки бурового раствора, предназначенные для борьбы с сальниками.....	57
3.5	Вывод по разделу.....	58
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	60
4.1	Планирование исследовательских работ	61
4.1.1	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	61
4.1.2	Линейный календарный график выполнения работ	62
4.2	Сметная стоимость строительства скважины.....	64
4.3	Вывод по разделу.....	65
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	66
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	66
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	66
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	67
5.2	Производственная безопасность.....	68

5.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	68
5.3 Экологическая безопасность	72
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	74
5.5 Вывод по разделу	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	77
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	79
Приложение А Горно-геологические условия бурения скважины	83
Приложение Б Технологическая часть проекта	88
Приложение В Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	92
Приложение Г Социальная ответственность	101

ВВЕДЕНИЕ

Перед строительством любой скважины составляется проектная документация, в которую входят технологические решения, включающие способы бурения, применяемый инструмент, режимы бурения, крепление и заканчивание скважины и т.д. В зависимости от назначения скважины, количество прорабатываемых решений может варьироваться, например, для разведочных скважин в обязательном порядке разрабатываются мероприятия по исследованию продуктивных пластов, например, путем отбора керна.

Предоставленные горно-геологические данные содержат достаточную для проектирования информацию, например, по литологической характеристике можно выделить следующие горные породы, слагающие разрез: глины, пески, алевролиты, аргиллиты, песчаники. Механические свойства этих горных пород во многом определяют подход к их разрушению: способ бурения и применяемый породоразрушающий инструмент. В разрезе представлен один продуктивный нефтенасыщенный пласт, от которого будет зависеть конструкция скважины.

Цель данной выпускной квалификационной работы – разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3270 м на нефтяном месторождении с учетом данных горно-геологических условий.

Специальный вопрос данной выпускной квалификационной работы посвящен анализу способов предупреждения сальникообразования. Данное осложнение опасно в первую очередь тем, что способно провоцировать более серьезные осложнения и аварии, такие как затяжки и даже прихваты. Поэтому при существующей вероятности возникновения сальников необходимо заранее предпринимать меры по их предупреждению.

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
0-630	1,2
630-930	1,1
930-3290	1,0

Таблица 1.2 – механические свойства горных пород по интервалам

Интервал, м	Категория пород по промышленной классификации	Абразивность
0-450	М	1-2
450-930	МС	1-8
930-3100	МС, С	1-8
3100-3290	С	1-8

Таблица 1.3 – Градиенты давлений по интервалам

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Градиент, МПа на м	
	от (верх)	до (низ)	Пластового давления	Гидро разрыва пород
Q–P ₃ –P ₃ –P ₁	0	450	0,100	0,220
K ₂ –K ₁	450	2080	0,100	0,180
K ₁	2080	3100	0,100	0,175
J ₁	3100	3290	0,100	0,160

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Нефтегазоносность 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				
J ₁	3200	3240	нефть	840	70	-

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	
Q–P ₃ –P ₃ –P ₁ –K ₂	0	860	Возможны осыпи и обвалы Поглощения бурового раствора (max интенсивность – 1-2 м ³ /час) Возможны проявления (вода) Прихватоопасная зона
K ₂ –K ₁	860	3170	Возможны проявления (вода) Поглощения бурового раствора (max интенсивность – 3-4 м ³ /час) Осыпи Обвалы Прихватоопасная зона
K ₁ –J ₁	3170	3290	Возможны проявления (нефть) Обвалы Прихватоопасная зона

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.

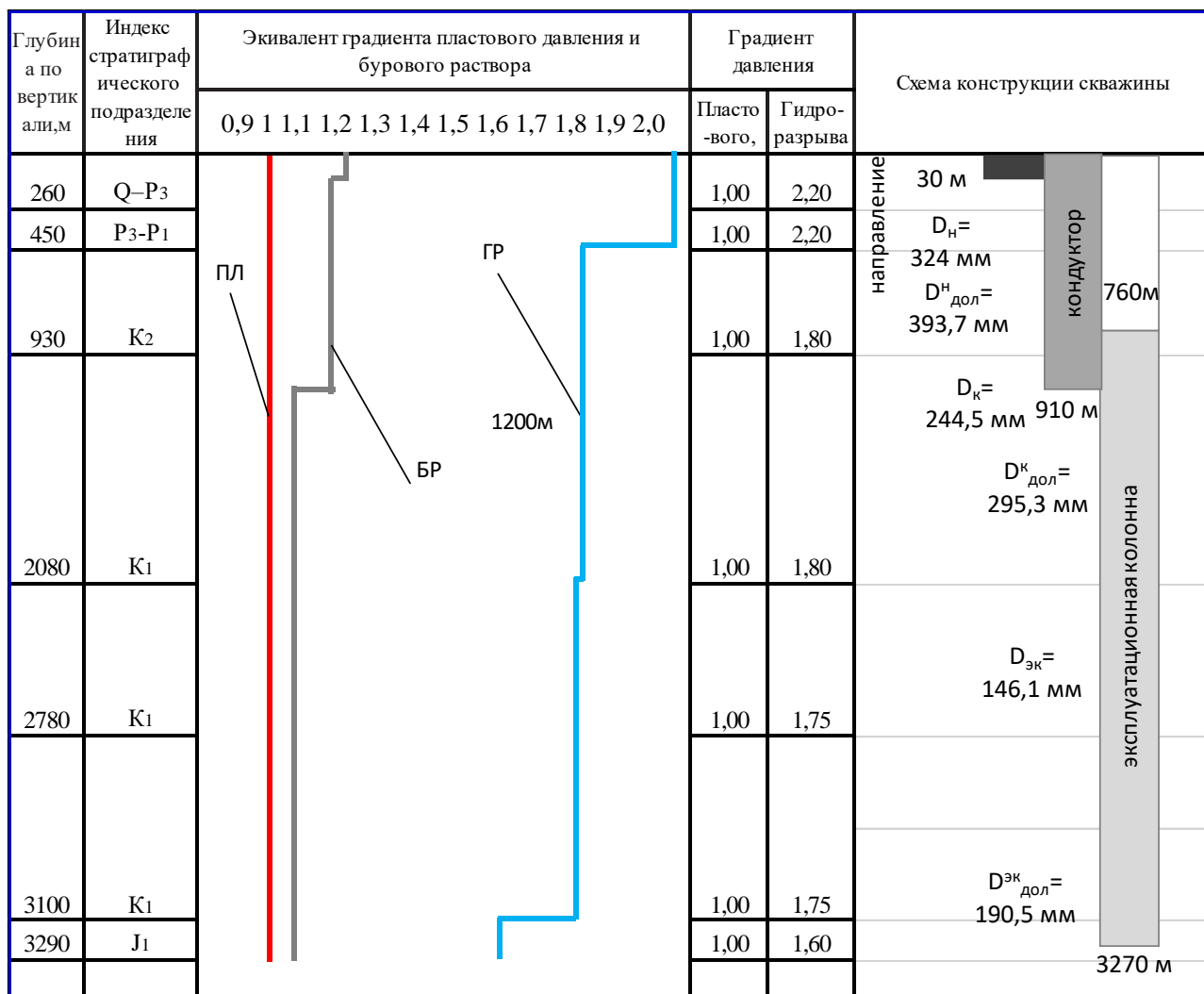


Рисунок 2.1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

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 20 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 30 м.

В моём варианте имеется один нефтяной пласт, с целью недопущения гидроразрыва пласта у башмака кондуктора, минимальная глубина спуска, с учётом коэффициента запаса – 800 м (таблица 2.1). Однако, примем во внимание, что согласно геологическим данным, до глубины 860 м осложнения,

связанные с осыпями и обвалами, прихватами БИ. С целью предотвращения возможных осложнений запроектируем спуск кондуктора на глубину 910 м.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще по 10 м. на каждую 1000 м глубины скважины. Исходя из этого, ЗУМППФ будет составлять 30 м. Спуск эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 3270 м.

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора и эксплуатационной колонны

Имя пласта	J_1
Глубина кровли продуктивного пласта, м $L_{кр}$	3200
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,100
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{грн}$)	0,160
Плотность нефти, кг/м ³ (ρ_n)	840
Расчетные значения	
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	320
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{конд\ min}$)	800
Требуемый запас	1,10
Принимаемая глубина, м	910

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 30 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 910 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины и на 500 м для газовой скважины. Так как скважина нефтяная, интервал цементирования будет составлять 760-3270 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 146,1 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 190,5 мм.

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

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

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 6,83 МПа.

Следовательно, проектируется ОП5-230/80х21 ГОСТ 13862-90 (230 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 21 – рабочее давление, МПа) состоящее из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК1-21-146х245 К1 ХЛ (обвязываются кондуктор 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 и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. 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	30	Роторный
30	910	ВЗД
910	3270	ВЗД
3200	3240	Роторный (Отбор керна)

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 PDC долота для всех интервалов бурения, кроме интервала под направление, 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		0-30	30-910	910-3270	3200-3240
Шифр долота		393,7 (15 1/2) GRDP127	БИТ 295,3 ВТ 613	БИТ 190,5 ВТ 513	БИТ 190,5/100 В 913
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	190,5	190,5
Тип горных пород		М	М+МС	МС+С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 152	3 117	3-161
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2	-
Длина, м		0,4	0,4	0,35	0,2
Масса, кг		172	85	28	25
Нагрузка, тс (<i>G</i>)	Рекомендуемая	15–30	2–10	2–10	2–6
	Максимальная	30	10	10	6
Частота вращения, об/мин (<i>n</i>)	Рекомендуемая	40–600	60–400	60–400	60–120
	Максимальная	600	400	400	120

Для бурения интервала под направление проектируется трехшарошечное долото марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, долото PDC такого диаметра будет необоснованно дорогим.

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

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки МС+С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на

долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними горными породами.

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.

1. Для бурения интервала под направление 0-30 м с PDC долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

2. Для бурения интервала под кондуктор 30-910 м с PDC долотом планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 910-3270 м с PDC долотом выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними горными породами.

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

Таблица 2.4 – Характеристики калибраторов по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-910	910-3270
Шифр калибратора		КЛС 390 М	К 295 МС	2-КС190 СТ
Тип калибратора		С спиральными лопастями	С прямыми лопастями	С спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		390	295	190
Тип горных пород		М	М+МС	МС+С
Присоединительная резьба	ГОСТ	Н171/М171	Н152/М152	Н117/М117
	API	-	-	-
Длина, м		1,1	0,9	0,55
Масса, кг		155	114	67

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	0-30	30-910	910-3270
Исходные данные			
Диаметр долота, см (D_d)	39,37	29,53	19,05
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	30	10	10
Результаты проектирования			
Допустимая нагрузка, тс ($G_{дон}$)	24	8	8
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	6	8	8

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 6 тоннам, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

2.3.4 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	0-30	30-910	910-3270
Исходные данные			
Скорость, м/с (V_n)	3	2	1,5
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953
	мм	393,7	295,3
Результаты проектирования			
Частота вращения n_l , об/мин	146	129	150

Статистическое значение частоты вращения $n_{\text{стат}}$, об/мин	40-60	100-180	140-200
Частота вращения $n_{\text{проект}}$, об/мин	60	130	150

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 (0–30 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.3.5 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. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов.

