

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое
дело» Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 1860 метров на газоконденсатном месторождении (Республика Якутия)

УДК 622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m1860)(571.56)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б7В	Вальгер Александр Иванович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель	Кащук Ирина Вадимовна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое
дело» Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) Максимова Ю.А.
(Ф.И.О.)

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной
работы

В
форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Вальгер Александру Ивановичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 1860 метров на газоконденсатном месторождении (Республика Якутия)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 08.02.2022 № 39-39/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	Геолого-технические условия бурения скважины на газоконденсатном месторождении (Республика Якутия), с ожидаемым дебитом $Q = 250$ тыс. м³/сутки
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов.	1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ 1.1 Геологическая характеристика разреза скважины 1.2 Газонефтеносность по разрезу скважины 1.3 Зоны возможных осложнений 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

подлежащих разработке; заключение по работе).

- 2.2 Проектирование конструкции скважины
 - 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя
 - 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений
 - 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска
 - 2.2.4 Выбор интервалов цементирования
 - 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн
 - 2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн
- 2.3 Проектирование процессов углубления скважины
 - 2.3.1 Выбор способа бурения
 - 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента
 - 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото
 - 2.3.4 Расчет частоты вращения долота
 - 2.3.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора
 - 2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя
 - 2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны
 - 2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов
 - 2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины
 - 2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна
- 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин
 - 2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность
 - 2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок
 - 2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений
 - 2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений
 - 2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине
 - 2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн
 - 2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины
 - 2.4.3.1 Обоснование способа цементирования
 - 2.4.3.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости
 - 2.4.3.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора
 - 2.4.3.4 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования
 - 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины
 - 2.4.4.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта
 - 2.4.4.2 Выбор пластоиспытателя
 - 2.4.4.3 Выбор типа фонтанной арматуры

	2.5 Выбор буровой установки 3 АНАЛИЗ СПОСОБОВ БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЯМИ БУРОВОГО РАСТВОРА
--	---

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Компоновка бурильной колонны
--	------------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кащук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Мезенцева Ирина Леонидовна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

1. Общая и геологическая часть
2. Технологическая часть
3. Анализ способов борьбы с поглощениями бурового раствора
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	Глотова Валентина Николаевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Вальгер Александр Иванович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3–2Б7В		Вальгер Александр Иванович	
Школа	ИШПР	Отделение школы	Бурение нефтяных и газовых скважин.
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Бурение нефтяных и газовых скважин дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально–технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определяется в соответствии с рыночной ценой Российской Федерации Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды 30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Расчет конкурентоспособности SWOT–анализ
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования.
3. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Расчет бюджетной стоимости ИП
4. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	Интегральный финансовый показатель. Интегральный показатель ресурсоэффективности. Интегральный показатель эффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. «Портрет» потребителя
2. Оценка конкурентоспособности НИ
3. Матрица SWOT
4. Инвестиционный план. Бюджет ИП
5. Основные показатели эффективности НИ

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	Вальгер Александр Иванович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3–2Б7В		Вальгер Александр Иванович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 1860 метров на газоконденсатном месторождении (Республика Якутия)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение

- Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.
- Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации.

Объект исследования: разведочная вертикальная скважина на газоконденсатном месторождении
Область применения: нефтегазовая отрасль
Рабочая зона: специальная площадка (куст)
Размер рабочей зоны: 35–38га
Наименование оборудования рабочей зоны: вышечный блок; блок насосного оборудования; силовые приводы; блок для приготовления бурового раствора; блок очистки бурового раствора; прочее оборудование для бурения.
Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: бурение, промывка, шаблонировка, наращивание, спускоподъемные операции.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;

Постановление Правительства РФ от 30.11.2021 N 2127 "О порядке подготовки, согласования и утверждения технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых, технических проектов строительства и эксплуатации подземных сооружений, технических проектов ликвидации и консервации горных выработок, буровых скважин и иных сооружений, связанных с пользованием недрами, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами"
 МР 2.2.7.2129–06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях»
 Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426–ФЗ "О специальной оценке условий труда"
 Трудовой кодекс РФ (ст. 219; 264; 298). РФ, N 197 – ФЗ

2. Производственная безопасность при эксплуатации

Опасные факторы:

1. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;
2. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;
3. Производственные факторы, связанные с работой на высоте.

	Вредные факторы: 1. Повышенный уровень общей вибрации; 2. Повышенный уровень локальной вибрации; 3. Повышенный уровень шума; 4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; 5. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, виброизолирующая обувь, беруши, наушники, защитные ограждения.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	Воздействие на селитебную зону: масштабные разливы нефти и нефтепродуктов как при авариях, так и при нормальной эксплуатации Воздействие на литосферу: загрязнение почвы нефтегенными потоками от скважин Воздействие на гидросферу: формирование больших объемов буровых сточных вод, разлив нефтехимических продуктов Воздействие на атмосферу: испарение нефтепродуктов при приеме, выдаче и хранении нефтепродуктов; аварийные проливы при выполнении технологических операций; неконтролируемые выбросы из скважин нефти и газа.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	Возможные ЧС: Природные катастрофы (снегопад, метель, ураган и т.д.); Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.); Техногенные аварии (разгерметизация, пожары, взрывы, газонефтеводопроявление) Наиболее типичная ЧС: газонефтеводопроявление.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
01.03.2022	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б7В	Вальгер Александр Иванович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 107 страниц, 13 рисунков, 52 таблицы, 30 литературных источников, 1 приложение.

Выпускная квалификационная работа содержит такие ключевые слова: бурение, глубина 1860, вертикальная скважина, закрытый забой, месторождение, перфорация, интенсификация притока, буровой раствор, буровая установка, заканчивание скважины, экономическая часть, техника безопасности.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 1860 метров на газоконденсатном месторождении (Республика Якутия).

Цель работы – проектирование технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 1860 метров на газоконденсатном месторождении.

В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству разведочной вертикальной скважины, построение геолого–технического наряда и компоновки низа бурильной колонны, рассмотрены способы борьбы с поглощениями бурового раствора.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 1860 м.

Основные конструктивные, технологические и технико – эксплуатационные характеристики: вертикальная одноколонная разведочная скважина с закрытым забоем, с рекомендуемыми режимами бурения, отбор керна и интервалами спуска, цементирование обсадных колонн.

Область применения: строительство разведочных вертикальных скважин. Экономическая эффективность работы, снижение себестоимости строительства разведочной вертикальной скважины.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

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

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы трапецеидальная;

КПО – кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК – Трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясами;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

СПО – спуско–подъемные операции;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируемый;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ПРПЦ – пробка разделительная продавочная цементирующая.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1 Общая и геологическая часть.....	14
1.1 Геологические условия бурения.....	14
1.2 Газонефтеносность по разрезу скважины	14
1.3 Возможные осложнения по разрезу скважины.....	14
2 Технологическая часть проекта.....	16
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины.....	16
2.2 Проектирование конструкции скважины	16
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	16
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.....	18
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	19
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн.....	19
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.....	22
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	22
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	23
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	24
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	26
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	28
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	31
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	32
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	34

2.4.1	Расчет обсадных колонн на прочность	34
2.4.2	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	40
2.4.3	Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	40
2.4.4	Проектирование процесса испытания и освоения скважины.....	43
2.5	Выбор буровой установки.....	46
3	Анализ способов борьбы с поглощениями бурового раствора.....	47
3.1	Причины, классификация и признаки поглощения бурового раствора	47
3.2	Способы предупреждения поглощения бурового раствора.....	49
3.3	Способы ликвидации поглощений бурового раствора	51
3.3.1	Снижение плотности бурового и тампонажного растворов	51
3.3.2	Применение наполнителей	52
3.3.3	Установка силикатных ванн	54
3.3.4	Применение специальных методов бурения	54
3.3.5	Применение различных тампонажных смесей для установки мостов	55
3.3.6	Применение перекрывателей	57
3.3.7	Замораживание зон поглощения	58
3.3.8	Изоляция поглощения взрывом	58
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	61
4.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	61
4.1.1.	«Портрет» потребителя.....	61
4.1.2	Оценка конкурентоспособности НИ	62
4.1.3	SWOT–анализ	64
4.2	Планирование научно–исследовательских работ	67
4.2.1	Структура работ в рамках научного исследования	67
4.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения.....	68
4.3	Бюджет научно–исследовательской работы.....	71
4.3.1	Расчет материальных затрат научно–исследовательской работы.....	71

4.3.2 Затраты на оплату труда исполнителей	72
4.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды	75
4.3.4 Расчет затрат на научные и производственные командировки	75
4.3.5 Накладные расходы.....	75
4.3.6 Формирование бюджета затрат научно–исследовательского проекта.....	76
4.4 Определение ресурсной эффективности исследования	76
5 Социальная ответственность	80
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	81
5.2 Производственная безопасность	82
5.3 Экологическая безопасность	89
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	90
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	93
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	94
Приложение А.....	97
Литолого–стратиграфическая характеристика разреза скважины	97
Физико–механические свойства горных пород по разрезу скважины.....	98
Газонефтеносность по разрезу скважины	103
Характеристика вскрываемых пластов	103
Возможные осложнения при проведении технологических операциях.....	104
Градиенты давлений и температура по разрезу скважины	106

ВВЕДЕНИЕ

При строительстве нефтяных и газовых скважин вопрос необходимости оптимальных решений стоит остро, так как решается ряд проблем, от которых зависит рентабельность разработки месторождения, получения достоверных горно–геологических данных и сроков строительства.

В процессе анализа горно–геологических условий бурения проектируемой скважины были отображены особенности разреза. На протяженности всей скважины преимущественно выделяются средние и твердые горные породы, представленные известняками, доломитами, солями, мергелями и песчаниками. Разрез скважины представлен тремя газоконденсатными пластами. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

Проект предусматривает актуальные рекомендации, при которых минимизируются все встречаемые осложнения при строительстве скважин на различных интервалах бурения.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 1860 *метров*.

В работе ставится и частная задача: проанализировать способы борьбы с поглощениями бурого раствора.

Так же, основными задачами проектирования во всех основных сферах является: технологическая, экономическая, безопасность труда и охрана окружающей среды.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Геологические условия бурения

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико–механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А.

Краткая характеристика геолого–технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0–1860 м представлена в большей степени известняками, доломитами, солями, мергелями и песчаником. По разрезу скважины представлены средние и твердые горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

1.2 Газонефтеносность по разрезу скважины

Газонефтеносность по разрезу скважины представлена в таблице А3.

Краткая характеристика газонефтеносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен тремя газоконденсатными пластами. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 1760–1835 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 250 тыс. $m^3/сут.$

1.3 Возможные осложнения по разрезу скважины

В таблице 1 приведены возможные осложнения по разрезу скважины.

Таблица 1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервал		Вид, характеристика осложнения	Условия возникновения осложнений
От (верх)	До (низ)		
0	135	Размывы устья, обвалы ствола скважины	Растепление мерзлых неустойчивых пород, набухание глин и мергелей
135	380	Поглощение промывочной жидкости, провалы инструмента, прихваты бурового инструмента, кавернообразование в интервалах каменных солей	Интенсивная трещиноватость и закарстованность карбонатных пород; При бурении возможных пластов гипсов в метегерской свите, а также при образовании шламовых корок в коллекторах и черской и чарской свит; Бурение на недонасыщенной NaCl промывочной жидкостью.
380	910	Поглощение промывочной жидкости, обвалы стенок скважины и прихват, образование каверн в интервалах аргиллитов и гравелитов, возможны незначительные ГНВП	Зоны трещиноватости различной интенсивности, спорадически встречающиеся на разных стратиграфических уровнях
910	1165	Размывы пластокаменной соли, образование каверн и уступов, возможны незначительные ГНВП	Бурение на недонасыщенной NaCl промывочной жидкостью; Наличие межсолевых пластов низкопористых доломитов с АВПД в нижней части свиты
1165	1560	Возможны поглощения промывочной жидкостью ГНВП	Зоны трещиноватости различной интенсивности, спорадически встречающиеся на разных стратиграфических уровнях
1560	1950	Возможны поглощения промывочной жидкостью, образование каверн в интервалах аргиллитов и гравелитов	Аномально низкие пластовые давления в терригенных продуктивных горизонтах; Набухание аргиллитов паршинской свиты и осыпание гравелитов талахского горизонта при бурении на промывочной жидкостью с высокой водоотдачей

2 Технологическая часть проекта

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Проектирование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность:

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементированья;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа. Конструкция забоя закрытого типа представлена на рисунке 1.

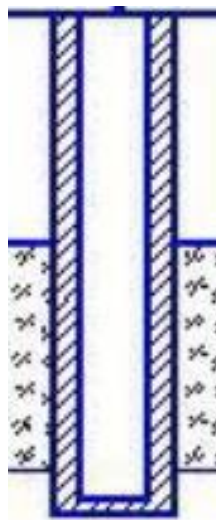


Рисунок 1 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений, представленный на рисунке 2, иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора.