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

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

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

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

Таблица 2.7 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал	0-30	30-910	910-3270
Исходные данные			
Диаметр долота, м (D_d)	0,3937	0,2953	0,1905
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)	0,6	0,5	0,4
Коэффициент кавернозности (K_k)	1,20	1,17	1,00
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,14	0,12
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	40	35	30
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	0,0238	0,0103	0,0071
Число насадок (n)	3	8	8
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпmin}$)	0,5	0,5	1
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	1,22	1,17	1,07
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ (ρ_n)	1,98	2,2	2,2
Результаты проектирования			
Расход, л/с, Q_1	73	34	11
Расход, л/с, Q_2	68	42	15
Расход, л/с, Q_3	55	28	16
Расход, л/с, Q_4	42	49	33
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	42-73	28-49	11-33
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	70	55	33

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.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 30–910 м (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР1-240.7/8.55 который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе

обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 910–3270 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-165.7/8.49, 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		0-30	30-910	910-3270
Исходные данные				
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
Нагрузка, кН (G_{oc})			98	88
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)			1,5	1,5
Результаты проектирования				
Диаметр забойного двигателя, мм (D_{zd})		-	236	152
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м (M_p)		-	3771	2246
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м (M_o)		-	148	95
Удельный момент долота, Н*м/кН ($M_{y\partial}$)		-	37	24

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
ДГР1-240.7/8.55	30-910	240	10,225	2703	30-75	62-155	26,0-39,0	114-430
ДГР-165.7/8.49	910-3270	165	8,652	1015	17-38	70-160	10,0-15,5	211

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б1-Б4.

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

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

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

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{ТК}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{156,6}{92,1} = 1,70 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{ТК}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{164,7}{92,1} = 1,78 > 1,15$$

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 выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	30	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-162	3,7	0,118	6,019	3,03	>10	>10	>10
бурение	30	910	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-162	857,5	27,39	37,57	1,51	4,07	4,49	4,72
бурение	910	3270	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-162	3206	102,41	110,87	2,01	1,69	1,41	1,48
Отбор керна	3200	3240	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-162	3195	99,75	105,36	2,34	1,89	1,48	1,56

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:

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

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 0-30 м:

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

Кондуктор, интервал 30-910 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,14 \cdot 0,01 \cdot 10^6}{9,81} = 1163 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Эксплуатационная колонна, интервал 910-3270 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,07 \cdot 0,01 \cdot 10^6}{9,81} = 1091 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Так как верхний разрез скважины представлен терригенными породами, и в основном это породы глинистого типа (глины, аргиллиты,

алевролиты), то бурение целесообразно вести на глинистом (бентонитовый раствор) буровом растворе.

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.

Для бурения интервалов 30-910 м под кондуктор и 910-3270 м под эксплуатационную 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.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в таблицах 2.11-2.14.

Таблица 2.11 – Компонентный состав бентонитового раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Каустическая сода	1
Бентонит	70
Кальцинированная сода	1
Барит	169,14
ФХЛС	1

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

Таблица 2.13 – Компонентный полимер-глинистого раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Бентонит	12
Каустическая сода	1
КМЦ ВВ	0,3
ПАВ	1
КМЦ НВ	0,15
Lubrex	5
Барит	180,3 (кондуктор), 81,5 (ЭК)

Таблица 2.14 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,163 (кондуктор), 1,091 (ЭК)
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

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Б в таблице Б.5. 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 Б в таблице Б.6.

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 2.15, 2.16, 2.17.

Таблица 2.15 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	30	БУРЕНИЕ	0,541	0,14	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	18	94,6	454,9
Под кондуктор									
30	910	БУРЕНИЕ	0,899	0,09	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	10	89,6	310,9
Под эксплуатационную колонну									
910	3270	БУРЕНИЕ	2,021	0,11	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	8	79,6	130,6
3200	3240	ОТБОР КЕРНА	1,293	0,072	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	80,5	85,5

Таблица 2.16 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	30	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	170	203,3	1	110	36,08	72,16
30	910	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	150	266	1	110	28,16	56,32
910	3270	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	1	0,95	150	266	1	125	32	32
3200	3240	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950А	1	0,95	150	266	1	80	20,48	20,48

Таблица 2.17 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	30	БУРЕНИЕ	86,4	63	0	13,3	0,1	10
30	910	БУРЕНИЕ	233,1	55,2	110	55,5	2,4	10
910	3270	БУРЕНИЕ	247,3	40,8	90	60,4	46,1	10
3200	3240	ОТБОР КЕРНА	103,8	41,7	0	25,3	32,0	4,7

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 2.18 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 2.18 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
3200-3240	КИ 2.2. 172/100	2-5	20-40	15-20

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, 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	840	Глубина скважины, м	3270
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	760	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	150
Высота цементного стакана $h_{см}$, м	10	Динамический уровень скважины h_0 , м	2180

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

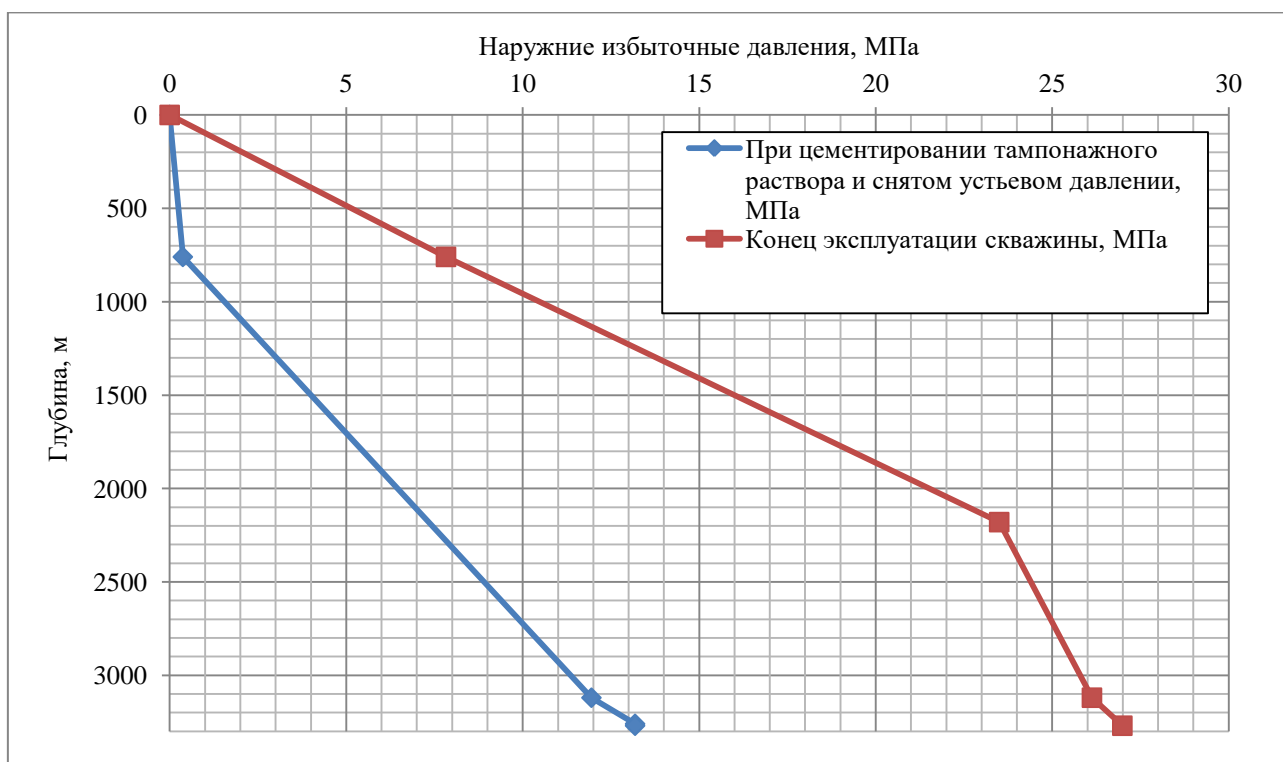


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

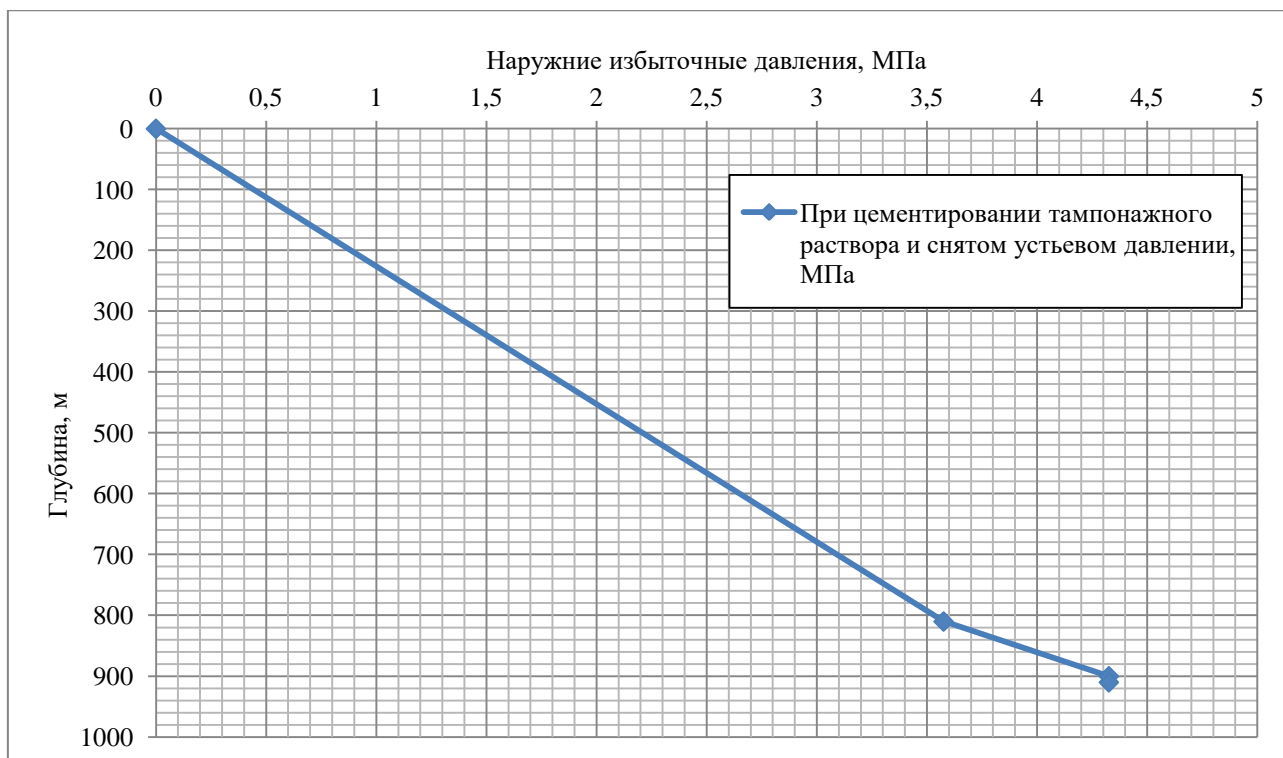


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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

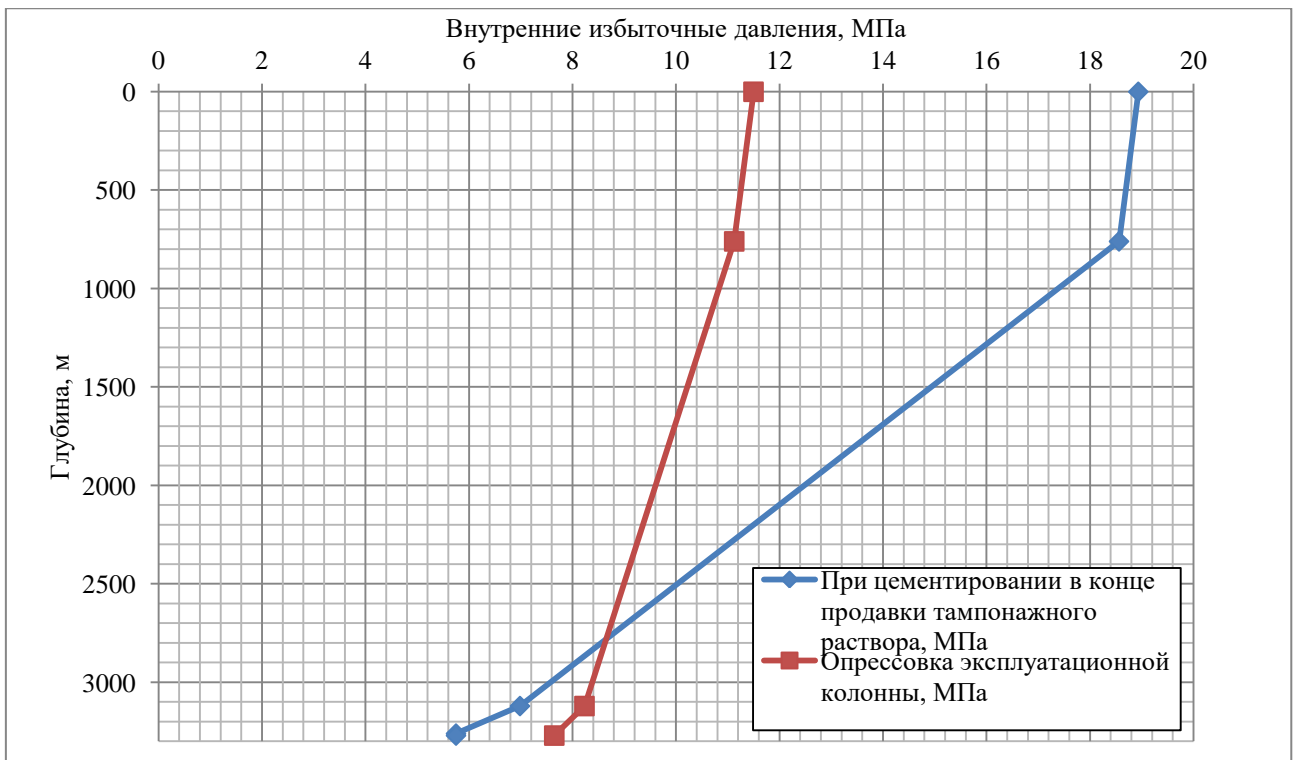


Рисунок 2.4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

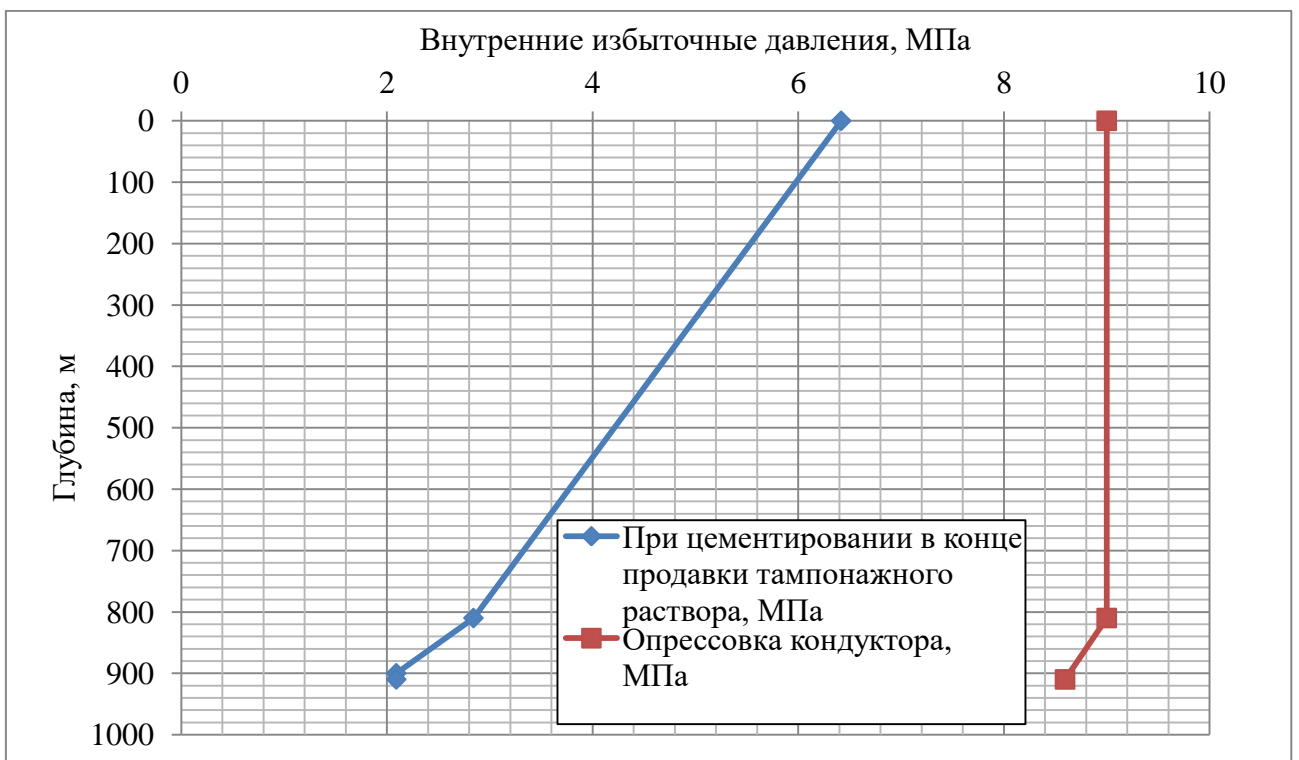


Рисунок 2.5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в

таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочнос-ти	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	30	68,50	2016	2016	0-30
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	910	48,1	43783,9	43783,9	0-910
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	8,5	120	29,6	3547,4	88639,1	3270-3150
2	ОТТМ	Д	7,7	3150	27,0	85091,7		3150-0

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 146 мм	БКМ-146 («Уралнефтемаш»)	3270	3270	1	1
	ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)	3260	3260	1	1
	ЦПЦ-146/190 («НефтьКам»)	0	860	18	92
		860	940	8	
		840	3200	58	
		3200	3240	4	
	3240	3270	4		
	ЦТ-146/190 («НефтьКам»)	3190	3250	7	7
	ПРП-Ц-В-146 («Уралнефтемаш»)	3260	3260	1	1
ПРП-Ц-Н-146 («Уралнефтемаш»)	3260	3260	1	1	

Продолжение таблица 2.21

1	2	3	4	5	6
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	910	910	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	900	900	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	30	1	27
		30	880	21	
		880	910	5	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	900	900	1	1	
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	30	30	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	20	20	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	25	2	4
		25	30	2	
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	20	20	1	1	

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирование скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

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

Поскольку $49,6 \leq 49,7$ условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень.

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.22.

Таблица 2.22 – 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	3,53	0,71	1050	0,71	МБП-СМ	49,7
		2,82		2,82	МБП-МВ	42,3
Продавочная жидкость	44,99		1000	44,99	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	36,75		1500	1,23	ПЦТ - Ш - Об (4-6) - 100	28 387
					НТФ	15,07
Нормальной плотности тампонажный раствор	1,89		1890	30,66	ПЦТ-II-150	2 538
					НТФ	0,5

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_0, \quad (2.3)$$

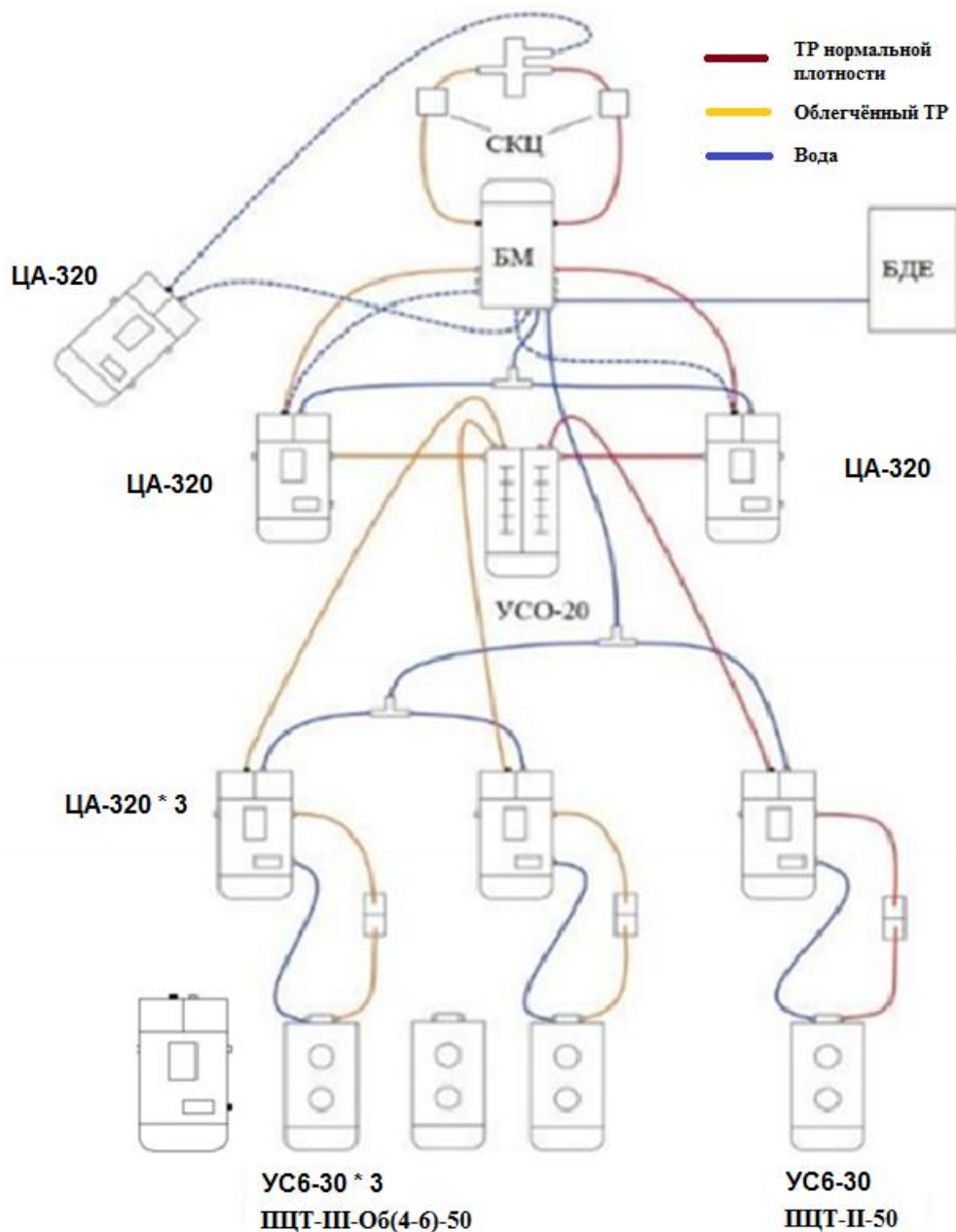
где $G_{\text{сух}}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т.; G_0 – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

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: $m_2 = 28,387 / 10 = 2,84$ – 3 УС 6-30.