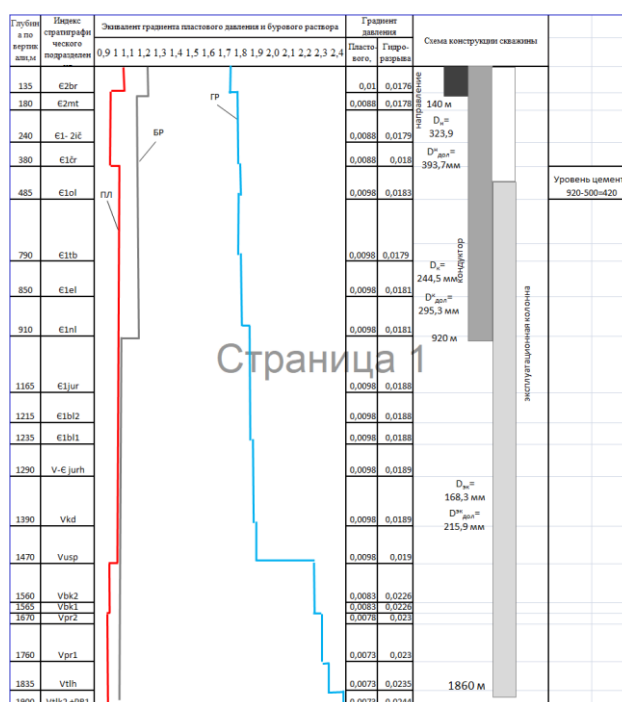


Рисунок 2 – Совмещенный график давлений

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта следует, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Во избежание размыва устья скважины и растепление мерзлых неустойчивых пород спуск направления проектируется на глубину 140 м.

2. Спуск кондуктора проектируется для перекрытия неустойчивого интервала разреза на глубину 920 м, таким образом, предотвращая прихваты и поглощение бурового раствора.

3. Спуск эксплуатационной колонны производится до подошвы газового пласта – 1835 м, глубина зумпфа составляет 25 м.

Данные о количестве обсадных колонн и глубинах их спуска представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Количество обсадных колонн и глубинах их спуска

Наименование обсадной колонны	Глубина спуска, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	140	140
Кондуктор	920	920
Эксплуатационная колонна	1860	1860

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1. Направление: интервал цементирования 0–140 м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 0–920 м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 420–1860 м.

Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 500 м для газовой скважины.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх.

1. Диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк.н}$, принимаем с учетом ожидаемого притока $Q = 250 \text{ тыс м}^3/\text{сутки}$:

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки постволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
Направление	0	140	0	140	323,9	393,7
Кондуктор	0	920	0	920	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	0	1860	420	1860	168,3	215,9

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления опрессовки $P_{му}$, которая составляет 14,20 МПа

Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению:

ОКК1–21–168х245.

ПВО, соответствующее пластовому давлению:

ОП5–280/80х21

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого–техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения – необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико–экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов.

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

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

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0–140	Направление	С применением ВЗД
140–920	Кондуктор	С применением ВЗД
920–1860	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины на всех интервалах бурения выбраны долота типа PDC, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве

рейсов. Выборка долот производилась из продуктовой линии ООО «НПП «Буринтех».

Характеристики буровых долот по интервалам бурения приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0–140	140–920	920–1860
Шифр долота		БИТ 393,7 В 419 TCP	БИТ 295,3ВТ 419СР	БИТ 215,9 В 516 У
Тип долота		PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,7
Тип горных пород		СТ	М, СТ, К	М, СТ, К
Присоединительная резьба	ГОСТ	3–171	3–152	3–117
	API	6–5/8" Reg	6–5/8" Reg	4–1/2 Reg
Длина, м		0,455	0,39	0,38
Масса, кг		155	80	35
G, тс	Рекомендуемая	5–12	2–10	2–10
	Предельная	12	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	80–400	80–440	60–400
	Предельная	400	440	400

2.3.2.1 Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны наддолотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота

по диаметру, придания стволу цилиндрической формы. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения приведены в таблице 6

Таблица 6 – Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения

Интервал	0–140	140–920	920–1860
Шифр калибратора	КПС 393,7 СТ	К 295,3 МС	КП 215,9 СТ
Тип калибратора	Спиральные лопасти	Прямые лопасти	Прямые лопасти
Диаметр калибратора, мм	393,7	295,3	215,9
Тип горных пород	СТ	М, СТ, К	М, СТ, К
Присоединительная резьба, ГОСТ	Н171/М171	Н152/М152	Н117/М117
Длина, м	1,1	0,85	0,4
Масса, кг	390	200	60

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

Осевая нагрузка на долото, как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрение породоразрушающих элементов в горную породу.

Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения приведены таблице 7.

Таблица 7 – Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0–140	140–920	920– 1860
Исходные данные			
Дд, см	39,37	29,53	21,57
Гпред, мс	12	10	10
Результаты проектирования			
Гдоп, мс	9,6	8	8
Гпроект, мс	6	6	6

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал		0–140	140–920	920–1860
Исходные данные				
Vл, м/с		2,1	1,7	1,3
Dд	м	0,3937	0,2953	0,2157
	мм	393,7	295,3	215,7
т, мс		8	–	–
z		26	–	–
α		0,9	–	–
Результаты проектирования				
n1, об/мин		102	110	115
пстат, об/мин		80–400	80–400	60–400
ппроект, об/мин		100	110	170

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.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 9 и 10.

Таблица 9 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал		0–140	140–920	920–1860
Исходные данные				
Dд, м		0,3937	0,2953	0,2159
K		0,5	0,4	0,4
Kк		1,4	1,4	1,2
Vкр, м/с		0,1	0,1	0,1

Продолжение таблицы 9

$V_m, \text{ м/ч}$	40	35	30
$d_{\text{бт}}, \text{ м}$	0,127	0,127	0,127
$d_{\text{нмах}}, \text{ м}$	17,5	10,3	8,7
n	6	6	8
$V_{\text{кпмин}}, \text{ м/с}$	0,5	0,5	1
$\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}, \text{ г/см}^3$	0,02	0,02	0,02
$\rho_{\text{р}}, \text{ г/см}^3$	1,2	1,1	1,05
$\rho_{\text{п}}, \text{ г/см}^3$	2,5	2,45	2,4
Результаты проектирования			
$Q_1, \text{ л/с}$	61	27	15
$Q_2, \text{ л/с}$	99	49	23
$Q_3, \text{ л/с}$	55	28	24
$Q_4, \text{ л/с}$	62	36	41

Таблица 10 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0–140	140–920	920–1860
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q, \text{ л/с}$	55–99	27–68	15–41
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q, \text{ л/с}$	64	64	32

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 11.

Таблица 11 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0–140	140–920	920–1860
Исходные данные				
Dд	м	0,3937	0,2953	0,2157
	мм	393,7	295,3	215,7
Gос, кН		39	59	59
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Dзд, мм		315	236	173
Mр, Н*м		2110	2322	1720
Mо, Н*м		197	148	108
Mуд, Н*м/кН		49	37	27

Для интервала бурения 0–140 и 0–920 м (интервал бурения под направление и кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ–240 РС, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения максимальной механической скорости проходки.

Для интервала бурения 920–1860 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ1–172РС, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних и твердых горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 12.

Таблица 12–Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Тип двигателя	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, Н*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ–240 РС	0–140	240	10,1	2611	30–75	32–110	2020	66–228
ДРУ–240 РС	140–920	240	10,1	2611	30–75	32–110	2020	66–228
ДРУ1–172РС	920–1860	178	8,55	1234	19–38	30–170	905	28–158

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок буровой колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект». Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости буровой колонны применяем УБТ, винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения максимальной механической скорости проходки.

Результаты проектирования компоновки низа буровой колонны по интервалам бурения приведены в таблицах 13, 14, 15.

Таблица 13 – КНБК для бурения секции под направления (0–140 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, <i>м</i>	Наруж. диаметр, <i>мм</i>	Внут. диаметр, <i>мм</i>	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, <i>т</i>
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–140 м)							
1	БИТ 393,7 В 419 ТСР	0,455	393,7	–	3–171	Ниппель	0,155
2	КПС 393,7 ст	1,1	393,7	80	3–171	Муфта	0,390
					3–171	Муфта	
					3–171	Муфта	
3	Переводник М171хН152	0,538	225	73	3–171	Ниппель	0,061
					3–152	Ниппель	
4	ДРУ–240РС	10,14	240	–	3–152	Муфта	2,611
					3–152	Муфта	
5	Обратный клапан КОБ– 240РС	0,45	240	43	3–152	Ниппель	0,085
					3–152	Муфта	
6	Переливной клапан ПК– 240РС	0,587	240	50	3–152	Ниппель	0,102
					3–152	Муфта	
7	Переводник М163хН152	0,521	225	76	3–152	Ниппель	0,087
					3–161	Муфта	
8	УБТС2–203х100 Д	12	203	100	3–161	Ниппель	2,568
					3–161	Муфта	

Продолжение таблицы 13

9	Переводник М162хН161	0,5	225	76	3–161	Ниппель	0,080
					3–162	Муфта	
10	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3–162	Ниппель	3,550
					3–162	Муфта	

Таблица 14 – КНБК для бурения секции под кондуктор (140–920 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, <i>м</i>	Наруж. диаметр, <i>мм</i>	Внут. диаметр, <i>мм</i>	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, <i>т</i>
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (140–920 м)							
1	PDC БИТ 295,3 ВТ 419 СР	0,39	295,3	–	3–152	Ниппель	0,080
2	Переводник М152хМ152	0,52	225	80	3–152	Муфта	0,060
					3–152	Муфта	
3	К 295,3 МС	0,90	295,3	185	3–152	Ниппель	0,114
					3–152	Муфта	
4	Переводник Н152хН152	0,52	225	80	3–152	Ниппель	0,080
					3–152	Ниппель	
5	ДРУ–240РС	10,14	240	–	3–152	Муфта	2,611
					3–152	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ–240РС	0,45	240	43	3–152	Ниппель	0,085
					3–152	Муфта	
7	Переливной клапан ПК–240РС	0,587	240	50	3–152	Ниппель	0,102
					3–152	Муфта	
8	К 295,3 МС	0,90	295,3	185	3–152	Ниппель	0,114
					3–152	Муфта	
9	Переводник М161хН152	0,521	225	101	3–152	Ниппель	0,065
					3–161	Муфта	
10	УБТС2–203х100 Д	12	203	100	3–161	Ниппель	2,568
					3–161	Муфта	
11	Переводник М147хН161	0,52	225	100	3–161	Ниппель	0,060
					3–147	Муфта	
12	УБТС2–178х90 Д	24	178	90	3–147	Ниппель	3,744
					3–147	Муфта	
13	Переводник М147хН162	0,53	225	100	3–147	Ниппель	0,063
					3–162	Муфта	
14	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3–162	Ниппель	27,116
					3–162	Муфта	

Таблица 15 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (920–1860 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (920–1860м)							
1	PDC БИТ 215,9 В 516 У	0,38	215,9	–	3–117	Ниппель	0,035
2	ДРУ1–172РС	8,55	172	–	3–117	Муфта	1,234
					3–147	Муфта	
3	Обратный клапан КОБ–172РС	0,80	172	43	3–147	Ниппель	0,098
					3–147	Муфта	
4	Переливной клапан ПК–172РС	0,567	172	40	3–147	Ниппель	0,062
					3–147	Муфта	
5	Калибратор КПС– 215,9	0,40	215,9	60	3–147	Ниппель	0,060
					3–147	Муфта	
6	УБТС2 178х90 Д	42	178	90	3–147	Ниппель	6,552
					3–147	Муфта	
7	Переводник М162хН147	0,53	171,4	80	3–147	Ниппель	0,070
					3–162	Муфта	
8	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3–162	Ниппель	56,674
					3–162	Муфта	

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно геолого–технического условия бурения разведочной скважины, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико–экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и рецептуру промывочной жидкости для бурения интервалов и под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта:

- интервал бурения 0–140 м под направления – бентонитовый буровой раствор;
- интервал бурения 140–920 м под кондуктор – минерализованный NaCl буровой раствор;
- интервал бурения 920–1860 м под эксплуатационную колонну – так же минерализованный NaCl буровой раствор;

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	Плотность, г/см ³	Условная Вязкость, с	Пластическая Вязкость, сПз	ДНС, дПа	СНС 10 сек /10 мин, дПа	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %
Бентонитовый	0	140	1,2	30–40	–	–	–	–	–	< 2
Минерализованный	140	920	1,15	40–60	12–35	50–90	10–40/ 20–60	<6	8–9	< 0,5
Минерализованный	920	1860	1,05	40–60	12–35	50–90	10–40/ 20–60	<6	8–9	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в таблице 17.

Таблица 17. – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–1860 м.

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
0	140	140	393,7	–	1,40	23,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =0,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =15,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =0,6
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 85,6
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} =85,6

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					
140	920	780	295,3	323,9	1,20	74,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =2,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =42,6

Продолжение таблицы 17

Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=3,4$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=188,0$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=167,5$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=188,0$
Экспл. колонна интервала бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м³.
От	до					
920	1860	940	215,9	244,5	1,20	81,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=9,1$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=55,8$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=7,4$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=197,5$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=240,8$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=197,5$

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 таблице 18.

Таблица 18 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			направление		кондуктор		Эксплуатационная колонна		итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулятор pH	25	85,60	3,42	187,95	7,52	197,49	7,90	471,04	19
Глинопорошок ПБМБ	Структурообразователь	1000	5564,23	5,56	1879,50	1,88	1974,87	1,97	9418,61	10
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	85,60	3,42	187,95	7,52	197,49	7,90	471,04	19
Кальций хлористый	Понижитель вязкости	25	77,04	3,08					77,04	4
Барит	Утяжитель	1000	10734,30	10,73	17668,77	17,67	5133,85	5,13	33536,92	34
РАС HV	Высоковязкий понизитель фильтрации	25			75,18	3,01	78,99	3,16	154,18	7
РАС LV	Низковязкий понизитель фильтрации	25			22,55	0,90	23,70	0,95	46,25	2
Lubrital	Смазочная добавка	182			939,75	5,16	987,44	5,43	1927,19	11
Детергент противосальниковый ДПС	ПАВ	200			187,95	0,94	197,49	0,99	385,44	2

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Расчет гидравлической программы промывки скважины был выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект»

Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины в программном обеспечении «БурСофтПроект» представлены в таблицах 19, 20, 21.