Тампонажный раствор нормальной плотности: $m_2 = 2,538 / 13 = 0,2$ – 1 УС 6-30.

На рисунке 2.6 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 2.6 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники с применением цементосмесительных установок и гидворонки

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.

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

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

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1070 \text{ кг/м}^3, \quad (2.4)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым; давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 м на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$); $P_{пл}$ – 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:

$$V_{ж.г.} = 2 * V_{внЭК.} = 2 * 42,69 = 85,38 \text{ м}^3 \quad (2.5)$$

где $V_{внЭК}$ – 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 2.23.

Таблица 2.23 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
40	НКТ	Кумулятивная	ПКО 89-АТ (Производство БВТ)	20 (16)	Длина корпусов – 1,2,3,4,5м (По треб. заказчика)

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

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

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

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95.

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 АФ1-80/65х21.

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 2.24 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 2.24 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ – 3Д-86			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	111,07	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$192 > 111,07$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	88,64	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$288 > 88,64$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q_{np})	144,4	$[G_{кр}] / Q_{np} \geq 1$	$320/144,4 = 2,2 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	320		

3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ САЛЬНИКООБРАЗОВАНИЯ»

3.1 Введение

Основная часть разрезов скважин в Западной Сибири, и в частности в Томской области представлена глинистыми и глинодержащими породами, создающими определенные трудности при бурении.

Строительство скважин в этих условиях часто сопряжено с такими осложнениями, как затяжки и посадки при СПО, сужение ствола скважины, снижение механической скорости, а также прихваты бурильной колонны. Причиной этих явлений может являться сальникообразование.

Сальник представляет собой смесь вязкой глинистой массы с частицами выбуренной породы. В зависимости от содержания воды сальники могут обладать различной степенью пластичности. Сальники обычно трудно поддаются разрушению. Сальник может образоваться как элементах КНБК, приводя к затяжкам, посадкам, подклинкам и прихватам; а также на долоте, приводя к снижению механической скорости бурения.

Аварии, связанные с прихватом бурильного инструмента и обсадных колонн, равно как и затяжки бурильной колонны, образование сальников и прочее, причиняют большие убытки буровым предприятиям, резко ухудшают показатели буровых работ, темпы разведки и разработки нефтегазоносных структур, сдерживают ввод в эксплуатацию месторождений нефти и газа.

Большое значение имеет уменьшение сил сопротивления движению бурильного инструмента в наклонно направленном бурении, поскольку на наклонных участках бурильные трубы прилегают к стенкам скважины. В этом случае происходит трение, как по фильтрационной корке, так и по породе. Особенно велики фрикционные и адгезионные сопротивления при значительных отклонениях ствола скважины от вертикали, превышающих в ряде случаев 2000 м и более. Формирование сальников на деталях КНБК является одной из проблем, препятствующих нормальной проходке скважин.

3.2 Причины сальникообразования

Сальники возникают из-за мягкости и липкого характера полученных частиц шлама. Этот шлам поглощает воду из бурового раствора, набухает и прилипает к долоту за счет своей природной высокой предрасположенности. Прилипание обусловлено молекулярными силами притяжения и адгезией – механическим зацеплением с поверхностями. Образование комков происходит, когда выбуренная порода на основе глины слипается и прилипает к металлическим поверхностям долота и трубы.

Образование сальника на долоте обычно происходит при бурении сланцев и глин. Такой сальник образован давлением сжатия шлама, возникающим в межзубцовых пространствах шарошек, между лопастями долот и на элементах КНБК (рисунок 3.1). В результате, при перемещении по забою шарошек в межзубцовые впадины венцов запрессовывается шлам, на вооружении формируется сальник, мешающий эффективному разрушению горной породы зубьями долота, а на КНБК при вращении в местах резкого изменения сечения образуется шламовая пробка [4].



Рисунок 3.1 – Сальник на КНБК

Адгезия глины является функцией электрохимического притяжения глины к твердым частицам глины (связь глина-глина) и глины к металлу (связь глина-металл). Реакция начинается, когда твердые частицы глины становятся влажными и происходит гидратация/диспергирование глины. Величина сцепления определяется степенью гидратации глины, химическими свойствами глины, химическим составом водной фазы бурового раствора, а также близостью реакционноспособных твердых частиц или концентрацией твердых частиц. Массивные концентрации реакционноспособных твердых частиц могут подавлять большинство систем бурового раствора.

Процесс формирования сальника развивается лавинообразно с нарастанием концентрации частиц липкой породы. Это происходит как вследствие недостаточной скорости восходящего потока бурового раствора так и в результате поступления в раствор толстой глинистой корки во время проработки ствола скважины и размокшей горной породы при использовании некачественных буровых растворов. В настоящее время механизм возникновения сальников расширен: к чисто адгезионному эффекту возникновения сальника добавлен аутогезионный эффект, заключающийся в дополнительном налипании глины на уже сформировавшийся начальный слой сальника.

После разбуривания глина быстро впитывает влагу из бурового раствора, а прочность её контакта с поверхностью породоразрушающего инструмента резко увеличивается.

Сальники могут образовываться в процессе спуска инструмента за счет сдирання глинистой корки со стенок скважины, при расхаживании инструмента и расширении ствола скважины.

Сухая глина не обладает склонностью к налипанию (рисунок 3.2). В тоже время при возрастании объема содержания воды пластичность глины увеличивается и повышается склонность к налипанию. Если содержание воды в глине и дальше будет увеличиваться, то она станет настолько пластичной, что легко диспергируется. Такой материал будет легко смываться струями бурового

раствора. Следуя из графика на рисунке, видно, что зона риска сальникообразования существует, относящаяся к пластичному состоянию разбуриваемой породы. Местоположение зоны риска образования сальника зависит от вида и типа сланца, а также содержания в нём минералов [5].

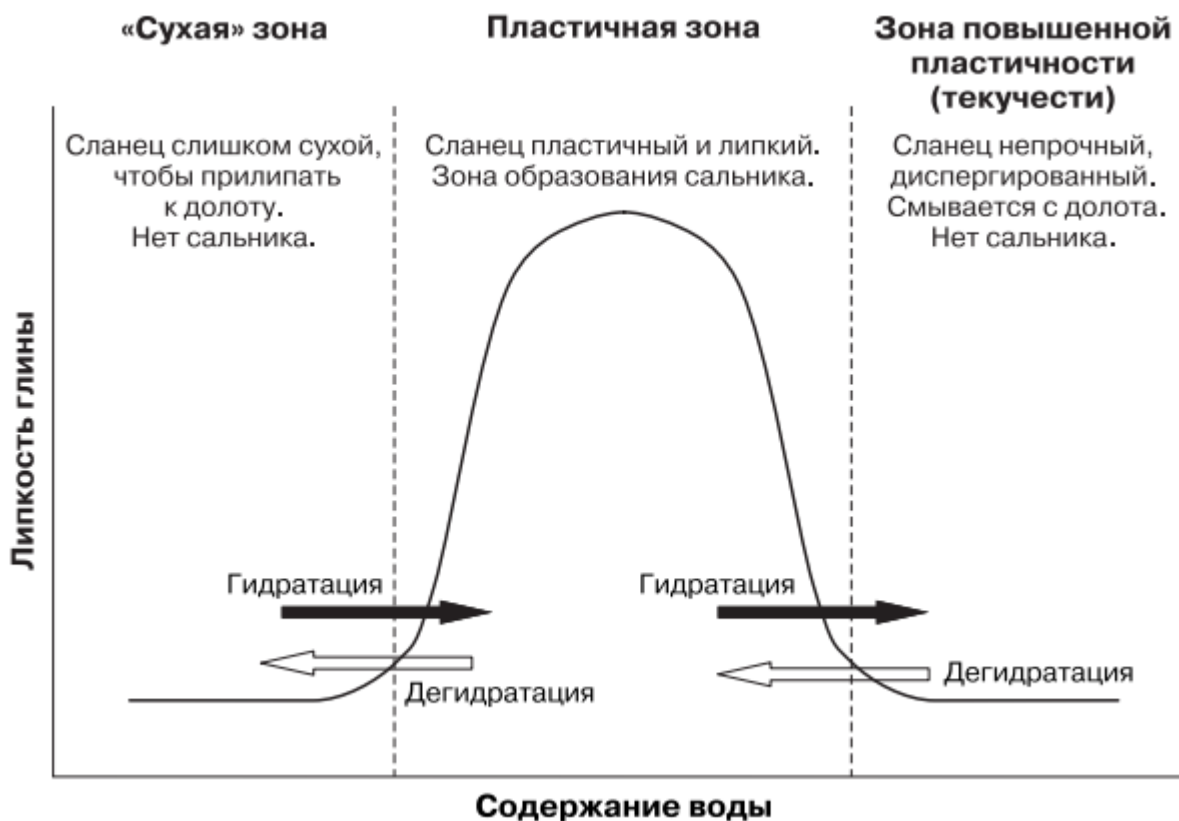


Рисунок 3.2 – Влияние влажности глины на образование сальников

В итоге причинами образования сальников являются:

- недостаточная выносящая способность восходящего потока бурового раствора и резкие изменения его скорости по стволу;
- низкое качество бурового раствора, несоответствие его параметров (вязкость, СНС, водоотдачи, РН и др.), заданным в ГТН;
- недостаточное количество смазочных и противосальниковых добавок в буровом растворе;
- плохая очистка бурового раствора;
- неправильный режим бурения и промывок;
- нарушение герметичности бурильных труб;

- низкая ингибирующая способность бурового раствора.

3.3 Признаки образования сальника

Ранее обнаружение наличия сальника на инструменте позволяет заранее предпринимать меры для удаления налипшей горной породы и не допускать дальнейшего роста сальника, который может привести к усугублению характера осложнения вплоть до возникновения прихвата.

Признаки сальникообразования следующие:

- падение механической скорости при несработавшем долоте;
 - появление затяжек при отрыве от забоя;
 - увеличение крутящего момента при вращении инструмента;
 - иногда наблюдается возрастание давления в нагнетательной линии на 1-1,5 МПа (10-15 атм).
- в тяжелых случаях (при непринятии своевременных мер) образование сальника сопровождается резким повышением давления при отрывах долота от забоя или при подходе к забою; иногда закупорками со сработкой предохранительных клапанов;
- возникновение эффекта свабирования при подъеме инструмента, который проявляется в появлении потока на выходе из скважины при отсутствии циркуляции;
 - появление затяжек при подъеме и посадок при спуске.