Таблица 19 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид техно–логической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол–во	диаметр		
Под направление									
0	140	БУРЕНИЕ	0,432	0,058	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	10	9	81,9	311,2
Под кондуктор									
140	920	БУРЕНИЕ	0,915	0,102	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	7	74,9	258,4
Под эксплуатационную колонну									
920	1860	БУРЕНИЕ	1,187	0,101	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	7	83,5	126,7
Отбор керна									
1750	1845	Отбор керна	0,65	0,89	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	73	231,8

Таблица 20 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					К П Д	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	140	БУРЕНИЕ	УНБТ-600	2	95	180	150	1	110	35,04	70,07
140	920	БУРЕНИЕ	УНБТ-600	2	95	180	175	1	86	34,8	69,6
920	1860	БУРЕНИЕ	УНБТ-600	1	100	140	205	1	125	28,91	28,91
1750	1845	Отбор керна	УНБТ-600	1	95	140	198	1	80	24,1	24,1

Таблица 21 – 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
				насадках долота	забойным двигателем			
0	140	БУРЕНИЕ	74,3	44,4	48,7	19,8	0,5	10
140	920	БУРЕНИЕ	162,8	37,1	48,7	65,4	11,6	10
920	1860	БУРЕНИЕ	204	44,9	75,8	44,1	35,4	9,2
1750	1845	Отбор керна	168,3	32,9	0	43,2	32,1	3,3

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа пласта. Согласно геолого–техническому условию нефтеносность

по разрезу скважины присутствует в интервале: 1760 – 1835 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируем интервал отбора керна 1750–1845 м.

Для отбора керна планируется использование буроголовки с оснащенные термостойкими алмазными вставками (TSP), для получения более качественного отобранного керна. Выбор буроголовки с TSP вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен твердыми породами.

Для сохранения отобранного керна планируется использование кернаприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 100 мм, а также с использования керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернарвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемых интервалах.

Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна буроголовки представлена в таблице 22.

Таблица 22 – Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна буроголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21ST0–7Б	Масса, кг
БИТ 215,9/100 В 12 12 2 АМ	215,9	100	3–161	18

Характеристика проектируемого для бурения интервала отбора керна кернаотборного снаряда представлена в таблице 23.

Таблица 23 – Тип проектируемого для бурения интервала отбора керна кернаотборного снаряда

Кернаприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол–во секций)	Диаметр керна, мм	Длина кернаприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					Верх	Низ	
УКР–172/100 «КЕМБРИЙ»	172	14 (4)	100	15900	3–133 (м)	3–161 (н)	2400

Режимы бурения при отборе керна представлены в таблицы 24.

Таблица 24. – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, <i>м</i>	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, <i>т</i>	Частота вращения инструмента, <i>об/мин</i>	Расход бурового раствора, <i>л/сек</i>
1750–1845	УКР–172/100 «КЕМБРИЙ»	1–3	60–120	14–25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок

В таблице 25 представлены исходные данные к расчету.

Таблица 25. – Исходные данные к расчету обсадных колонн.

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, <i>кг/м³</i>	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, <i>кг/м³</i>	1050
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тробл}}$, <i>кг/м³</i>	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{трн}}$, <i>кг/м³</i>	1820
высота столба буферной жидкости h_1 , <i>м</i>	420	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , <i>м</i>	400
высота цементного стакана $h_{\text{см}}$, <i>м</i>	10	Глубина скважины, <i>м</i>	1860

2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений

Первый случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

На рисунке 3 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

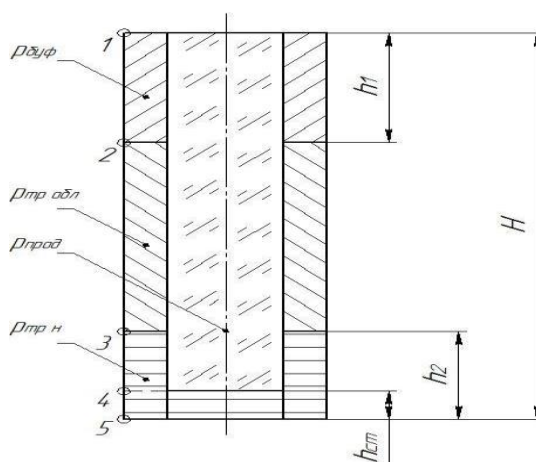


Рисунок 3 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 26 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 26 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	420	1460	1850	1860
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,21	4,29	7,42	7,42

Второй случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 4 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

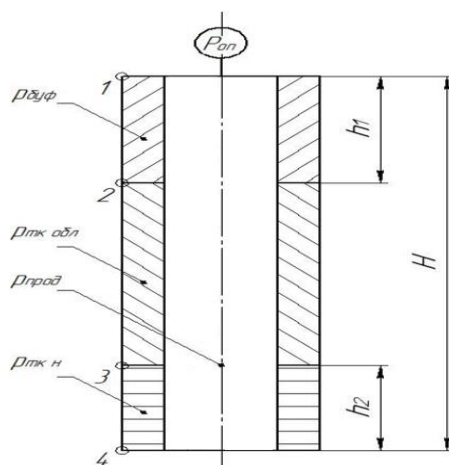


Рисунок 4 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 27 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце эксплуатации нефтяной скважины.

Таблица 27 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце эксплуатации нефтяной скважины.

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	420	1460	1860
Наружное избыточное давление, МПа	0	4,33	15,04	20,39

На рисунке 5 изображена эпюра наружных избыточных давлений.

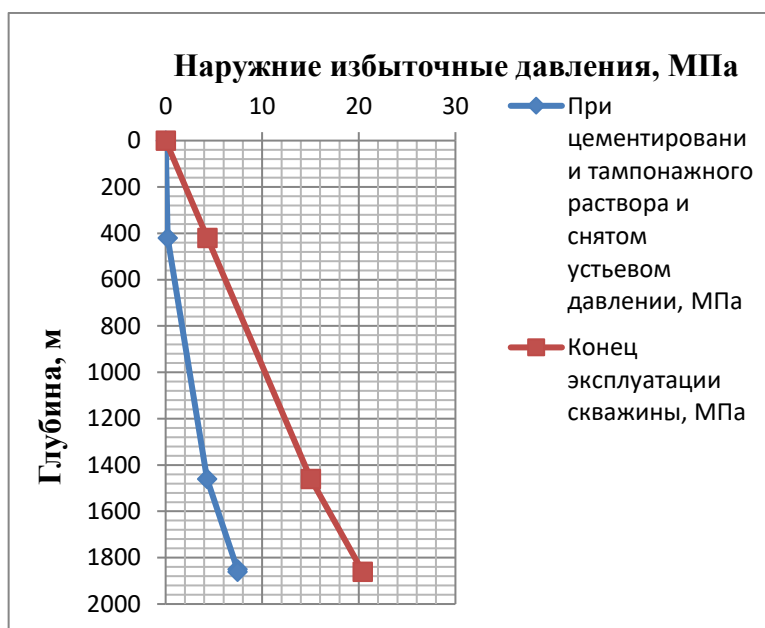


Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений

Первый случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

В таблице 28 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

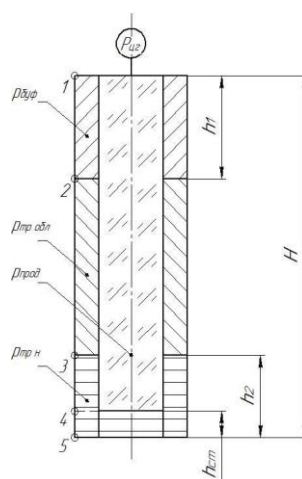


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 28 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	420	1460	1850	1860
Внутреннее избыточное давление, МПа	11,34	11,14	7,06	3,92	3,92

Второй случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке

эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

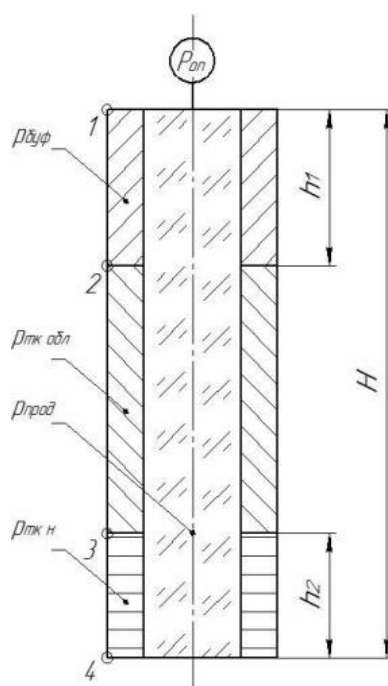


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

В таблице 29 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 29 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	420	1460	1860
Внутреннее избыточное давление, МПа	14,2	13,99	13,48	12,09

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 8.

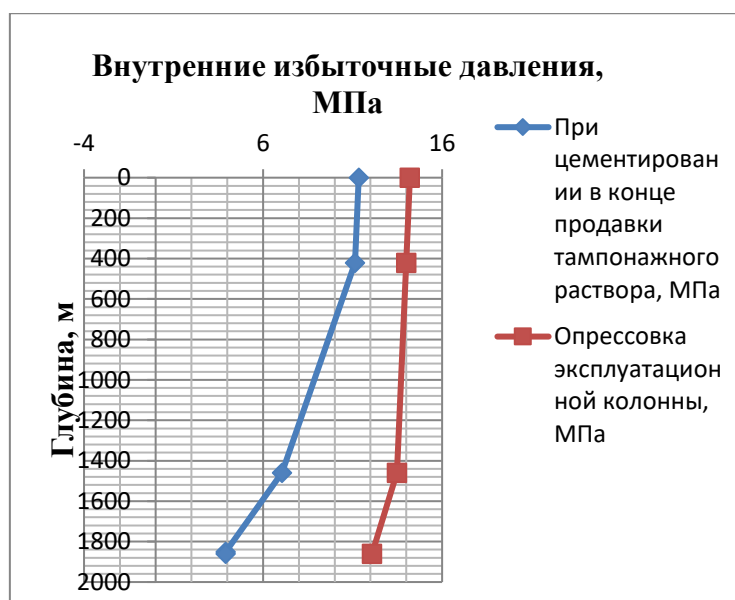


Рисунок 8 – Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки.

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	140	67,2	9408	9408	0–140
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	920	47,2	43424	43424	0–920
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	8,9	400	35,4	14160	57084	1860–1460
2	ОТТМ	Д	7,3	1460	29,4	42924		1460–0

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 31.

Таблица 31– Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 168 мм	БКМ–168 («Уралнефтемаш»)	1860	1860	1	1
	ЦКОД–168 («Уралнефтемаш»)	1850	1850	1	1
	ЦПЦ–168/216 («НефтьКам»)	0	850	17	68
		850	920	8	
		920	1850	41	
		1850	1860	2	
	ЦТ–168/216 («НефтьКам»)	1560	1835	10	10
	ПРП–Ц–Н–168 («Уралнефтемаш»)	1850	1850	1	1
Кондуктор, 245 мм	БКМ–245 («Уралнефтемаш»)	920	920	1	1
	ЦКОД–245 («Уралнефтемаш»)	910	910	1	1
	ЦПЦ–245/294 («НефтьКам»)	0	140	11	28
		140	915	20	
		915	920	2	
	ПРП–Ц–В–245 («Уралнефтемаш»)	910	910	1	1
Направление, 324 мм	БКМ–324 («Уралнефтемаш»)	140	140	1	1
	ЦКОД–245 («Уралнефтемаш»)	130	130	1	1
	ЦПЦ–324/394 («НефтьКам»)	0	135	12	4
		135	140	2	
	ПРП–Ц–В–324 («Уралнефтемаш»)	130	130	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

2.4.3.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\text{ кл}} + P_{гд\text{ кл}} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (1)$$

где $P_{гс\text{ кл}}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, $P_{гс\text{ кл}} = 25,75$ МПа; $P_{гд\text{ кл}}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, $P_{гд\text{ кл}} = 2,42$ МПа; $P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 13,43$ МПа.

Производим сравнения давлений по формуле:

$$28,17 \text{ МПа} \leq 43,11 \text{ МПа}.$$

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование

2.4.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объемы буферной, тампонажного раствора и продавочной жидкости представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Объемы буферной, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная жидкость	6,5
Облегченный тампонажный раствор	24,32
Тампонажный раствор нормальной плотности	8,86
Объём продавочной жидкости	35,03

2.4.3.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной

плотности цементного раствора.

Количество составных компонентов тампонажной смеси представлено в таблице 33.

Таблица 33– Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонента (кг) / количество мешков (шт.)	Наименование цемента	Масса цемента (т) / количество мешков (шт.)
Буферная	1,3	1050	3,9	МБП–СМ	91 / 6	–	–
	5,2			МБП–МВ	78 / 5	–	–
Облегченный тампонажный раствор	24,32	1400	20,42	НТФ	9,97 / 1	ПЦТ–III–ОБ(4)–50	16,16 / 17
Тампонажный раствор нормальной плотности	8,86	1820	5,81	НТФ	3,63 / 1	ПЦТ–II–150	11,22 / 12

2.4.3.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

В качестве цементировочного агрегата будем использовать – ЦА–320,

В качестве цементосмесительной машины – УС6–30,

В качестве осреднительной установки – УСО–20

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

$$m_2 = G_{\text{сум}} / G_6 \quad (2)$$

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности

$$m_2 = 11,17 / 13 = 0,86$$

необходима 1 машина УС6–30

Для приготовления облегченного тампонажного раствора

$$m_2 = 16,16 / 10 = 1,62$$

необходимо 2 машины УС6–30

Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования представлена на рисунке 9.

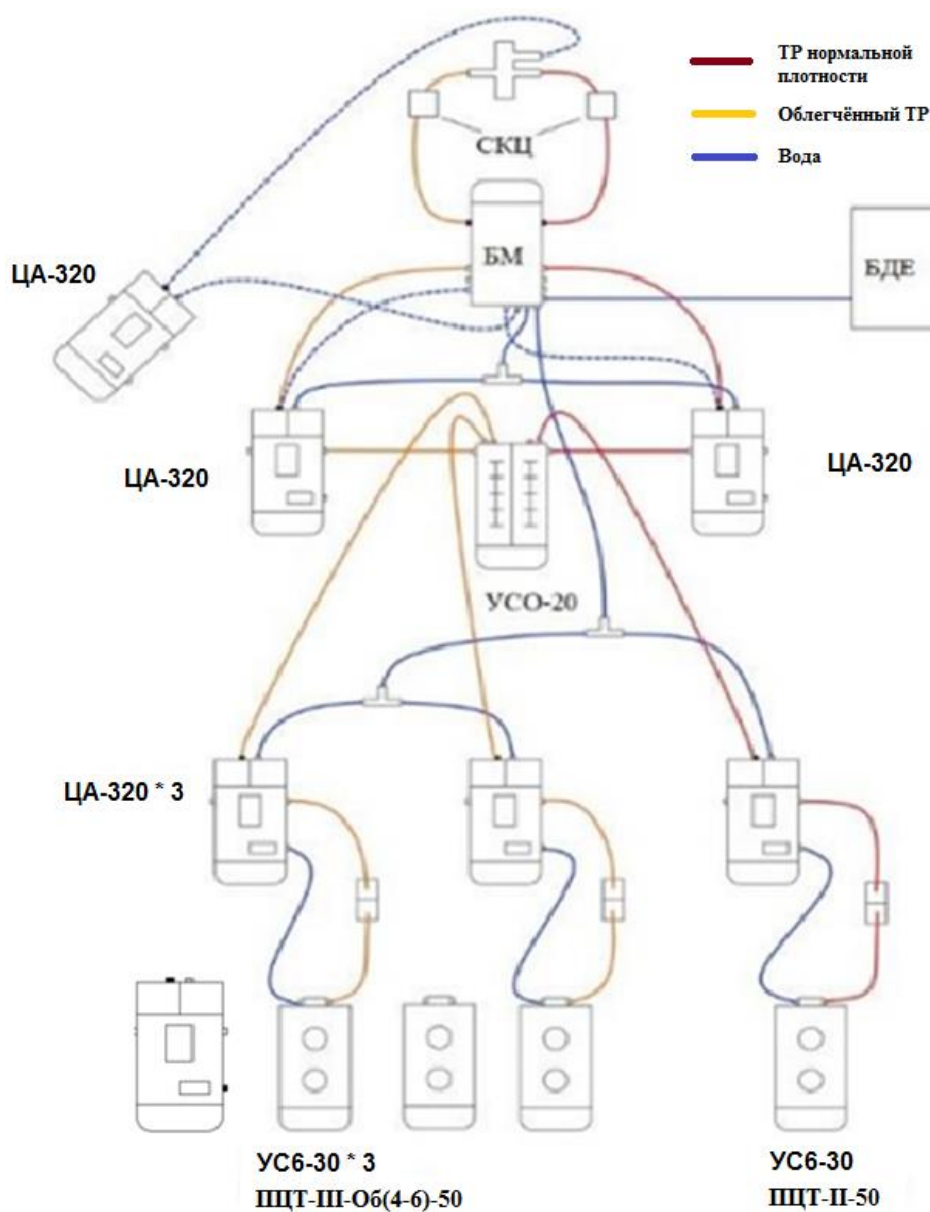


Рисунок 9— схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.4 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

2.4.4.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор ПКТ114КЛ. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 75 м, глубина 1760–1835 м.

Перфоратор кумулятивный корпусной однократного применения с возможностью спуска как на кабеле, так и на НКТ, предназначен для вторичного вскрытия пластов в скважинах, заполненных жидкостью, газоконденсатом или газом представлен на рисунке 10.



Рисунок 10 – ПКТ114КЛ

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения ПКТ114КЛ представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения ПКТ114КЛ

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
70	Бурильные трубы или НКТ (ИПТ)	Кумулятивная	ПКТ114КЛ	20	1

2.4.4.2 Выбор пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ).

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

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

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ–95/146.

2.4.4.3 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846–89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7–35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1–4 схема), для средних и высоких давлений (35 – 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5–6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ6–65/80х21.

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 [4].

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (3)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (4)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (5)$$

где $G_{кр}$ – допустимая нагрузка на крюке, *тс*;

$Q_{ок}$ – максимальный вес бурильной колонны, *тс*;

$Q_{об}$ – максимальный вес обсадной колонны, *тс*;

$Q_{пр}$ – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, *тс*.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{пр} = k \cdot Q_{мах}, \quad (6)$$

где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ($k=1,3$);

$Q_{мах}$ – наибольший вес одной из колонн, *тс*.

Для расчета примем буровую установку БУ–3000 ЭУК–1М.

Результаты расчета выбора буровой установки представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Расчет выбора буровой установки

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, <i>тс</i> ($Q_{бк}$)	64,79	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	3,09
Максимальный вес обсадной колонны, <i>тс</i> ($Q_{об}$)	57,1	$[G_{кр}] / Q_{об}$	3,50
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, <i>тс</i> ($Q_{пр}$)	84,2	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	2,38
Допустимая нагрузка на крюке, <i>тс</i> ($G_{кр}$)	200		

3 Анализ способов борьбы с поглощениями бурового раствора

3.1 Причины, классификация и признаки поглощения бурового раствора

Поглощение – это потеря некоторого объёма бурового или тампонажного растворов вследствие их фильтрации из ствола скважины в пласт. Поглощение является одним из наиболее распространённых видов осложнений.

Пласты, которые поглощают буровой раствор, обычно представлены несвязными, мелкопористыми, пористыми (песчаными и крупнообломочными), закарстованными породами (породы, в которых имеется каверны, каналы, пещеры и другие карстовые формы), а также трещиноватыми породами. Наиболее интенсивные поглощения отмечаются чаще всего в крупнообломочных, закарстованных и трещиноватых горных породах. Глубина залегания несвязных и кавернозных пород обычно не превышает 300 м, трещиноватые же породы встречаются на любой глубине. С ростом глубины залегания пород раскрытие и густота трещин обычно снижается. С увеличением мощности пласта расстояние между трещинами растёт. При увеличении прочности пород густота трещин уменьшается [1].

В районах с растворимыми породами (карбонатные, сульфатные, хлориды) возможно вскрытие каверн, пещер, а также провалы бурильного инструмента, что связано с карстами. Закарстованность пород обычно затухает с глубиной. Очень часто поглощения встречаются в зонах с АНПД.

Таким образом, поглощение и его интенсивность зависят от пористости и проницаемости пласта. При этом различают открытую (естественную) и закрытую пористость. Открытая пористость обусловлена естественными горно–

геологическими условиями. При этом поглощение жидкости происходит при следующем условии:

$$P_{пл.} < P_{г.ст.} + P_{г.д.} < P_{г.р.}, \quad (7)$$

где $P_{пл.}$ – пластовое давление, $Па$;

$P_{г.ст.}$ – гидростатическое давление, $Па$;

$P_{г.д.}$ – гидродинамическое давление, $Па$;

$P_{г.р.}$ – давление гидроразрыва, $Па$.

Закрытая пористость обусловлена гидроразрывом пласта и формированием трещин искусственным способом в результате увеличения гидродинамического давления в скважине, то есть по причинам, обусловленным деятельностью человека. При этом поглощение происходит при следующем условии:

$$P_{г.ст.} + P_{г.д.} > P_{г.р.} \quad (8)$$

По интенсивности поглощения разделяются на частичные (без потери циркуляции), полные (циркуляция отсутствует, но уровень бурового раствора находится у устья скважины) и катастрофические (со значительным падением уровня бурового раствора в скважине ниже устья).

В настоящее время нет единой и общепризнанной классификации интервалов поглощений, которая могла бы стать общей базой для выбора рациональных способов и средств ликвидации поглощений. Существующие же на сегодняшний день классификации поглощений основываются на опыте проводки скважин на площадях и месторождениях, расположенных в различных районах бурения. Например, в таблице 36 представлена некоторая из существующих классификаций поглощений и рекомендуемые мероприятия по их профилактике и ликвидации.

Таблица 36– Классификация интервалов поглощений

удельные потери раствора, $\text{м}^3/\text{ч}$	% от подачи
< 0,1	Умеренное < 5
0,1–0,2	Частичное 5–30
0,2–0,3	Среднее 30–60
0,3–0,4	Полное 60–100
> 0,4	Полное и катастрофическое > 100

Основными признаками поглощения являются:

1. Уменьшение объёма бурового раствора в приёмных ёмкостях при бурении.
2. Расход вытекающего на устье бурового раствора, меньше закачиваемого в скважину.
3. Увеличение скорости бурения (обусловлено снижением $R_{г.ст}$ в скважине при падении уровня раствора).
4. Провалы инструмента при бурении (обусловлено закарстованностью пород, наличием трещин и пещер).
5. Снижение уровня бурового раствора в скважине в «покое».
6. Снижение давления в скважине за счёт снижения гидравлических сопротивлений в затрубье.

3.2 Способы предупреждения поглощения бурового раствора

Для предупреждения поглощения главным является правильный выбор плотности раствора, который осуществляется в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности». При этом необходим тщательный контроль за плотностью, вязкостью и другими параметрами бурового раствора.

Мероприятия по предупреждению поглощений:

- регулирование плотности бурового раствора путем совершенствования очистки его от песка и частиц выбуренной породы с помощью химических реагентов, тщательного соблюдения правил химической обработки раствора и его разбавления. Добавление в раствор нефти и при необходимости аэрация его, бурение с промывкой чистой водой;

- регулирование реологических параметров бурового раствора (снижение его вязкости и статического напряжения сдвига (СНС). Однако необходимо учитывать, что высоковязкие и высоко – коллоидные растворы способствуют ликвидации поглощений в маломощных пластах, сложенных несцементированным материалом. Ограничение скорости спуска инструмента, плавный пуск буровых насосов и недопущение расхаживания инструмента;

- улучшение конструкции скважин для избежания воздействия утяжеленных растворов, применяемых при проходке нижележащих пород, на вышележащие породы.

Указанные мероприятия на практике разрешили многие вопросы, связанные с предупреждением и ликвидацией поглощений, сократив их число на 50–90%.

Методы предупреждения поглощений на стадии проектирования скважины должны разрабатываться мероприятия по предупреждению возможных осложнений при ее строительстве, но, как правило, успешность проведения данных мероприятий в большей степени зависит от конкретных геолого–технических условий бурения. Сюда относится интенсивность, изменчивость, характер проявления поглощений, а также четкая и достоверная информация от параметров проницаемых пластов. Комплекс предупреждающих методов делится на две группы. В первом случае применяются методы, если ожидается вскрытие проницаемых пород бурением. Во второй группе отмечаются технологические меры, которые направлены на восстановление нормальной циркуляции промывочной жидкости. Технологические меры второй группы выполняются в случае, если методы первой группы не приводят к положительному результату. Наиболее распространенными мерами предупреждения поглощений являются:

- технологическая остановка процесса бурения на 6–10 часов с момента нарушения нормальной циркуляции и возникновения поглощения;

- переход с турбинного способа бурения на роторный и регулирование подачи буровых насосов;

- снижение скорости спуска инструмента;

- кольматация интервала поглощающих пород гидромониторными струями промывочных жидкостей на глинистой основе;
- регулирование закупоривающих и реологических свойств, плотности промывочной жидкости;
- формирование малопроницаемой быстротвердеющей цементной корки на участках ствола повышенной проницаемости;

Из всех перечисленных наиболее нестандартным методом является последний. Быстротвердеющая цементная корка создается с целью упрочнения стенок скважины и предупреждения осложнений после гидродинамических исследований поглощающих зон и с целью сохранения коллекторских свойств. Для формирования данной корки в тампонажный раствор добавляется ПВАР (поливинилацетатный реагент) [3].

3.3 Способы ликвидации поглощений бурового раствора

При выборе способов ликвидации поглощений необходимо руководствоваться следующими критериями:

- обеспечение качественного цементирования скважины за счет надежной изоляции зон поглощения;
- обеспечение минимума затрат времени и средств на углубление ствола скважины в зоне осложнений.

Все современные методы борьбы с поглощениями бурового раствора можно разделить на две группы:

- профилактические мероприятия по предупреждению и ликвидации зон поглощений бурового раствора в процессе углубления скважины;
- специальные методы ликвидации зон полных (катастрофических) поглощений бурового раствора, выполняемые с прерыванием процесса углубления скважины (например, закачка в зону тампонов, изоляционные работы, установка перекрывателя и др.) [4].

3.3.1 Снижение плотности бурового и тампонажного растворов

Снижение плотности бурового и тампонажного растворов способствует снижению гидростатического и гидродинамического давлений, а, следовательно, интенсивности поглощения. Однако, следует отметить, что к уменьшению плотности промывочной жидкости следует относиться с особой осторожностью, особенно при наличии в необсаженном стволе напорных пластов и неустойчивых пород. Снижение плотности бурового раствора достигается насыщением его воздухом (аэрацией) или разбавлением водой.

Аэрация раствора возможна двумя способами: компрессорный и бескомпрессорный. Первый способ предполагает использование сжатого воздуха и его закачку от компрессора через специальные устройства в нагнетательную линию насоса. Второй способ предполагает необходимость обработки бурового раствора поверхностно-активными веществами (сульфонол, диталан), лигносульфонатами (ФХЛС, КССБ) и другими вспенивающими реагентами.

Следует отметить, что к разбавлению раствора водой следует подходить с особой осторожностью, т. к. можно необратимо ухудшить качество раствора [5].