3.4 Предупреждение сальникообразования

Для предотвращения образования сальников необходимо выполнять следующие мероприятия.

Конструкция скважины должна проектироваться с учетом обеспечения достаточной выносящей способности потока по всему стволу, исходя из существующих технических средств, технологических рекомендаций и накопленного опыта.

Компоновка бурильной колонны при бурении в глинистых толщах должна по возможности содержать меньше элементов, изменяющих ее сечение (УБТ разного диаметра, стабилизаторов, центраторов и т.д.).

Подбор рецептуры обработки, приготовления, хим. реагентов и обработка раствора на буровой должна производиться квалифицированными инженерами по буровым растворам Подрядчика по растворам.

При появлении затяжек и повышении давления во время очередного отрыва от забоя углубление надо прекратить и проработать ствол на длину ведущей трубы до их исчезновения и только после этого продолжить углубление, участвив отрывы от забоя до нормализации положения.

Сальник может образоваться непосредственно после спуска долота в результате сгребания глинистой корки. Поэтому при спуске нового долота необходимо проработать призабойную зону (15-20 м) со скоростью не более 1 м/мин., после чего обкатать долото и начать бурение с нагрузкой 3-4 т с отрывами от забоя через 10-15 минут в течение 30-40 минут. После этого постепенно довести нагрузку до заданной и, убедившись, что бурение идет нормально, продолжить его с заданным режимом.

Сальник может образоваться при длительных остановках бурения из-за ремонтов оборудования и других причин, когда инструмент, находясь в открытом стволе, длительно "расхаживается" на одном месте. Поэтому перед бурением в глинистых породах необходимо тщательно проверять оборудование. При длительных остановках из-за ремонтов оборудования следует поднять долото из открытого ствола, устранить неполадки, после чего допустить долото с проработкой и промывкой.

При появлении признаков образования сальника в процессе бурения необходимо:

– прекратить углубление скважины и многократно проработать призабойный интервал с частыми отрывами от забоя, стараясь разрушить образовавшийся сальник;

- проверить качество бурового раствора (вязкость, СНС, водоотдачу, водородный показатель рН, содержание нефти и другие параметры, предусмотренные программой Подрядчика по буровым растворам) и при необходимости обработать его;

- после исчезновения признаков сальника временно снизить нагрузку на долото, участить отрывы от забоя и проработку.

В тяжелых случаях (затяжки, закупорки и т.д.) необходимо прекратить углубление и поднять бурильную колонну. Дальнейшие работы по ликвидации осложнения проводить по специальному плану, включающему тип долота, компоновку низа бурильной колонны, режим промывок и проработок.

При возникновении повторяющихся, нарастающих затяжек во время подъема бурильной колонны следует прекратить подъем, пропустить долото как можно ниже места затяжки в зону свободного хождения (но не менее 1-й трубы). Восстановить циркуляцию с минимально возможной производительностью насоса, доведя ее по мере нормализации давления до полной; промыть скважину с обработкой бурового раствора и пытаться разрушить сальник путем вращения и продольного перемещения инструмента (проработок) на длину свечи. При невозможности выполнения указанных условий восстанавливать циркуляцию и производить другие работы по освобождению инструмента можно только по плану работ под руководством бурового мастера или инженера по сложным работам.

Освобождать инструмент разрешается натяжками сверх собственного веса, каждый раз увеличивая натяжку не более чем на 5 т по сравнению с предыдущей и при условии нормального сбивания вниз. При бурении с ВЗД и невозможности обеспечить необходимую промывку для очистки скважины следует спустить роторную КНБК и промыть скважину с повышенной производительностью. Запрещается проработка ствола фрезерами и другими аварийными и ловильными инструментами [6].

Существуют также более специфические способы предупреждения сальникообразования.

3.4.1 Регулирование механической скорости проходки в зависимости от расхода

К появлению сальников приводят высокие концентрации твердых частиц бурового раствора и выбуренной породы. Это функция состава бурового раствора и скорости проходки в зависимости от скорости потока. Чрезмерная механическая скорость проходки по сравнению со скоростью потока бурового раствора может создать большую концентрацию реакционноспособных твердых частиц в кольцевом пространстве. Поэтому при бурении пластов глинистых горных пород концентрацию твердых частиц малого размера в буровом растворе следует поддерживать как можно ниже (5 % по объему или менее). Кроме того, концентрация шлама в затрубном пространстве должна быть ограничена до 4 % по объему путем согласования расхода и скорости проходки. Для этого может потребоваться контроль мгновенной скорости бурения [7].

3.4.2 Тип долота и гидравлика

В зависимости от профиля скважины, для эффективного удаления шлама из ствола скважины можно использовать пачки с высокой и/или низкой вязкостью. Турбулентность потока жидкости с низкой вязкостью перемешивает слой шлама, а жидкость с высокой вязкостью выносит твердые частицы на поверхность. Вместо бентонита для увеличения вязкости и предотвращения увеличения содержания глины в системе бурового раствора рекомендуется использовать полимеры ксантанового типа.

Динамика жидкости, такая как скорость и турбулентность, имеет решающее значение для очистки долота и предотвращения образования сальников. Рекомендуется создавать высокую скорость потока и высокую степень турбулентности жидкости. Сами по себе скорости потока не являются ключевым фактором. Вязкость жидкости и/или турбулентность жидкости на долоте зависят от состава и скорости жидкости, поскольку буровой раствор

является неньютоновской жидкостью. Площадь поверхности твердых частиц является ограничивающим фактором для разжижения бурового раствора при сдвиге. Таким образом, оптимизация концентрации твердых частиц имеет решающее значение для эффективной гидродинамики. Гидравлическая мощность на долоте должна быть оптимизирована. Конструкция долота может способствовать или противодействовать образованию сальников на долоте. Рекомендуется при бурении скважин с высокой вероятностью сальникообразования использовать долота с покрытием Anti-Balling (AB), которое препятствует налипанию глины.

3.4.3 Дополнительные очистки скважины

Частые короткие спуско-подъемные операции в наклонно-направленных скважинах очень полезны для уменьшения накопления шлама. Слой шлама нарушается долотом, поэтому его можно удалить после возобновления циркуляции.

3.4.4 Подбор состава бурового раствора

Адгезия твердых частиц может быть уменьшена путем нейтрализации притягивающих зарядов на глинах ионной компенсацией, т.е. натрием, кальцием, калием, катионными и анионными полимерами и поверхностно-активными веществами (ПАВ). Тяжесть сальникообразования уменьшается за счет ограничения удельной площади поверхности реакционноспособных твердых частиц в жидкости. Этот процесс частично осуществляется за счет предотвращения гидратации и диспергирования выбуренной породы ингибирующими буровыми растворами. Среди основных жидкостей для рассмотрения есть те, которые содержат хлорид кальция, калия, катионные добавки, поверхностно-активные вещества, масла, сложные эфиры, формиаты, силикаты, гликоли и многочисленные комбинации этих основных ингредиентов. К эффективным системам бурового раствора относятся растворы на углеводородной основе, в том числе обратные эмульсии тип «вода в масле»

Контроль pH является важным фактором, поскольку ион гидроксила является диспергирующим. Во-первых, гидроксильные ионы способствуют образованию водородных связей молекул воды со стальными поверхностями. Во-вторых, когда ион гидроксила гидратирован, большой объем связанной с ним воды раздвигает пластинки и слои глины. Это диспергирующее действие увеличивается по мере увеличения pH. Диапазоны pH должны быть скорректированы в соответствии с ингибирующей природой используемой системы бурового раствора. Например, для большей степени ингибирования следует поддерживать значение pH ближе к нейтральному, но с учетом сохранения работоспособности компонентов бурового раствора.

Сведение к минимуму концентрации глины с помощью оборудования для удаления твердых частиц (например, с помощью центрифуги) и разбавления реакционноспособных твердых частиц также снижает удельную площадь поверхности, доступную для адгезии и образования сальников. Бентонит в составе бурового раствора может усугубить проблему вероятности образования сальников, так что его концентрацию следует повышать с осторожностью. Когда сальники представляют собой потенциальную проблему, содержание твердых частиц с низкой плотностью должно поддерживаться на уровне 5 % или менее по объему, а эквивалентная концентрация бентонита должна составлять 57 кг/м³ или менее, что определяется тестом с метиленовым синим. Шлам рекомендуется инкапсулировать с применением соответствующих реагентов, например, полимеров, таких как полиакриламид (ПАА). Он связывает твердые частицы, предотвращая их диспергирование, и образует смазывающую пленку, которая позволяет твердым частицам скользить относительно друг друга, тем самым предотвращая механическое разрушение. Добавление противосальниковой добавки уменьшит электрохимическое притяжение глины к металлу [7].

3.4.5 Обработки бурового раствора, предназначенные для борьбы с сальниками

Для устранения возникшего сальника можно использовать специализированные пачки. При использовании таких пачек необходимо тщательно отслеживать величину гидростатического давления, чтобы не допустить ни гидроразрыва, ни ГНВП. Подходящая пачка будет зависеть от типа используемого бурового раствора, материалов, имеющихся на буровой установке, чувствительности пласта и соображений безопасности.

Щелочная пачка может быть установлена напротив предполагаемого элемента с сальником или может быть прокачана по скважине без остановки циркуляции. Щелочной компонент можно смешивать с пресной или морской водой с целью ускорения гидратации и диспергирования реактивной глины. При прокачке жидкости с низкой вязкостью (воды) образуется сильное турбулентное течение в области уменьшения кольцевого зазора за счет наличия сальника. Одним из примеров щелочных компонентов является детергент торговой марки CONDET. Пачка с этим реагентом обычно состоит из используемого бурового раствора с добавлением от 3 до 20 % реагента. Также можно сделать щелочную пачку с этим реагентом с помощью пресной воды. Детергент работает за счет снижения поверхностного натяжения, повышения смазывающей способности и снижения склонности глины к прилипанию. При использовании бурового раствора нет необходимости пристального контроля плотности. Недостатком применения детергентов является их возможное влияние на другие параметры буровых растворов, например, пенообразование, экологические проблемы.

Абразивная пачка обычно готовится на основе используемого бурового раствора. Основными компонентами абразивной пачки выступают кольматанты на основе скорлупы орехов (кедровый, грецкий). Такие кольматанты поставляются в различных доступных размерах, например, мелкий, средний и крупный, который подбирается в зависимости от условий на скважине. Кольматанты для

ликвидации сальников можно смешивать в пропорции от 14 до 171 кг/м³ в зависимости от типа и плотности бурового раствора. Эта пачка закачивается через долото с высокой производительностью, чтобы физически разрушить сальник, прилипший к долоту или бурильной колонне. Недостатком использования таких пачек является наличие ограничений на прокачку крупных твердых частиц через КНБК.