3.3.2 Применение наполнителей

Наполнители предназначены для закупоривания пор и трещин, по которым в пласт перетекает жидкость. Действие наполнителя сводится к образованию в трещинах и порах пласта за счёт заклинивающего действия пробок (тампонов), которые с течением времени разрастаются и в процессе фильтрации раствора под действием перепада давления уплотняются. В качестве наполнителей используют отходы промышленного производства: опилки, слюду, целлофан, резину, древесину, асфальт и др. Наполнители разделяются на волокнистые, пластинчатые и зернистые (гранулированные).

Считается, что максимальные размеры частиц наполнителя должны быть в два раза меньше раскрытия трещин. Однако, из-за разнообразия форм частиц наполнителя и трещин такие рекомендации носят общий характер. Поэтому рекомендуется применять сразу несколько типов наполнителей с различными размерами, так как это оказывает наибольший эффект. Например, рекомендуется применять смесь гранулярных, волокнистых и чешуйчатопластинчатых наполнителей в соотношении 1 : 1 : 1. Объёмная концентрация наполнителей в

жидкости рекомендуется 15–20 %. В качестве жидкости намыва применяют глинистые растворы с фильтрацией более 40 см³/30 мин [4].

Технология намыва наполнителя в пласт осуществляется следующим образом. Ввод наполнителей в буровой раствор осуществляется с помощью гидромешалки. Намыв наполнителей производят через открытый конец бурильных труб или через бурильные трубы с пакером (под давлением). Колонну бурильных труб спускают на 10–15 м выше кровли поглощающего пласта и с помощью буровых насосов или цементировочных агрегатов начинают закачку наполнителя, который вымывают до появления циркуляции. После появления циркуляции намыв прекращается и бурильные трубы спускают на 10–15 м ниже подошвы поглощающего пласта с восстановлением циркуляции для определения результатов намыва. Если ликвидировать поглощение не удалось, то операции по намыву повторяют с другими наполнителями. Если поглощение удалось ликвидировать, то целесообразно после закачки в пласт пачки раствора, приподнять инструмент и оставить скважину в покое на 4–8 часов. При промывке скважины раствором с наполнителем оборудование очистки бурового раствора необходимо отключить.

При намыве наполнителей через бурильные трубы с пакером, последний устанавливается на 20–30 м выше кровли поглощающего пласта. После намыва пакер освобождается и производится его спуск с промывкой ниже подошвы поглощающего пласта на 10–15 м с целью определения возможного образования пробки из наполнителей. Затем трубы поднимают и пакер устанавливают на прежнее место с последующим определением приемистости пласта (эффективности намыва наполнителей). Если приёмистость пласта осталась без изменения, то намывают наполнитель большего размера [6].

При отсутствии сведений о размерах поглощающих каналов используют способ последовательного намыва отдельных фракций наполнителей. Если после закачки 3–5 т наполнителя снизить интенсивность поглощения не удалось, то дальнейшее применение данного наполнителя нецелесообразно.

При полном поглощении применяют контейнерную доставку наполнителей или тампоны типа «мягких пробок». Тампон представляет собой концентрированную тестообразную массу различных наполнителей, смешанных с глинистым или цементным раствором. Объем тампона должен быть не менее 20 м³.

Рекомендуемые концентрации наполнителей в растворе должны составлять не более 30 кг/м³ при роторном способе и не более 5 кг/м³ при турбинном.

Ввод наполнителей в тампонажные растворы осуществляется в сухой цемент в цементировочно–смесительную машину через цементировочную воронку при затарке или непосредственно в приёмный чан ЦА. Обычно концентрация составляет 3–6%, иногда до 7–15%.

Намыв наполнителей обычно применяется при интенсивности поглощения менее $100 \text{ м}^3 / \text{ч}$ перед закачкой цементных растворов. При этом удаётся перекрыть наиболее крупные каналы поглощающего пласта. Поэтому очень часто в качестве наполнителя используют песок [7].

3.3.3 Установка силикатных ванн

Силикатные ванны применяются при поглощении с интенсивностью до $40 \text{ м}^3 / \text{ч}$ и при наличии в поглощающих пластах вод, содержащих соли поливалентных металлов. Силикатная ванна готовится из товарного водорастворимого силиката (жидкое стекло) или его водного раствора. Для борьбы с поглощениями в трещиноватых коллекторах добавляют ещё и глину, массовая доля которой составляет 5–10% [8].

3.3.4 Применение специальных методов бурения

- а) бурение без выхода циркуляции на поверхность;
- б) бурение на равновесии;
- в) бурение с продувкой;
- г) бурение с плавающим столбом бурового раствора;
- д) бурение с применением двух растворов;
- е) бурение с использованием полимеров;
- ж) бурение с последовательной промывкой скважины нефтью и водой;
- з) бурение с использованием буровых растворов с неконтролируемой фильтрацией.

Бурение без выхода циркуляции на поверхность – эффективно при достаточном количестве воды на буровой для замены бурового раствора,

поглощенного пластом. Гидравлический режим промывки подбирается так, чтобы кусочки выбуренной породы достигали зоны поглощения и кольтатировали её.

Бурение с плавающим столбом бурового раствора осуществляется водой с закачиванием в скважину через затрубье глинистого раствора. Применяется при достаточном запасе воды для приготовления раствора и отсутствии в разрезе напорных пластов.

Бурение с применением двух растворов осуществляется на облегчённом растворе (на равновесии), а при СПО переходим на более утяжелённый раствор, чтобы давление в скважине равнялось пластовому.

Неконтролируемая фильтрация обеспечивается коагуляционно–флокуляционными процессами, что приводит к снижению проницаемости фильтрационных каналов за счёт осадконакопления. Например, при добавлении в буровой раствор гипана и его контакте с минерализованной пластовой водой, содержащей хлорид кальция, получается целлофан, а при контакте ГПАА – каучук. Полученные компоненты рекомендуется использовать при малоинтенсивных поглощениях [9].

3.3.5 Применение различных тампонажных смесей для установки мостов

Тампонажные смеси должны обладать рядом свойств:

- а) удовлетворительной подвижностью на период транспортирования от дневной поверхности до зоны поглощения;
- б) возможно меньшей плотностью;
- в) способностью при растекании по трещинам зоны поглощения быстро загустевать и превращаться в практически непроницаемое твёрдое тело;
- г) не растекаться далеко от скважины по кавернам и не разжижаться пластовой водой.

В качестве тампонажных смесей применяются растворы на основе неорганических вяжущих, полимеров и на глинистой основе.

При планировании изоляционных работ рассчитывается объём смеси, определяют её состав и свойства, определяют способ доставки смеси к зоне поглощения, глубину спуска бурильных труб, место установки пакера, проводят

расчёт параметров процесса изоляции и намечают мероприятия по безаварийному проведению изоляционных работ. Изоляционные работы в поглощающей скважине целесообразно начинать по мере вскрытия поглощающего пласта и углубления скважины ниже интервала поглощения на 5–10 м [10].

В случае вскрытия нескольких зон поглощения и при наличии межпластовых перетоков или газоводонефтепроявлений во избежание осложнения изоляционных работ тампонирующее рекомендуется производить снизу с разобщением изолируемой зоны с помощью пакера.

Перед проведением изоляционных работ выбранная рецептура тампонажной смеси испытывается в лаборатории при соответствующей температуре. При этом определяется прочность смеси, растекаемость, сроки схватывания и загустевание по консистометру в течение заданного времени. До начала работ уточняют пластовое давление изолируемого пласта.

Буровой раствор, используемый для продавливания, должен быть стабилизирован и перемешан. Плотность его должна равняться плотности бурового раствора в скважине или не превышать её на 0,02 г/см³.

Перед тампонажной смесью и после неё закачивают буферную жидкость (2–3 м³). В случае необходимости, перед задавливанием в пласт тампонажную смесь выдерживают в стволе скважины или в буровых трубах. Одновременно на поверхности контролируют пластическую прочность пробы смеси [4].

Количество тампонажной смеси, необходимой для изоляции зоны поглощения, зависит от диаметра скважины, интенсивности поглощения, мощности поглощающего пласта. Обычно количество смеси принимается равным пятикратному объёму ствола скважины в интервале поглощающего пласта.

В случае, если цементный мост отсутствует или оказался ниже кровли поглощающего горизонта, то заливку повторяют с увеличением объёма тампонажной смеси на 30–50%.

При продавливании тампонажной смеси регистрируется давление по показаниям манометра цементировочного агрегата. По значению давления в конце продавливания оценивают результат изоляционных работ. Если давление в конце продавливания смеси не выше 1,5–2,0 МПа, то интенсивность поглощения, как правило, сохраняется в тех же пределах, что и до проведения изоляционных работ, если давление составляет 2,5–3,0 МПа, то после разбуривания цементного моста интенсивность поглощения уменьшается на 20–40%, а при давлении 3,5–4,0 МПа – на 80–90%. В тех случаях, когда давление в конце продавливания смеси выше 5

МПа, поглощение после разбуривания цементного моста, как правило, не наблюдается [11].

При доставке тампонажной смеси до зоны поглощения по бурильным трубам наименьшее разбавление её жидкостью в скважине достигается при установке бурильных труб ниже зоны поглощения. В этом случае расчёт продавочной жидкости сводится к уравниванию затрубного давления с давлением в трубах. Если в процессе цементирования наблюдается выход бурового раствора, то это свидетельствует о том, что часть смеси поднялась в заколонное пространство. Тогда количество продавочной жидкости определяют с учётом равенства уровней смеси в бурильных трубах и в заколонном пространстве. Количество поступившей в заколонное пространство смеси определяют по объёму бурового раствора, вышедшего в период циркуляции.

Тампонажную смесь закачивают в скважину и задавливают в пласт в несколько приемов. Объём первой порции продавочной жидкости рассчитывается из условия, чтобы 1/3 тампонажной смеси вошла в поглощающий пласт.

После закачивания первой порции продавочной жидкости определяют установившийся уровень.

Наличие избыточного давления после задавливания 1/3 части тампонажной смеси показывает, что смесь подобрана правильно.

Если избыточное давление (ΔP) отсутствует, то необходимо выдержать тампонажную смесь в стволе или бурильных трубах, в зависимости от места нахождения инструмента. Продолжительность остановки зависит от скорости изменения пластической прочности смеси, контролируемой по пробе. Если $\Delta P = 0,1 - 0,5$ *МПа*, то в зависимости от типа смеси её выдерживают в стволе от 5 до 30 мин., а затем задавливают в пласт, оставляя мост высотой 20–30 м над кровлей зоны поглощения.

Если $\Delta P = 0,5$ *МПа*, то остановку делать не рекомендуется и смесь сразу же задавливают в пласт из расчета получения 20–30 м цементного моста [1].

3.3.6 Применение перекрывателей

Перекрыватель – гофрированные обсадные трубы. Спускаются в скважину и расширяются или давлением, или взрывом до плотного прилегания к стенкам

скважины. Разгрузкой инструмента на 150–200 кН проверяют надёжность закрепления перекрывателя на стенках скважины. После отсоединения и подъёма БТ спускают развальцеватель, с помощью которого расширяют трубы в резьбовых соединениях. Поперечное сечение в виде «восьмёрки» наиболее рациональное. Разработчик – ТатНИПИнефть [3].

3.3.7 Замораживание зон поглощения

Сущность метода заключается в подаче в скважину хладагента, например, жидкого азота, который замораживает стенки скважины на определённую глубину, образуя вокруг ствола непроницаемый водогрунтовый цилиндр. Если время оттаивания ледогрунтового цилиндра окажется недостаточным для углубления или крепления скважины, то можно многократно замораживать одну и ту же зону поглощения. Транспортировать хладагент до зоны поглощения можно с помощью специальных устройств [1].

3.3.8 Изоляция поглощения взрывом

Для борьбы с поглощениями в кавернозных и трещиноватых пластах взрывают торпеды. Величина заряда взрывчатого вещества и размер торпеды определяются интенсивностью поглощения и мощностью пласта. При взрыве происходит смыкание трещин вследствие бокового скола, уплотнения пород и закупоривания трещин разрушенной породой. Взрыв в тампонирующей среде в зоне поглощения приводит к ещё большей эффективности изоляционных работ и повышает закупоривающие свойства смесей [3].

Вывод:

Снижение плотности бурового и тампонажного растворов, особенно повышением их водосодержания, отрицательно влияет на важнейшие свойства цементного камня. Там, где отсутствуют такие условия, применение цементно–глинистых облегченных смесей (плотность 1,1 – 1,5 г / см³), которые обладают низкими прочностными свойствами, не рекомендуется с точки зрения необходимости

обеспечения надежности и долговечности эксплуатации нефтяных и газовых скважин [7].

Эффективность борьбы с поглощением, используя наполнители, является весьма низкой, как показала практика. Только при наличии достаточных данных о характеристике поглощающей зоны возможен выбор эффективного наполнителя.

Применение различных тампонажных смесей для установки мостов. В настоящее время известны тампонажные смеси с различным составом. В подавляющем большинстве случаев для изоляции поглощающих горизонтов используются тампонажные смеси на основе цемента. Это связано с тем, что исходные материалы легкодоступны, имеется необходимая техника для приготовления смеси и доставки ее в скважину (цементосмесительные машины, цементировочные агрегаты). Сроки схватывания смеси регулируется в широких пределах от нескольких минут до нескольких часов.

Таким образом, если тампонажные смеси отвечают следующим требованиям: имеют достаточное проникновение в поглощающие каналы и трещины, устойчивы к агрессии подземных вод, имеют достаточно высокую скорость потери подвижности — схватывание и хорошую адгезию с горными породами, то наблюдается высокая эффективность при борьбе с поглощением [10].

Применение перекрывателей является одним из достаточно надежных методов. Однако, на практике бурения наклонных скважин, наблюдается недоспуск обсадной трубы до нужного интервала. Наиболее существенным недостатком является необходимость бурения значительного интервала (1130–2175 м) резервным диаметром долота (269,9 мм или 295,3 мм под 245–мм). Показатели работы этих долот значительно ниже, чем у долот диаметром 215,9 мм. Кроме того, бурение в условиях поглощения требует дополнительных затрат времени и средств. Кроме потерь времени на собственно углубление скважины за счет разницы в показателях работы долот, имеют место потери, связанные со спуском обсадной трубы. Перед выбором данного метода должен быть проведен анализ статистических данных по борьбе с поглощениями на разбуриваемой площади. Таким образом, ликвидация поглощений бурового раствора установкой перекрывающих труб является весьма трудоемким и дорогостоящим процессом.

Замораживание зон интервалов ствола скважины показало свою эффективность при ликвидации поглощений бурового раствора, но не получило широкого применения и распространения. Основная проблема – отсутствие надежного способа доставки низкотемпературного вещества в поглощающую зону.

Взрывные работы в скважинах с целью ликвидации поглощений применяется как крайняя мера и только при катастрофических поглощениях. Как показывают исследования, после взрыва трещины заполняются кусками породы, причем эффект максимален, когда заряд прилегает к породе, а его диаметр существенно больше ширины трещины.

После взрыва глинистый раствор превращается в не растекающуюся пену, устойчивую в течение нескольких суток [1].

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Экологическая безопасность нефтегазовой отрасли определяется различными факторами, основными из которых являются сложность месторождения и используемая технология, а также сбалансированность общего плана управления рисками. Важным элементом комплексного плана управления рисками является сбалансированное распределение обязанностей между основными участниками технологической цепочки. Поскольку каждый участник технологической цепочки усердно работает над оптимизацией собственных затрат, необходимо выстроить процесс управления рисками таким образом, чтобы необходимые действия не устранились «между головами» отдельных участников.

Целью данной работы является анализ взаимодействия нефтедобывающих компаний и нефтесервисных служб в контексте рисков экологической безопасности.

При проведении исследований в рамках данной работы будут решены следующие задачи:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно–исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно–исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1. «Портрет» потребителя

На данный момент основными игроками на рынке являются следующие группы участников: независимые сервисные компании, компании с иностранным капиталом, Международные сервисные "специальности", дочерние компании Winc и собственная служба Winc.

Для нефтепромысловых услуг, предоставляемыми winс (ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Башнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», и пр.) составляет половину российского рынка нефтесервисных услуг.

Особого внимания заслуживает большое количество предприятий, появившихся в результате приватизации, предприятий и других операций. Эти компании постепенно сливаются в более крупные, чтобы они могли противостоять конкуренции на рынке.

С 2005 года структура российского рынка нефтесервисных услуг не изменилась. Половину рынка занимают сервисные компании нефтяного холдинга, что отображено на рисунке 11.



Рисунок 11 – Структура российского рынка нефтесервисных услуг

Независимые российские компании и компании с долей иностранного капитала более 50% делят оставшуюся половину на две половины. В то же время доля иностранных компаний неуклонно растет.

В целом процесс интеграции наблюдается и на российском рынке – фактически основными игроками на рынке нефтегазовых услуг являются пять компаний, а также «Газпром» и малый бизнес.

4.1.2 Оценка конкурентоспособности НИ

Оффшорное бурение является крупнейшим сегментом мирового рынка нефтесервисных услуг. Структура нефтесервисного рынка в мире приведена на рисунке 12.

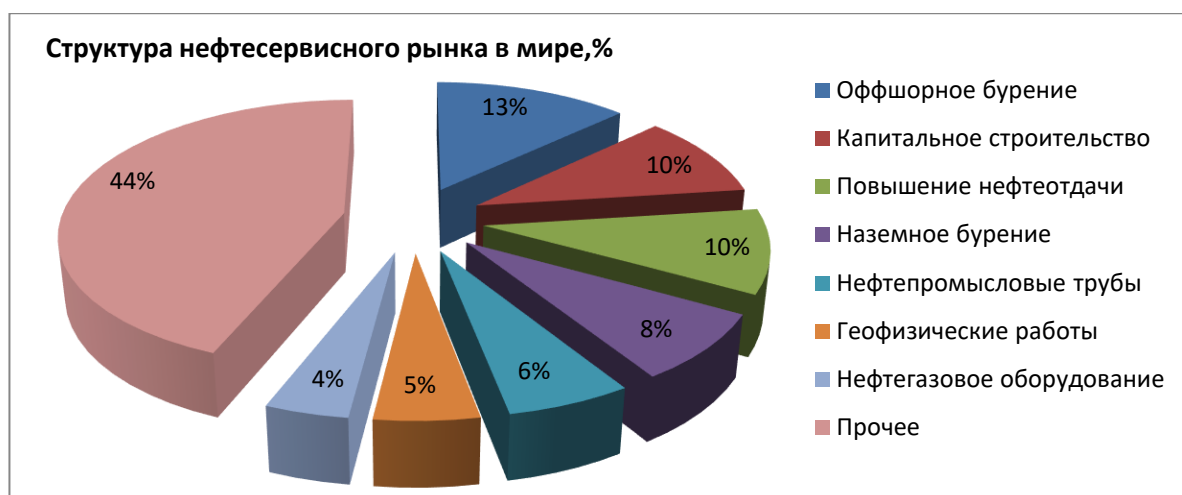


Рисунок 12 – Структура нефтесервисного рынка в мире, %

За последнее десятилетие на шельфах было открыто более 50% всех новых ресурсов углеводородов. По оценкам аналитиков, к 2030 году добыча нефти на шельфе обеспечит треть мирового спроса.

Это связано со следующими факторами:

- Стоимость нефтесервисных услуг при бурении на шельфе намного выше, чем при бурении на суше.
- Для наземных месторождений становится все труднее начать добычу углеводородов, а процесс бурения становится все более сложным.

Таким образом, добыча полезных ископаемых на шельфе стала более экономической.

Статистика показывает, что количество буровых установок в мире постоянно растет. На рисунке 13 изображена диаграмма количества буровых установок в мире. Это означает, что сервисные компании имеют правильные потребности в бурении.



Рисунок 13 – Количество буровых установок в мире

Еще одним перспективным сектором является сектор услуг по добыче нефти. Это связано с истощением добываемых нефтяных месторождений, что снижает коэффициент извлечения нефти. Кроме того, увеличиваются объемы бурения и добычи на труднодоступных нефтяных месторождениях. В таблице 36 приводится оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений.

Таблица 36 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Энергоэкономичность	0,05	4	3	4	0,2	0,15	0,2
2. Надежность	0,09	4	4	4	0,36	0,36	0,36
3. Безопасность	0,1	4	4	3	0,4	0,4	0,3
4. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,2	5	4	3	1	0,8	0,6
5. Простота эксплуатации	0,06	3	3	4	0,18	0,18	0,24
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,01	3	4	4	0,03	0,04	0,04
2. Уровень проникновения на рынок	0,01	3	4	4	0,03	0,04	0,04
3. Цена	0,2	5	5	5	1	1	1
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,2	5	4	4	1	0,8	0,8
6. Финансирование научной разработки	0,08	4	4	5	0,32	0,32	0,4
7. Срок выхода на рынок	0,1	4	4	3	0,4	0,4	0,3
8. Наличие сертификации разработки	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
Итого	1	48	47	47	5,32	4,85	4,68

Анализ конкурентоспособных технических решений показывает, что исследования являются наиболее актуальными и перспективными, а также конкурентоспособными.

4.1.3 SWOT-анализ

С целью изучения внешней и внутренней среды проекта в этой работе был проведен SWT-анализ, были подробно оценены преимущества и недостатки исследовательского проекта, а также возможности и угрозы.

В таблице 37 приведена матрица SWOT–анализа, в которой описаны слабые и сильные стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые возникли или могут возникнуть во внешней среде.

Таблица 37 – Матрица SWOT–анализа

Сильные стороны	Слабые стороны
С1. Низкая цена исходного сырья.	Сл1. Долгое время подготовки
С2. Более свежая информация, которая была использована для разработки проекта.	Сл2. Высокие требования к экспериментальному оборудованию.
С3. Квалифицированный персонал.	Сл3. Эксперименты имеют большие погрешности и неопределенности.
Возможности	Угрозы
В1. наблюдается заключение ряда крупных сделок по поглощению	У1. Снижение стоимости разработок конкурентов.
В2. Появление потенциального спроса на новые разработки.	У2. Появление зарубежных аналогов и более ранний их выход на рынок.
В3. наблюдается заключение ряда крупных сделок по слиянию	У3. Загрязнение окружающей среды
В4. Внедрение на мировой рынок, экспорт за рубеж.	

В таблицах 38,39 приводится интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и сильные стороны».

Таблица 38 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и сильные стороны»

Сильные стороны				
Возможности проекта		С1	С2	С3
	В1	–	–	–
	В2	–	+	+
	В3	–	+	–
	В4	+	+	–

Таблица 39 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и слабые стороны»

Слабые стороны				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	В1	–	–	–
	В2	–	+	–
	В3	–	–	–
	В4	–	–	–

В таблицах 40,41 приводится интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и сильные стороны».

Таблица 40 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и сильные стороны»

Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		С1	С2	С3
	У1	+	–	–
	У2	+	–	–
	У3	–	–	–

Таблица 41 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	–	+	+
	У2	–	–	–
	У3	–	–	–

Результаты анализа представлены в итоговую таблицу 42.

Таблица 42 – Итоговая таблица SWOT–анализа

	Сильные стороны научно–исследовательского проекта С1. Низкая цена исходного сырья. С2. Более свежая информация, которая была использована для разработки проекта. С3. Квалифицированный персонал.	Слабые стороны научно–исследовательского проекта Сл1. Долгое время подготовки Сл2. Высокие требования к экспериментальному оборудованию. Сл3. Эксперименты имеют большие погрешности и неопределенности.
Возможности В1. Завершаются некоторые сделки по приобретению В2. Возникновение потенциальных потребностей в новых разработках. В3. Заключаются некоторые сделки по слиянию В4. Вывести на мировой рынок и экспортировать за рубеж.	Направления развития В2С2С3. Использование новейшей информации и технологий позволило удовлетворить потенциальный спрос на новые разработки. В3С2. Технология является хорошей основой для внедрения технологий в аэрокосмической области. В4С1С2. Цена на сырье низкая, а продукция обладает высокой прочностью, что является основой для экспорта за рубеж для выхода на мировой рынок.	Сдерживающие факторы В2Сл2. Использование новейшего оборудования, отвечающего требованиям исследований, также может снизить количество экспериментальных ошибок и предотвратить несчастные случаи.
Угрозы У1. Снижение стоимости разработок конкурентов. У2. Появление зарубежных аналогов и их скорейший выход на рынок. У3. Загрязнение окружающей среды	Угрозы развития У1С1. Несмотря на то, что затраты на разработку конкурентов снижаются, наши продукты обладают лучшими механическими свойствами и большими перспективами развития. У2С1. Наша продукция обладает лучшими механическими свойствами и более привлекательна для мирового рынка.	Уязвимости: У1Сл2Сл3. Внедрение системы для улучшения производственного процесса, чтобы уменьшить количество ошибок и неопределенностей.

С помощью SWOT–анализа было показано, что преимущества передовых технологий перевешивают недостатки. Эти недостатки не были устранены на практике, но теоретически их уже можно устранить. Результаты анализа учитываются при дальнейших исследованиях и разработках.

4.2 Планирование научно–исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной работы, приведен в таблице 43.

Таблица 43 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследования	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана–графика	Руководитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Инженер
Разработка технического задания	4	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	Инженер
	6	Проведение расчетов и обоснование	Инженер
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, инженер
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, инженер

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5}, \quad (9)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко–дни;

t_{min_i} – минимальная возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), человеко–дни;

t_{max_i} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко–дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (10)$$

где T_{pi} – продолжительность i -ой работы, *раб. дн.*;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, *чел.–дн.*;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на i -ом этапе, *чел.*

Для расчета длительности работ в календарных днях, используется формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (11)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -ой работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность i -ой работы, *раб. дней*;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}, \quad (12)$$

где $T_{кал}$ – количество календарных дней в году;

$T_{вых}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Округлим до целого числа количество календарных дней по каждой работе T_{ki} и сведем рассчитанные значения в одну таблицу (таблица 4.9).

В качестве примера расчета рассмотрим руководителя (5 дневная рабочая неделя) – составление и утверждение технического задания:

$$t_{\text{ож}} = \frac{3 \cdot t_{\text{min}_i} + 2 \cdot t_{\text{max}_i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 5}{5} = 2,6 \text{ чел – дней}$$

$$T_p = \frac{t_{\text{ож}}}{\text{Ч}} = \frac{2,6}{1} = 2,6 \text{ дня}$$

В 2022 году – $T_{\text{кал}} = 365$ дней, $T_{\text{вых}} = 118$ дней,

Подставим численные значения в формулу 4.4:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 2,6 \cdot 1,48 = 3,85 \approx 4 \text{ дня}$$

Инженер (6 дневная рабочая неделя) – подбор и изучение материалов:

$$t_{\text{ож}} = \frac{3 \cdot t_{\text{min}_i} + 2 \cdot t_{\text{max}_i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 6}{5} = 3 \text{ чел – дней}$$

$$T_p = \frac{t_{\text{ож}}}{\text{Ч}} = \frac{3}{1} = 3 \text{ дня}$$

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 3 \cdot 1,48 = 4,44 \approx 4 \text{ дня}$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе, округляют до целого числа и заносят в таблицу.