Высококцентрированную диспергирующую пачку можно смешивать с водой или используемым буровым раствором. Эта пачка предназначена для рассеивания сальников на долоте и КНБК за счет химического взаимодействия с частицами глины. Высокие диапазоны pH также могут способствовать диспергированию глин. SAPP можно добавлять в количестве от 2,85 до 8,5 кг/м³. Ограничением на использование пачек с реагентом SAPP является высокое содержание растворенного кальция. Кроме того, эти пачки, обладая высокой диспергирующей способностью, могут вызвать размыв стенок ствола скважины с образованием каверн. Высококцентрированные заготовки поверхностно-активных веществ (диспергаторов) можно добавлять непосредственно в приемную емкость, добавлять в бурильную трубу во время наращивания или распылять непосредственно на поверхность КНБК до ее спуска. Эти вещества снизят поверхностное натяжение и помогут нейтрализовать поверхностный заряд глины, сводя к минимуму липкость.

3.5 Вывод по разделу

Был проведен анализ способов предупреждения сальникообразования. Существует много различных методов, которые позволяют не только предотвратить образование сальников, но и разрушить уже сформировавшиеся. В зависимости от потребностей и наличия ограничений при бурении скважины можно использовать как одиночный метод, так и их комбинацию для повышения эффективности, например, сочетать промывку скважины с расхаживанием и прокачкой пачек. Сальники – это серьезное осложнение,

которое нужно предотвращать до того, как оно приведет к более серьезным последствиям, например, прихвату.

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.

Предприятие ОАО «Новосибирскнефтегаз» занимается добычей сырой нефти и нефтяного (попутного) газа, производством нефтепродуктов и разведочным бурением. Промышленную добычу нефти компания ведёт с 2000 года.

Основные работы предприятие проводит на Верх-Тарском нефтяном месторождении. Верх-Тарское месторождение расположено на севере Новосибирской области и располагает извлекаемыми запасами в размере 16,710 млн т нефти, что составляет порядка 60 % всех нефтяных запасов области. Предприятие также владеет лицензиями на пять лицензионных участков в Новосибирской области (Межовский, Восточно-Межовский, Ракитинский, Чековский и Бочкаревский), три в Омской области (Баклянский, Литковский, Кутисский) и два лицензионных участка в Иркутской области (Нотайский, Ульканский).

Добыча нефти на лицензионных участках ведется в соответствии с классическими стадиями разработки нефтяных месторождений. Сегодняшний этап в развитии нефтепромысла – после цикла, связанного с сокращением

размеров нефтедобычи, стабилизация объёмов добываемых углеводородов. Перспективы ресурсы лицензионных участков исчисляются в 20 миллионов тонн нефти, остаточные запасы на разрабатываемых нефтяных месторождениях составляют 19 миллионов тонн, которые располагаются в пластах юрских отложений.

Все годы компания стремилась повышать уровень предприятия, делая ставку на профессионализм своих сотрудников, укрепление партнерских отношений с участниками рынка, используя прогрессивные информационные технологии. В своей работе компания использует многолетний опыт работы, инновации и индивидуальный подход

4.1 Планирование исследовательских работ

4.1.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Производственные работы по сооружению скважин состоят из нескольких этапов, нормативная продолжительность определяется, как сумма нормативной продолжительности всех этапов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы;
- бурение и крепление скважины.

При расчете принимаются во внимание:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекту;
- нормы проходки 1 метра, нормы проходки на долото;
- нормирование спускоподъемных операций, вспомогательных работ, связанных с креплением и цементированием скважины.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [8].

Нормативное время на механическое бурение определяется по отдельным нормативным интервалам. При расчете нормативного времени на спуско-подъемные операции, учитывается количество поднимаемых и опускаемых свечей, количество наращиваний по каждому нормативному интервалу. Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ [8].

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 строительные-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 подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [9]. 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» [10].

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

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 430,85 часов или 17,95 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 213,6 часов или 8,9 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

Бригады	Сутки	Месяцы									
		1			2			3			
Вышкомонтажная	45										
Буровая	17,95										
Испытания	8,9										

4.2 Сметная стоимость строительства скважины

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

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 [11], в части II – на строительные и монтажные работы [12], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [13].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [14] 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 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 (1,4 – скважина на нефть) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (56,4), произведение которых на второй квартал 2022 года составляет 78,96 [15,16].

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 23 481,6 руб/м.

4.3 Вывод по разделу

Таким образом, общие затраты, которые несет компания на строительство одной вертикальной разведочной скважины, составляют 79 613 032,23 руб.

Разведочное бурение является одним из важных этапов при планировании разработки месторождения. В стоимость строительства закладывается полный цикл строительства скважины начиная от подготовки площадки под буровую (кустовую) площадку и заканчивая процессами испытания и освоения. Таким образом, разведочная скважина – это технически и технологически сложный объект с несколькими ключевыми этапами, качественное выполнение которых стоит значительных средств. От качества построенной разведочной скважины и от достоверности полученной информации зависит будущий проект разработки месторождения. Чем больше информации будет получено, тем более детальным и проработанным будет проект и тем меньше потребуются дополнительных исследований для его завершения.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3270 метров на нефтяном месторождении (Томская область). Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины на территории Томской области.

В соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» объекты нефтегазового комплекса относятся к опасным производственным объектам (ОПО) [17].

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.

Решения, разработанные в данной ВКР, могут быть использованы научно-исследовательскими проектными институтами (НИПИ) при проектировании разведочных скважин.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке в соответствии с приказом Министерства труда и социальной защиты и Министерства здравоохранения российской

федерации от 31 декабря 2020 года N 988н/1420н [18] и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке (ст. 264; 298 ТК РФ) [19].

Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты – ст. 219 ТК РФ [19].

На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения.

Согласно приказу от 11 декабря 2020 года N 883н «Об утверждении Правил по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте» [20] перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

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» [21].

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 креслом. 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» [22]. Конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. При необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлен в приложении Д таблице Д.1. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [23].

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

Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. На буровой установке используются различные машины и механизмы, которые являются источниками вибрации (буровые насосы, вибросита, электромоторы и др.). Вибрации вызывают поражение нервной и сердечнососудистой систем, утомление, головные боли, тошноту, появление внутренних болей, ощущение тряски внутренних органов, расстройство аппетита, нарушение сна, а также спазмы сосудов. Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют $0,1 \text{ м/с}^2$ и $2,0 \text{ мм/с}$ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 [24].

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин.

Шум – беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры. Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. В соответствии с требованиями «Санитарных норм и правил по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий N 785-69 от 30 апреля 1969 г.» допустимый уровень звука не должен превышать 85 дБА для данного вида работ [25]. Мерами для устранения негативного воздействия шума подразумевают использование наушников, вкладышей и коллективных средств защиты согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [26].

Работа на буровой установке ведется круглосуточно, что указывает на недостаток естественной освещенности в ночное время суток. Конструкция буровой установки меняется в зависимости от метеоусловий, так, при повышенных ветровых нагрузках и сильно низких температурах установка имеет корпус закрытого типа, что вызывает недостаток естественной

освещенности и днём. Воздействие данного фактора может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека, вызывании усталости центральной нервной системы. Нормы освещенности рабочих мест нормируются СП 52.13330.2016. Характеристика зрительной работы на роторной площадке относится к категории малой и очень малой точности с наименьшим объектом различения от 1 мм и выше. При таком характере работы при системе общего освещения освещенность должна составлять 200 лк [27].

Климат – особенности климата на небольших пространствах, обусловленные особенностями местности. Показателями, характеризующими климат, являются температура воздуха, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха, интенсивность теплового излучения.

При воздействии повышенных температур могут наблюдаться функциональные расстройства со стороны нервной и сердечно-сосудистой систем, желудочно-кишечного тракта, почек, которые обусловлены сдвигами в водно-солевом обмене и повышенным распадом белков, а при пониженных развитие заболеваний периферической нервной, сердечно-сосудистых систем. Строительство скважин выполняется круглый год на открытом воздухе. Согласно МР 2.2.7.2129-06 для Томской области (климатический регион II) допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытом воздухе при температуре -30°C , скорости ветра 8 м/с и производстве работ средней тяжести составляет 39 минут, таким образом, число 10-ти минутных перерывов для обогрева составляет, как минимум, 12 в смену (смена 12 часов) [28]. Согласно МР от 28.12.2010 № 2.2.8.0017-10 при выполнении работ категории III не допускается находиться на рабочем месте при температуре воздуха более 31°C [29].

Загрязнение воздушной среды может происходить вследствие повышенной запыленности и загазованности рабочей зоны на территории буровой установки. Данный фактор возникает в результате работы бурового и вспомогательного оборудования, поступления пластовых флюидов из

скважины, использовании химических реагентов при приготовлении буровых растворов. Загазованность может вызвать развитие различных заболеваний, раздражение, заболевание дыхательных путей.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), которые контролируются согласно требованиям ГОСТ 12.1.005-88. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК) [30]: метан CH_4 (содержится в попутном газе) – 300 мг/м^3 ; нефть – 10 мг/м^3 ; сероводород H_2S в присутствии углеводородов ($\text{C}_1\text{-C}_5$) – 3 мг/м^3 ; сернистый газ (SO_2) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м^3 ; оксид углерода (CO) (4 класс опасности) – 20 мг/м^3 .

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СП 60.13330.2020 [31]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 [32].

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию и получить травму (переломы и ушибы) происходит при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже/демонтаже оборудования на скважине и др. Данный фактор может привести к получению работниками механических травм, таким как переломы пальцев на руках и ногах, ушибы и ссадины.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91 [33]. Мероприятия по устранению этого фактора приводятся в ПБНГП и включают в себя проведение инструктажей по ТБ, обеспечение рабочего персонала СИЗ, в частности касками для всего персонала на буровой установке [34].

Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89 [35].

Согласно приказу Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 16 ноября 2020 года N 782н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте» [36] к работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от не ограждённых перепадов по высоте 1,8 м и более. Роторная площадка может быть расположена над уровнем земли на расстоянии 5-12 м. При выполнении таких работ существует вероятность падения рабочих и получения ими травм, например, переломов и ушибов.

Мероприятия по предупреждению падений с рабочих площадок проводятся согласно «ПБНПП» [34] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;
- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров – не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

5.3 Экологическая безопасность

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

Выполнение комплекса работ, связанных с бурением скважины, сопровождается воздействием машин и механизмов, технических сооружений и технологических процессов на окружающую среду. Основные источники выбросов двигатели автотракторной техники и стационарных силовых установок.

Прямой контроль загрязнения атмосферного воздуха включает в себя периодические измерения загрязнения воздушной среды на стройплощадке.

На основании проведенной оценки воздействия намечаемой деятельности на атмосферный воздух целесообразны следующие мероприятия по охране атмосферного воздуха от химического воздействия:

1. выбор местоположения объекта с соблюдением архитектурно-планировочных решений;

2. контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание для удержания значений выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта и строительной техники в расчетных пределах;

3. двигатели автомобилей и специальной техники на время простоев должны быть заглушены;

4. допуск к эксплуатации машин и механизмов в исправном состоянии, эксплуатация в строгом соответствии с техническими инструкциями, необходимо предусмотреть дегазацию объекта [37].

В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. При бурении амбарным методом буровой раствор может загрязнять поверхностные воды. Во время бурения буровой раствор проникает в пласт и контактирует с водонапорными горизонтами, загрязняя их химическими реагентами. Если после цементирования и крепления обсадных труб получился некачественный цементный камень, то возникает вероятность заколонного перетока пластового флюида, который также может контактировать и загрязнять водяные горизонты.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков;
- контроль за герметичностью амбара; предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;

- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой [38].