Таблица 44 – Временные показатели проведения научной разработки

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , человека дни	t_{max} , человека дни	$t_{\text{ож}}$, человека дни			
Составление и утверждение технического задания, утверждение плана–графика	1	5	2,6	Руководитель	3	4
	1	6	3	Инженер		
Выбор алгоритма исследований	1	3	1,8	Руководитель	2	3
Подбор и изучение литературы по теме	10	15	12	Инженер	12	18

Продолжение таблицы 44

Составление и утверждение тех. задания	5	8	6,2	Руководитель	6	9
Проведение теоретического анализа существующих технических решений	6	18	10,8	Инженер	11	16
Проведение расчетов и обоснование	3	12	6,6	Инженер	7	10
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель	4	6
Составление пояснительной записки	7	16	10,6	Инженер	11	16

На основе таблицы 44 строим план график, представленный в таблице 45.

Таблица 45 – Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ								
				Янв.			Февраль			Март		
1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана–графика	Р, И	4									
2	Выбор алгоритма исследований	Р	3									
3	Подбор и изучение литературы по теме	И	18									
4	Составление и утверждение тех. задания	Р	9									
5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	И	16									
6	Проведение расчетов и обоснование	И	10									
7	Оценка результатов исследования	Р	6									
8	Составление пояснительной записки	И	16									



– руководитель



– инженер

4.3 Бюджет научно–исследовательской работы

При планировании бюджета научно–исследовательской работы (НИР) должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НИР используется следующая группировка затрат по статьям:

1. Материальные затраты НИР.
2. Основная заработная плата исполнителей темы.
3. Дополнительная заработная плата исполнителей темы.
4. Отчисления во внебюджетные фонды.
5. Прочие прямые расходы.
6. Накладные расходы.

Статьи 1–6 относятся к прямым затратам, величину прямых затрат, как правило, следует определять прямым счетом, это затраты, связанные непосредственно с выполнением конкретной НИР, остальные затраты рассчитываются косвенным способом, это затраты на содержание аппарата управления, общетехнических и общехозяйственных служб, они объединяются в статье «Накладные расходы».

4.3.1 Расчет материальных затрат научно–исследовательской работы

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта:

- приобретаемые со стороны сырье и материалы, необходимые для создания научно–технической продукции;
- покупные материалы, используемые в процессе создания научно–технической продукции для обеспечения технологического процесса и для упаковки продукции или на другие производственные нужды, запасные части для ремонта оборудования, износа инструментов, приспособлений, оборудования и других средств труда, износ спецодежды и др.;

- покупные комплектующие изделия и полуфабрикаты, подвергающиеся в дальнейшем монтажу или дополнительной обработке;
- сырье и материалы, комплектующие изделия и полуфабрикаты, используемые в качестве объектов исследований и для эксплуатации, технического обслуживания и ремонта изделий – объектов испытаний;

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_{\text{м}} = (1 + k_{\text{т}}) \cdot \sum_{i=1}^m Ц_i \cdot N_{\text{расх}i} , \quad (13)$$

где m – количество видов материальных ресурсов;

$N_{\text{расх}i}$ – количество ресурсов i -го вида;

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида ресурсов;

$k_{\text{т}}$ – коэффициент, учитывающий транспортно–заготовительные расходы.

Величина коэффициента ($k_{\text{т}}$), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д.

Результаты расчётов по затратам на материалы приведены в таблице 46.

Таблица 46 – Материальные затраты

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол–во, ед.	Сумма, руб.
Комплекс канцелярских принадлежностей	340	3	1 020
Картридж для лазерного принтера	4 199	1	4 199
Итого:			5 219

4.3.2 Затраты на оплату труда исполнителей научно–исследовательской работы

Статья включает основную заработную плату работников, занятых выполнением НИР и дополнительную заработную плату:

$$З_{\text{зп}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} , \quad (14)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника, руб;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.

Основная заработная плата научного руководителя рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда. Отраслевая система оплаты труда в ТПУ предполагает следующий состав заработной платы:

1) оклад – определяется предприятием. В ТПУ оклады распределены в соответствии с занимаемыми должностями;

2) стимулирующие выплаты – устанавливаются руководителем подразделений за эффективный труд, выполнение дополнительных обязанностей и т.д.

Дополнительная заработная плата включает оплату за непроработанное время (очередной и учебный отпуск, выполнение государственных обязанностей, выплата вознаграждений за выслугу лет и т.п.) и рассчитывается исходя из 10–15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = K_{\text{доп}} Z_{\text{осн}} \quad (15)$$

где $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$K_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты.

Основная заработная плата руководителя рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (16)$$

где T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, *раб. дн.* (таблица 47).;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (17)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно–технического персонала, *раб. дней*; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 28 *раб. дня* – $M = 11,2$ месяца, 5–дневная рабочая неделя;

– при отпуске в 56 *раб. дней* – $M = 10,3$ месяца, 6–дневная рабочая неделя.

Должностной оклад работника за месяц:

– для руководителя:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_o) k_p = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб.} \quad (18)$$

– для инженера:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_o) k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб.}, \quad (19)$$

где Z_{mc} – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.; k_{np} – премиальный коэффициент, равен 0,3; k_o – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2; k_p – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

Зарботная плата инженера состоит из стипендии. Инженер, выполнивший данную работу, получает стипендию в размере 17000 руб.

В таблице 47 приведен баланс рабочего времени.

Таблица 47 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней – выходные и праздничные дни	118	118
Потери рабочего времени – отпуск и невыходы по болезни	53	34
Действительный годовой фонд рабочего времени	194	213

$$Z_{дн} = \frac{51\,285 \cdot 11,2}{194} = 2843,5 \text{ руб.}$$

$$Z_{дн} = \frac{33150 \cdot 10,3}{213} = 1690,3 \text{ руб.}$$

В таблице 48 приводится расчет заработной платы.

Таблица 48 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители НИ	Z_{mc} , руб	k_{np}	k_o	k_p	Z_m , руб	$Z_{дн}$, руб	T_p , раб.дн.	$Z_{осн}$, руб
Руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51 285	2843,5	15	42 652,9
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33 150	1690,3	44	74 373,2
Итого:								117 026,1

Расчет дополнительной заработной платы:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{зп}} = 0,15 \cdot 46\,652,9 = 6\,997,9 \text{ руб} \quad (20)$$

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{зп}} = 0,15 \cdot 74\,373,2 = 11\,156 \text{ руб}$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (0,12 – 0,15).

4.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражены обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

– для руководителя:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (46\,652,9 + 6\,997,9) = 16\,095,2 \text{ руб} \quad (21)$$

– для инженера:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (74\,373,2 + 11\,156) = 25\,658,8 \text{ руб} \quad (22)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

4.3.4 Расчет затрат на научные и производственные командировки

Затраты на научные и производственные командировки исполнителей определяются в соответствии с планом выполнения темы и с учетом действующих норм командировочных расходов и транспортных тарифов.

Затраты на научные и производственные командировки отсутствовали.

4.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые расходы, размножение материалов и т.д.

Величина накладных расходов определяется по формуле (4.13):

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей} 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (23)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

$$Z_{\text{накл}} = 182\,153 \cdot 0,2 = 36\,430,6 \text{ руб}$$

4.3.6 Формирование бюджета затрат научно–исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно–исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат научно–исследовательской работы приведен в таблице 49.

Таблица 49 – Расчет бюджета затрат НИР

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты НИР	5 219
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей	117 026,1
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей	18 153,9
4. Отчисления во внебюджетные фонды	41 754
5. Затраты на научные и производственные командировки	0
6. Накладные расходы	36 430,6
7. Бюджет затрат НИР	218 583,6

4.4 Определение ресурсной эффективности исследования

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{\text{pi}} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i, \quad (24)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности данного исследования представлен в форме таблицы 50.

Таблица 50 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ Параметр	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,15	5	4	3
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	4	4
3. Помехоустойчивость	0,25	4	3	3
4. Энергосбережение	0,1	5	5	4
5. Надежность	0,20	5	5	4
6. Материалоемкость	0,15	5	5	5
ИТОГО	1	4,6	4,2	3,75

$$I_{tp} = 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,20 + 5 \cdot 0,15 = 4,6;$$

$$\text{Аналог 1} = 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,20 + 5 \cdot 0,15 = 4,2;$$

$$\text{Аналог 2} = 3 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,20 + 5 \cdot 0,15 = 3,75;$$

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_i}{\Phi_{max}}, \quad (25)$$

где Φ_i – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения НИР (в т.ч. аналоги).

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_p}{\Phi_{max}} = \frac{218583,6}{220000} = 0,99; \quad I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{max}} = \frac{230000}{220000} = 0,96;$$

$$I_{\Phi}^{a2} = \frac{\Phi_{a2}}{\Phi_{max}} = \frac{250000}{220000} = 1,14$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\text{ф}}^p}, \quad I_{\text{финр}}^a = \frac{I_m^a}{I_{\text{ф}}^a}, \quad (26)$$

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{4,6}{0,99} = 4,6; \quad I_{\text{финр}}^{a1} = \frac{4,2}{0,96} = 4,38; \quad I_{\text{финр}}^{a2} = \frac{3,75}{1,14} = 3,29$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^a} \quad (27)$$

В таблице 51 приводится сравнительная эффективность анализа.

Таблица 51 – Сравнительная эффективность анализа

Показатели	Аналог 1	Аналог 2	Разработка
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,2	3,75	4,6
Интегральный показатель эффективности	4,38	3,29	4,6
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,96	1,14	1

Выводы по разделу

В результате выполнения целей раздела можно сделать следующие выводы:

1. Результатом анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации НИР как наиболее подходящего и оптимального по сравнению с другими.

2. В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать рабочее время исполнителей. Определено следующее: общее количество календарных дней для выполнения работ составляет 82 дня; общее количество рабочих дней, в течение которых работал инженер, составляет 44 дней; общее количество рабочих дней, в течение которых работал руководитель, составляет 15 дней.

3. Также был рассчитан бюджет затрат научно–исследовательской работы. Итоговая себестоимость НИР составила 218 583,6 рублей, основная составляющая, которых – заработная плата исполнителей НИР.

4. На основе расчета интегрального показателя с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности

научной работы можно заключить что, текущая работа является более эффективной по сравнению с конкурентами.

5 Социальная ответственность

Оптимальное взаимодействие человека с производственной средой возможно, если будут обеспечены комфортность среды и минимизация негативных воздействий.

На предприятии необходимо:

1 Создание оптимального (нормативного) состояния среды в зонах трудовой деятельности и отдыха человека;

2 Идентификация (распознавание и количественная оценка) опасных и вредных факторов;

3 Разработка и реализация мер защиты человека и среды от негативных воздействий;

4 Проектирование и эксплуатация техники, технологических процессов в соответствии с требованиями по безопасности и экологичности;

5 Обеспечение устойчивости функционирования объекта в штатных и чрезвычайных ситуациях;

6 Прогнозирование развития и оценка последствий ЧС;

7 Принятие решений по защите производственного персонала и населения от возможных последствий аварий, катастроф, стихийных бедствий и применение современных средств поражения, а также принятия мер по ликвидации их последствий.

В данной выпускной квалификационной работе объектом исследования для выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» была выбрана разведочная вертикальная скважина, предмет исследования – проведение строительных работ.

Целью данного раздела является анализ опасных и вредных факторов, которые могут повлиять на работников строительных служб при строительстве разведочной скважины. Также поднимаются вопросы пожарной профилактики, техники безопасности и защиты окружающей среды. По тематике даются рекомендации по повышению оптимальных условий труда.

Объект исследования: разведочная вертикальная скважина на газоконденсатном месторождении

Область применения: нефтегазовая отрасль

Рабочая зона: специальная площадка (куст)

Размер рабочей зоны: 35–38 га

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рассматриваемая в работе местность относится к труднодоступным, с суровым климатом.

Как следствие, правовое регулирование труда работающих в таких районах осуществляется с особенностями, предусмотренными нормами ст. ст. 297 – 302 гл. 47 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом», 313 – 327 гл. 50 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях».

На уровне работодателя разработан, утвержден и действует локальный нормативный акт – технологический регламент, устанавливающий требования по безопасному и эффективному ведению работ и правила поведения работодателя и работников в процессе труда.

Рабочее время

В нефтегазовой отрасли экономики получили распространение следующие режимы рабочего времени: сменные работы и работы вахтовым методом.

Продолжительность рабочего времени работников отрасли за учетный период определяется работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в пределах норм, установленных Трудовым кодексом РФ, и отражается в графиках работы за год.

Трудовая деятельность работников на открытом воздухе прекращается при температуре –40 град. Цельсия и ниже, при силе ветра до 6 м/с; при температуре –35 град. Цельсия и ниже, при силе ветра 6 – 12 м/с; при температуре –30 град. Цельсия и ниже, при силе ветра более 12 м/с. Прекращение работы на открытом воздухе оформляется приказом (распоряжением) работодателя.

Время отдыха

Отношения по предоставлению ежедневного (междусменного) отдыха лицам, работающим вахтовым методом, регламентируются положениями о проведении вахтовых работ, принимаемыми работодателями и включающими нормы–дополнения к гл. 47 Трудового кодекса РФ. Продолжительность ежедневного (междусменного) отдыха, как правило, – 12 часов с учетом перерывов для отдыха и

питания. Неиспользованные часы отдыха суммируются и должны быть предоставлены работникам в виде дополнительных выходных дней (дней междувахтового отдыха) в течение учетного периода.

Заработная плата

Заработная плата (оплата труда работников) в организациях нефтегазовой отрасли выплачивается в соответствии с тарифной системой, с помощью которой осуществляется дифференциация оплаты труда работников различных категорий с учетом их квалификации, сложности и условий труда, особенностей производства и природных климатических условий.