При подготовке площадки для строительства скважин происходит вырубка деревьев, уничтожение или повреждение почвенного слоя, создание искусственных неровностей, засорение почвы производственным мусором и отходами. Во время бурения возможно загрязнение почвы химическими реагентами бурового раствора и углеводородами при их поступлении из скважины и аварийных разливах.

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке [39].

Разработаны следующие мероприятия по обращению с отходами на периоды строительства и эксплуатации объекта:

- организованный сбор и утилизация отходов производства и потребления на период строительства и при эксплуатации объекта;
- при вводе объекта после строительства в эксплуатацию – заключение договора на утилизацию и вывоз опасных отходов;
- организация мест временного хранения отходов в соответствии с санитарными требованиями и нормами, для исключения загрязнения почвы, поверхностных вод, атмосферного воздуха.

Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих РД 51-1-96 [37].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация [40].

В районе проводимых работ возможны следующие чрезвычайные ситуации: техногенного характера (пожары (взрывы) в зданиях или транспорте); природного характера (землетрясения).

Самым вероятным и самым опасным видом ЧС при строительстве скважин является газодонефтепроявление (ГНВП). К основным причинам ГНВП относятся нарушения технологии строительства скважин, ошибки при проектировании; технические неполадки с оборудованием; горно-геологические осложнения.

Методы по предупреждению ГНВП: 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).

При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [41].

На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [42], 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

Согласно горно-геологическим условиям были разработаны технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3810 метров на газоконденсатном месторождении (Тюменская область). Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

Конструкция скважины одноколонная, состоит из направления, кондуктора и эксплуатационной колонны, поскольку в разрезе отсутствуют зоны, несовместимые по условиям бурения.

Для углубления скважины выбраны роторный способ бурения под направление и комбинированный способ под остальные интервалы. В качестве породоразрушающего инструмента выбраны шарошечное долото под направление и долота с резцами PDC для остальных интервалов. Такой выбор обеспечит наиболее рациональное расходование денежных средств. Параметры режима бурения подобраны с целью обеспечения максимальной скорости бурения. В программном обеспечении «Бурсофтпроект» бурильная колонна была рассчитана на прочность для подбора наиболее подходящей группы прочности.

Также программное обеспечение «Бурсофтпроект» использовалось для расчета гидравлической программы промывки. По результатам расчета были подобраны диаметры цилиндрических втулок насосов и частота двойных ходов. Поскольку скважина разведочная для экономии денежных средств выбраны глинистые рецептуры буровых растворов для всех интервалов.

Для отбора керна выбрана бурголовка с резцами PDC с целью повышения качества и процента выноса керна. Для испытания продуктивного пласта выбран пластоиспытатель, спускаемый на трубах КИИ-95.

Обсадные колонны были рассчитаны на прочность под действием избыточного внутреннего и наружного давлений, а также на страгивающие нагрузки. В результате для крепления интервала под эксплуатационную

колонну была выбрана двухсекционная обсадная колонна группы прочности Д с разной толщиной стенок секций для уменьшения металлоемкости скважины.

Согласно расчетам давления опрессовки эксплуатационной колонны была выбрана схема обвязки устья скважины клиневой колонной головкой ОКК1-21-146x245 К1 ХЛ. Также согласно давлению опрессовки выбрана схема противовыбросового оборудования ОП5-230/80x21. Для заканчивания скважины выбрана фонтанная арматура АФ1-80/65x21.

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. Грей Дж.Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. / Дж. Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. – М.: Недра, 1985. – 509 с.

5. Христенко А.В. Обоснование химической обработки буровых растворов для предупреждения сальникообразования при разбуривании пластичных горных пород : автореф. дис ... канд. тех.. наук / Христенко Александр Викторович. – Уфа, 2010. – 194 с [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://dlib.rsl.ru/01004897589>.

6. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении / В.Д. Городнов. – М. Недра, 1977. – 280 с.

7. Зинченко О.Д. Промывочные жидкости для бурения в глинисто-солевых отложениях // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2013. – № 3. – С. 58-60.

8. 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).

9. 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-proburenyh-na-neft-i-gaz.html (дата обращения: 11.05.2022).

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

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

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

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

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

15. 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).

16. Письмо Госстроя СССР от 06.09.90 n 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).

17. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ.

18. Приказом Министерства труда и социальной защиты и Министерства здравоохранения 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».

19. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.

20. Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 11 декабря 2020 года N 883н «Об утверждении Правил по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте».

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

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

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

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

25. Санитарные нормы и правила по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий N 785-69 от 30 апреля 1969 г.

26. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

27. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.

28. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

29. 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.

30. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

31. СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.

32. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

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

34. 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».

35. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

36. 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».

37. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих.

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

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

40. ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.

41. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

42. 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 – Стратиграфическая характеристика разреза скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов на подошве		Коэффициент каверности
От (верх)	До (низ)	Название свиты	Индекс	Угол	Азимут	
0	30	Четвертичные отложения	Q	0	-	1,2
30	170	Некрасовская	P3 nK	0	-	1,2
170	260	Чеганская	P3 cg	0-5	-	1,2
260	430	Люлинворская	P2 П	0-5	-	1,2
430	450	Талицкая	P1 ZI	0-5	-	1,2
450	630	Ганькинская	K2 gn	0-5	-	1,2
630	870	Славогородская	K2 sl	0-5	-	1,1
870	930	Ипатовская	K2 ip	0-5	-	1,1
930	2080	Покурская	K1 pr	0-5	-	1,0
2080	2140	Алымская	K1 al	0-5	-	1,0
2140	2780	Вартовская	K1 vt	0-5	-	1,0
2780	2850	Тарская	K1 tr	0-5	-	1,0
2850	3100	Куломзинская	K1 kl	0-5	-	1,0
3100	3290	Наунакская	J1 vg	0-5	-	1,0

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	От (верх)	До (низ)	
Q	0	30	Почвенно-растительный слой, пески аллювиальные, озерные, болотные пески, глины, суглинки.
P3	30	170	Супеси с прослоями песков и глин, линзами бурового угля.
P3 – P2	170	260	Зеленовато-серые алевритистые глины с редкими прослоями песков и линзами бурового угля.
P2	260	430	Глины диатомовые серые, зеленовато-серые.
P1	430	450	Глины темно-серые, алевритистые с прослоями супесей, местами опоковидные.
K2	450	630	Серо-цветные глины с прослоями мергелей, известковистых алевролитов.
K2	630	870	Переслаивание серо-цветных песчаников, алевролитов и глин.
K2	870	930	Переслаивание алевритистых и песчаных глин зеленовато-серого цвета с прослоями алевролитов и глинистых песков.
K2 – K1	930	2080	Серые пески и песчаники с прослоями серых алевритистых и песчаных глин и алевролитов.
K1	2080	2140	Переслаивание песков и глин.
K1	2140	2780	Глины пестроцветные, пески, алевролиты, гравелиты.
K1	2780	2850	Переслаивание песчаников и алевролитов, с прослоями аргиллитов.
K1	2850	3100	Аргиллиты серые с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей, известняков.
J1	3100	3290	Переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов.

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, дарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести, кгс/мм ²	Твердость, кгс/мм ²	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации
	от (верх)	до (низ)											
Q– P1	0	450	Глины Супеси Суглинки Пески	2,1 2,0 2,0 1,8	11 8 7 39	0,001 - - 0,5	90 40 60 10	2-3 1 2 1-2	18 - - 14	- - - -	1,1-4,5 1,1-4,5 1,1-4,5 1,1-4,5	II II II I-II	M
K2– K1	450	930	Глины Алевролиты Песчаники Пески	2,2 2,0 2,3 1,9	10 14 30 33	0,001 0,05 0,5 0,5	90 20 7 10	1-2 4 1-2 1-2	15 21-164 9-213 12	- 29- 182 14- 234 -	1,1-4,5 1,6-4,3 1,1-4,5 1,1-4,5	II I-IV III- VIII I-II	MC
K1	930	3100	Глины Алевролиты Аргиллиты Песчаники Пески	2,2 2,0 2,6 2,3 1,9	10 15 10 31 35	0,001 0,05 0,001 0,5 0,6	90 20 100 7 10	1-2 4 1-3 1-2 1-2	15 21-164 30-182 9-213 12	- 29- 182 44- 210 210 14- 234 -	1,1-4,5 1,6-4,3 1,8-4,2 1,1-4,5 1,1-4,5	II I-IV I-III III- VIII I-II	MC, C
J1	3100	3290	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	2,6 2,1 2,3	10 15 25	0,001 0,05 0,3	100 20 7-10	1-3 3-5 1-2	30-182 21-164 9-213	44- 210 29- 182 14- 234	1,8-4,2 1,6-4,3 1,1-4,5	I-III I-IV III- VIII	C

Таблица А.4 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Подвижность, дарси на сантипуаз	Содержание серы, % парафина, %	Пластовое давление, кгс/см ²	Температура жидкости в колонне на устье скважины при эксплуатации, град.	Газовый фактор, м ³ /м ³	Динамический уровень на конец эксплуатации, м	Дебит, т/сут
	от (верх)	до (низ)									
J1	3200	3240	поров.	0,840	0,003	0,2/2,7	285	38-47	90	1250	70

Таблица А.5 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Дебит, м ³ /сут.	Пластовое давление, кгс/см ²	Минерализация, г/л	Тип воды по Сулину СФН-сульфатонатр., ГКН-гидрокарбонатр., ХМ-хлоро-магн., ХК-хлоро-кальциев.	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)							
Четвертично-палеогеновый комплекс	0	320	поров.	1,007	100-150	0-32	0,1-0,2	ГКН	да
Меловой комплекс	870	930	поров.	1,01	до 50	85-90	17,2	ГКН-ХК	нет
Юрский комплекс	3100	3200	порово-трещин.	1,011	до 10	295-315	22	ХК	нет

Таблица А.6 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент			Темпера- тура в конце интервала, град. °С
	от (верх)	до (низ)	пластового давления	гидроразрыва пород	горного давления	
			кгс/см ² на м	кгс/см ² на м	кгс/см ² на м	
Q– P3	0	260	0,100	0,220	0,245	14
P3- P1	260	450	0,100	0,220	0,245	18
K2	450	930	0,100	0,180	0,25	42
K1	930	2080	0,100	0,180	0,25	77
K1	2080	2780	0,100	0,175	0,255	92
K1	2780	3100	0,100	0,175	0,255	101
J1	3100	3290	0,100	0,160	0,255	113

Таблица А.7 – Зоны возможных осложнений

Интервал, м		Возможные осложнения
от	до	
0	860	Возможны осыпи и обвалы Поглощения бурового раствора (max интенсивность – 1-2 м ³ /час) Возможны проявления (вода) Прихватоопасная зона
860	3170	Возможны проявления (вода) Поглощения бурового раствора (max интенсивность – 3-4 м ³ /час) Осыпи и обвалы Прихватоопасная зона
3170	3290	Возможны проявления (нефть) Обвалы Прихватоопасная зона

Приложение Б Технологическая часть проекта

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-30 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	30	393,7 (15 1/2) GRDP127	250	0,65
		Переводник П-177/171	93	0,517
		КЛС 390 М	515	1,64
		Переводник М-171/161	61	0,538
		УБТС2-203	5136	24
		Переводник П-161/163	90	0,53
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-163/162	87	0,521
		ПК-127х9,19 Е	39	1
Σ			6314,25	30

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (30-910 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
30	910	БИТ 295,3 ВТ 613	85	0,4
		К 295 МС	114	0,9
		ДГР1-240.7/8.55	2703	10,225
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-171/152	87	0,521
		К 295 МС	114	0,9
		Переводник П-152/161	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 Е	27233,13	853
Σ			35240,13	910

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (910-3270 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
910	3270	БИТ 190,5 ВТ 513	28	0,35
		2-КС190 СТ	67	0,55
		ДГР-165.7/8.49	1015	8,652
		Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84
		Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
		Переводник П-133/147	31	0,51
		УБТС2-165	7344	54
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	102324	3204
Σ			111073	3270

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна (3200-3240 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3200	3240	БИТ 190,5/100 В 913	25	0,2
		КИ 2.2. 172/100	1500	14,6
		Переводник П-161/147	40	0,5
		УБТС2-165	4080	30
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	102022	3194
Σ			107730	3240

Таблица Б.5 – 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	30	30	393,7	-	1,2	4,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил} = 0,06$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{ном} = 2,6$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{сно} = 0,1$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 49,4$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{бр} = 52,1$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{перев1} = 24,7$
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					
30	910	880	295,3	306,9	1,17	72,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил} = 1,49$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{ном} = 42,8$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{сно} = 3,6$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 117,7$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр} = 165,6$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{перев1} = 24,7$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2' = 193,5$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{перев2} = 47,1$
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					
910	3270	2360	190,5	228,7	1	93,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил} = 5,73$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{ном} = 61,4$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{сно} = 13,1$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 191,4$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр} = 271,6$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{перев2} = 47,1$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3' = 232,5$

Таблица Б.6 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулятор рН	25	52,1	2,1	193,5	7,7	232,5	9,3	478,2	20
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	52,1	2,1	193,5	7,7	232,5	9,3	478,2	20
Бентонит	Структурообразователь	1000	3650,4	3,7	2322,2	2,3	2790,2	2,8	8762,8	9
ФХЛС	Понизитель вязкости	25	52,1	2,1					52,1	3
КМЦ ВВ	Регулятор фильтрации	25			58,1	2,3	69,8	2,8	127,8	6
КМЦ НВ	Регулятор фильтрации	25			29,0	1,2	34,9	1,4	63,9	3
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения	25			193,5	7,7	232,5	9,3	426,0	18
Барит	Утяжелитель	1000	8820,4	8,8	34895,2	34,9	18947,8	18,9	62663,5	63
Смазочная добавка Lubrex	Снижение коэффициента трения	180			967,6	5,4	1162,6	6,5	2130,2	12

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	393,7 (15 1/2) GRDP127	0	30	700	0,025	30	0,04	0,8	0,20	0,95
Промывка (ЕНВ)										0,20
Наращивание (ЕНВ)										0,50
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,13
Крепление (ЕНВ)										11,18
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										14,19
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,71
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										15,00
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 ВТ 613	30	910	5500	0,029	880	0,16	25,1	3,80	28,94
Промывка (ЕНВ)										0,80
Наращивание (ЕНВ)										12,25
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Крепление (ЕНВ)										39,69
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Итого:										86,70
Ремонтные работы (ЕНВ)										4,33
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										91,53
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 ВТ 513	910	3200	3200	0,033	2290	0,72	76,3	9,07	85,40
Привязочный каротаж										2,11
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 913	3200	3240	400	0,2	40	0,10	8	37,65	45,65
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 ВТ 513	3240	3270	3200	0,033	30	0,01	1	12,69	13,69
Промывка (регламент/ЕНВ)										1,20
Нарращивание (ЕНВ)										32,75
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										57,58
ГТИ (ЕНВ)										6,10
Шаблонировка после ГТИ										2,30
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Выброс инструмента (ЕНВ)										12,67
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97
Итого:										294,12
Ремонтные работы (ЕНВ)										23,53

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										324,32
Итого по колоннам:										430,85

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направлени е		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
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	22,0	2,2	298,5	11,1	1536
Социальные отчисления, 30%						6,7		90,8		466,9
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	2,3	2,2	31,1	11,1	160,0
Социальные отчисления, 30%						0,7		9,5		48,7
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,2	40,2	2,2	546,3	11,1	2810
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,2	228,1	2,2	3095,7	11,1	15926,8

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6					2,2	485,2	10,5	2368
Прокат ВЗД	сут	103,6					2,2	223,8	10,5	1092
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	2,2	19,2	11,1	98,9
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептов приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	2,2	16,3	11,1	83,8
Плата за подключенную мощность.	кВт/ сут	149,48			0,3	40,4	2,2	322,9	11,1	1661
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,2	5,4	2,2	73,3	11,1	377,0
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,2	16,0	2,2	216,9	11,1	1115
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	2,2	11,9	11,1	61,5
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,2	26,9	2,2	365,7	11,1	1881
Каустическая сода	т	140,3			0,1	7,3	0,2	27,1	0,2	32,6
Бентонит	т	284,6			3,7	1039	2,3	660,9	2,8	794,1
Кальцинированная сода	т	124,8			0,1	6,5	0,2	24,1	0,2	29,0
КМЦ ВВ	т	738,7					0,1	42,9	0,1	51,6
КМЦ НВ	т	681,6					0,1	68,2	0,1	68,2
Смазочная добавка Lubrex	т	472,9					1,0	457,6	1,2	549,8
ФХЛС	т	188,4			0,1	9,8				
ПАВ	т	657,1					0,2	127,1	0,2	152,8
Барит	т	76,1			8,8	671,2	35	2655	18,9	1441
Итого затрат зависящих от времени, руб				8749		2128,3		9870		32809
Затраты, зависящие от объема работ										
393,7 (15 1/2) GRDP127	шт	1985,7			0,1	198,6				
БИТ 295,3 ВТ 613	шт	1522,0					0,2	243,5		
БИТ 190,5 ВТ 513	шт	5254,6							0,7	3809

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
БИТ 190,5/100 В 913	шт	6807,6							0,1	680,8
Калибратор КЛС 390 М	шт	890,5			0,1	89,1				
Калибратор К 295 МС	шт	565,4					0,2	90,5		
Калибратор 2-КС190 СТ	шт	290,3							0,7	210,4
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб			0,0		287,6		333,9		4700,8	
Итого по колоннам, руб			8749,8		2415,9		10204,7		37509,8	
Всего по сметному расчету, руб			58880,2							

Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭЖ	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Затрат зависящие от времени								
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	60,2	1,7	213,6	2,4	309,8
Социальные отчисления, 30%				18,3		64,9		94,2
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	5,4	1,7	19,2	2,4	27,8
Социальные отчисления, 30%				1,6		5,8		8,5
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	3,5	1,7	12,5	2,4	18,1
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	117,8	1,7	418,1	2,4	606,6
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	667,7	1,7	2369,5	2,4	3437,8
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	64,7	1,7	229,7	2,4	333,2

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,1	1,7	14,7	2,4	21,4
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	78,9	1,7	279,9	2,4	406,1
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	8,6	1,7	30,4	2,4	44,1
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	15,8	1,7	56,1	2,4	81,4
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	20,0	164,2
БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	шт	142,57	1,0	142,6				
БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	шт	74,77			1,0	74,8		
БКМ-146 («Уралнефтемаш»)	шт	75,4					1,0	75,4
ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	шт	45,1	4,0	180,4				
ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	шт	34,6			27,0	934,2		
ЦПЦ-146/190 («НефтьКам»)	шт	16,5					92,0	1518,0
ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	шт	398,94	1,0	398,9				
ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	шт	301,4			1,0	301,4		
ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)	шт	246,7					1,0	246,7
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	шт	126,4	1,0	126,4				
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	шт	59,15			1,0	59,2		
ПРП-Ц-В/Н-146 («Уралнефтемаш»)	шт	21,5					2,0	43,0
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт	2845	1,0	2845,0				
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	2550			1,0	2550,0		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Головка цементировочная ГЦУ-146	шт	1828					1,0	1828,0
Итого затрат зависящих от времени, руб			4805,7		7781,7		9264,3	
Затрат зависящие от объема работ								
Обсадные трубы 324x8,5 Д	м	28,53	30,0	855,9				
Обсадные трубы 245x7,9 Д	м	24,43			910,0	22231,3		
Обсадные трубы 146x8,5; 146x7,7 Д	м	17,8					3270,0	58206
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	75,8	8,4	636,7	12,6	955,1		
Портландцемент тампонажный ПЦТ-II-150	т	88,2					2,5	223,9

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(4-6)-100	т	48,1			28,6	1375,7	28,4	1365,4
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/ оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	6,3	919,7
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	5,8	34,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	0,3	10,9
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/ оп	87,59	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
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	15,6	574,1
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб			2072,6		25954,16		62140,41	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			90167,1					
Всего по сметному расчету, руб			112018,8					

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	101 592	1 745 102,76
	Итого по главе 1	101 592	1 745 102,76
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	74 592	5 889 784,32
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	896 274,96
	Итого по главе 2	85 943	6 786 059,28
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	58 880	4 649 180,02
3.2	Крепление скважины	112 019	8 845 007,85
	Итого по главе 3	170 899	13 494 187,87
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	28 830	2 276 382,79
	Итого по главе 4	28 830	2 276 382,79
5	Глава 5. Промышленно-геофизические работы		
5.1	Затраты на промышленно-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	21 970	1 734 762,77
	Итого по главе 5	21 970	1 734 762,77
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	10 127	799 619,09
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	750	59 231,04
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 563 831,20
	Итого по главе 6	43 347	3 422 681,33
	ИТОГО прямых затрат	452 581	29 459 176,80
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат	90 516	5 891 835,36
	Итого по главе 7	90 516	5 891 835,36
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	43 448	2 828 080,97
	Итого по главе 8	43 448	2 828 080,97
	ИТОГО по главам 1-8	586 545	38 179 093,13

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	143 703	9 353 877,82
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	25 808	1 679 880,10
9.3	Северные надбавки 2,98%	17 479	1 137 736,98
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	7 200 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	2 300 000,00
9.6	Транспортировка керна	-	28 000,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	27 000,00
9.8	Авиатранспорт	-	2 100 000,00
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	150 000,00
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 000,00
9.11	Перевозка вахт	-	150 000,00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	33 000,00
	Итого прочих работ и затрат	186 990	25 029 494,89
	ИТОГО по гл 1-9	773 535	63 208 588,03
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 173	76 358,19
	Итого по главе 10	1 173	76 358,19
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	38 735	3 059 247,31
	Итого по главе 12	38 735	3 059 247,31
ИТОГО		813 444	66 344 193,52
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			66 344 193,52
НДС			13 268 838,70
ВСЕГО с учетом НДС			79 613 032,23

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 вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	Санитарные нормы и правила по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий N 785-69 от 30 апреля 1969 г. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	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 МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования
Движущиеся части и механизмы; подвижные части производственного оборудования;	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности 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» ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты	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» 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»