Охрана труда

В нефтегазовом комплексе действуют отраслевые:

- правила и инструкции по охране труда;
- нормативные правовые акты, регулирующие отношения по организации охраны труда;
- нормативные правовые акты об охране труда отдельных категорий работников (женщин, несовершеннолетних, лиц с пониженной трудоспособностью);
- нормативные правовые акты о компенсациях и льготах для лиц, работающих во вредных и/или опасных условиях труда, на тяжелых работах;
- нормативные правовые акты об обеспечении средствами защиты от производственных факторов, оказывающих вредное воздействие на организм работника.

5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлен в таблице 52. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003–2015.

Повышенный уровень шума.

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.

Уровень шума регламентируется согласно СП 51.13330.2011. Для рабочего места такого типа устанавливается эквивалентный уровень звука ≤ 80 дБА. Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБА должны быть обозначены знаками безопасности по ГОСТ 12.4.026. Работающих в этих зонах администрация обязана снабжать средствами индивидуальной защиты по ГОСТ.

Таблица 52 – Возможные опасные и вредные производственные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Нормативные документы
Повышенный уровень шума	СП 51.13330.2011 ГОСТ 31192.1–2004 СП 52.13330.2016 ГОСТ 12.1.005–88 ГОСТ 12.2.003–91 ГОСТ Р 12.1.019–2009 ГОСТ Р 12.3.050–2017 ГОСТ 12.4.026–2001 ГОСТ 12.0.003–2015
Повышенный уровень вибрации	
Недостаточная освещенность рабочей зоны	
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	
Электробезопасность	
Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)	

Повышенный уровень вибрации.

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

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16–250 Гц.

Разделяют общую и локальную вибрацию. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов. Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2–2005, общей вибрации – по ГОСТ 31319–2006. 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. Для снижения уровня локальной вибрации применяют виброгасители, виброизоляторы, рукояти ручного и электроинструмента с демпфирующим покрытием.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин.

Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Рациональное производственное освещение имеет большое значение для создания благоприятных условий труда на предприятиях. Неудовлетворительное освещение затрудняет работу, снижает производительность труда, приводит к заболеваниям органов зрения и несчастным случаям. Световое излучение оказывает воздействие на органы зрения и весь организм, изменяя частоту пульса, нарушая процессы обмена и нервно–психическое состояние.

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

На рабочих местах, где отсутствует естественное освещение и условия освещения в целом оценены классом 3.2., можно снизить или устранить «вредность» за счет выполнения следующих мероприятий:

- защита временем (в случае пребывания работника в помещении без естественного освещения менее 25% рабочей смены, условия труда по естественному освещению оцениваются как допустимые (класс 2), а от 25% до 75% – как вредные 1-й степени (класс 3.1);

- улучшение условий, создаваемых искусственным освещением.

При строительных работах в условиях плохой видимости рекомендуется применение искусственного освещения. Рекомендуется комбинированное освещение согласно СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23–05–95*.

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее освещение должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 *градусов* к рабочей поверхности.

На буровой используется рабочее и дежурное освещение, а также предусматривается и аварийное. Дополнительное освещение обеспечивается за счет установки галогенных прожекторов 1000W и светильников в взрывозащищенном исполнении на рабочих местах.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. При нагревающем микроклимате у человека могут проявляться следующие поражения: тепловой удар, солнечный удар, судорожная болезнь или тепловые судороги, вызываемые длительным воздействием высокой температуры воздуха и теплового излучения.

Среди климатических факторов холод оказывает наиболее неблагоприятное воздействие на организм, способствует развитию сердечно–сосудистой патологии, приводит к обострению язвенной болезни, развитию простудных заболеваний, снижению двигательной активности, нарушению координации и способности выполнять точные операции.

Согласно ГОСТ 12.1.005–88 показателями, характеризующими климат, являются:

- температура воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового излучения.

При проведении работ на открытых площадках данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры, скорость движения, относительная влажность, давление). Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе Р 2.2.2006–05 зависят от тяжести и времени выполняемых работ.

Климат рассматриваемого района работ (Республика Якутия) резко континентальный, при котором наблюдается высокая разница температур в зимнее и летнее время. Так, в Якутии она составляет 70–90 °С.

Столбик термометра в январе опускается до отметки –50...–65 *градусов*, а летом поднимается до +35 *градусов*. Большие температурные различия между зимой и летом обусловлены тем, что подстилающая поверхность в зимний период сильно переохлаждается, а летом прогревается. Ветры, дующие в пределах Якутии, имеют скорость не более 1–2 м в секунду. Усиливается скорость ветра до 4,5–6 м только на побережье.

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала.

Для предупреждения заболеваний необходимо предусмотреть:

- выдача спецодежды в зависимости от характера работ и времени года;
- укрытие рабочих мест и места для обогрева;
- чередование труда и отдыха;
- запрет на работу при ненормальных метеоусловиях.

Одежда рабочих должна быть легкой и свободной, из тканей светлых тонов. В зимний период рабочие обеспечиваются теплой спецодеждой (ватные штаны, ватная куртка, валенки, рукавицы и т.д.). При работе на открытом воздухе в летний период для отдыха людей используют навесы, палатки. Кроме того, следует учесть, что в летний период может быть выпадение большого количества осадков в виде дождей. От этого может зависеть прекращение работ на время неблагоприятных погодных условий.

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

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

Источник: механизмы, оборудование и транспортные средства.

Одним из важных условий безопасного труда является недоступность подвижных частей оборудования, для рабочего, в ходе технологического процесса. Для этого проводят следующие мероприятия:

- Устанавливают защитные устройства (местные ограждения, крышки, кожуха и прочее).
- Крупногабаритные перемещающиеся части оборудования и транспортные устройства окрашивают чередующимися под углом 45° полосами желтого и черного цветов, для оповещения об опасности.
- На наружной стороне ограждений наносят предупреждающий знак опасности по ГОСТ 12.4.026–2001.
- Устанавливают предохранительные и блокирующие устройства, предотвращающие поломку деталей станков, самопроизвольное опускание шпинделей, головок, бабок, поперечен и других частей.
- Устанавливают тормозные устройства, обеспечивающие остановку. Для этого применяются колодочные тормозные устройства и торможение электродвигателя противовключением.
- Ремонт и проверка оборудования проводится только при отключенных механизмах вращения или перемещения.

Электробезопасность

Наибольшую опасность для жизни и здоровья человека оказывают повышенные значения напряжения в электрической цепи, замыкание которых может произойти через тело человека при приближении на расстояние менее допустимого

к не изолированным токоведущим частям и элементам оборудования, находящимся под напряжением, а также при перемещении и работе в зонах растекания тока замыкания на землю, влияния электрического поля и наведенного напряжения.

Во избежание поражения электрическим током работник строительной организации должен придерживаться правил Постановления, утвержденных Министерством труда и социального развития Российской Федерации от 12 мая 2003 г. №27.

Требования охраны труда при эксплуатации электрических приборов в процессе строительных работ:

- Состояние шлангового покрытия силовой кабельной питающей линии должно контролироваться в процессе травления и выборки линии и фиксироваться в журнале оператора; в случае обнаружения повреждения оно должно быть устранено, а кабель дополнительно проверен на утечку с дополнительной отметкой в журнале оператора.

Требования электробезопасности электроустановок производственного и бытового назначения на стадиях проектирования, изготовления, монтажа, наладки, испытаний и эксплуатации регламентируются ГОСТ Р 12.1.019–2009.

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

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

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

При работе на высоте несоблюдение техники безопасности может привести к падению, что влечет за собой ушибы, переломы, травмы внутренних органов, вплоть до летального исхода.

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от не огражденных перепадов по высоте 1,3 м и

более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

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

5.3 Экологическая безопасность

1. Мероприятия по охране атмосферы

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК (предельно допустимая концентрация). На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений обще обменной вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах и его возврат в производственной или бытовое помещение, если воздух после очистки в аппарате соответствует нормативным требованиям к приточному воздуху;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере;
- очистка технологических газовых выбросов в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере; в ряде случаев перед выбросом отходящие газы разбавляют атмосферным воздухом;
- очистка отработавших газов энергоустановок, например, двигателей внутреннего сгорания, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

2. Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

Одной из наиболее сложных проблем по охране гидросферы и литосферы от загрязнения является проблема утилизации отработанных буровых растворов (ОБР), бурового шлама (БШ) и буровых сточных вод (БСВ) и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения, т.к. он обеспечивает значительное сокращение затрат на приготовление буровых растворов.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению.

Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

ЧС могут носить следующий характер:

- техногенные (несчастные случаи, нефтегазопрооявления, пожары);
- природные (наводнения, ураганы, морозы);
- военные.

Для предупреждения несчастных случаев необходимо производить инструктажи по технике безопасности перед началом работ, проводить работы в соответствии с технологией, снабжать рабочих спецодеждой.

Для предупреждения нефтегазопрооявлений необходимо строго соблюдать технологию согласно проекту. О возникшем нефтегазопрооявлении сообщается в военизированную пожарную охрану, производится эвакуация.

Аварийная ситуация при истечении нефти из скважины обычно отождествляется с неуправляемым выбросом в атмосферу, в котором можно выделить три элемента:

- природное скопление в глубинном пласте,
- канал (участок ствола, обсадные или бурильные трубы),
- выходной участок (выходное сечение колонны или отвода, устьевое оборудование, кратер).

Продолжительность открытого фонтанирования зависит от геологотехнологических условий и эффективности мер по ликвидации аварии.

Следствиями производственных аварий на проектируемом объекте являются:

- взрыв паровоздушных смесей (летучие углеводородные фракции);

- взрыв емкостей хранения ЛВЖ.

В большинстве случаев основными факторами, влияющими на частоту возникновения аварий и их масштабов на объекте строительства, являются:

- нарушение режимов технологии производства, правил эксплуатации оборудования, машин и механизмов;
- низкая трудовая и технологическая дисциплина;
- несоблюдение мер безопасности;
- отсутствие должного надзора за состоянием оборудования. Поражающим фактором при пожаре разлива является тепловое воздействие за счет теплового излучения и конвекционного воздействия факела.

По классификации по взрывопожарной и пожарной опасности буровая установка относится к категории А. По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II–III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°С или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов).
2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и не омеднённого инструмента).
3. Удар молнии.
4. Разряд зарядов статического электричества.

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

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

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

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

Вывод

В разделе проведен анализ правового регулирования труда на буровых установках, идентифицированы и описаны вредные и опасные производственные факторы, воздействующие на работников буровых установок. Был сделан вывод, что основным опасным фактором при строительных работах на месторождении являются факторы, связанные с электрическим током. Основные вредные производственные факторы – это воздействие вибрации и повышенный уровень шума; опасный производственный фактор – ЧС техногенного характера. Наиболее типичная чрезвычайная ситуация – газонефтеводопроявление.

Буровая установка относится ко второй группе помещения с повышенной опасностью поражения электрическим током, к обслуживанию которой допускается квалифицированный персонал, имеющий группу по электробезопасности не ниже 2.

Категория тяжести труда на буровой установке согласно СанПиН 1.2.3685–21 относится к категории III (Работы, связанные с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий).

Критерии классификации условий труда на рабочем месте устанавливаются предусмотренной частью 3 статьи 8 настоящего Федерального закона методикой проведения специальной оценки условий труда.

По классификации по взрывопожарной и пожарной опасности буровая установка относится к категории А. По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II–III.

Также был проведен анализ экологического воздействия работы буровой установки на окружающую среду и проанализированы возможные ЧС на буровых установках. В результате можно сделать вывод: спроектированное техническое решение отвечает требованиям производственной и экологической безопасности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была спроектирована и разработана технологическая часть строительства разведочной скважины глубиной 1860 *метров*.

При анализе горно–геологических условий и расчетных данных обоснована и спроектирована конструкция скважины, состоящая из направления, кондуктора и эксплуатационной колонны.

Спроектированные процессы углубления, были выбраны режимы бурения, долота PDC под направление, кондуктор и эксплуатационную колонну. Для отбора керна выбрана бурильная головка PDC. Были подобраны и рассчитаны на прочность компоновки низа бурильной колонны, также при проектировании эксплуатационной колонны с группой прочности Д. Был произведен расчёт на прочность, который обеспечивает предотвращение смятия или разрыва. Для сохранения вертикальности ствола скважины обеспечивается наличием УБТ.

Спроектированная оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн была разработана для повышения качества крепления скважины. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ цементирования.

Вторичное вскрытие осуществляется с помощью кумулятивного метода перфорации, компоновкой корпусных перфораторов ПКТ114КЛ.

При строительстве и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1–21–168х245, ОП5–280/80х21. На основании расчётных данных, подобрана необходимая буровая установка БУ 3000/200 ЭУК–1М.

Работа была выполнена с учетом действующих на данное время правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. Были выбраны современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико–экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Спутник буровика: Метод. Рекомендации / К.В. Иогансен. – М., 1986. – 199 с.
2. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М., 2003. – 1007 с.
3. Проектирование конструкции скважины: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск, , 2017. – 19 с.
4. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Методическое руководство / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск, 2017. – 47 с.
5. Технологические жидкости: Методическое руководство / К.М. Минаев, А.В. Ковалев. – Томск, 2017. – 24 с.
6. Промывочные жидкости и тампонажные смеси: Учебник для вузов / Л.М. Ивачев. – М., 1987. – 242 с.
7. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М., 2000. – 670 с.
8. Расчет наружных и внутренних избыточных давлений: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск, 2017. – 14 с.
9. Конструирование обсадной колонны по длине: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск, 2017. – 24 с.
10. Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск, 2017. – 8 с.
11. Оборудование для цементирования скважин [Электронный ресурс] / ООО «Южная нефтегазوماшиностроительная компания»; Электрон.дан. – Краснодар: Южная нефтегазوماшиностроительная компания, 2018. URL: <http://www.ungmk.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 07.03.2018 г.
12. Перфорационные системы [Электронный ресурс] / ООО «Промперфоратор»; Электрон.дан. – Компания БВТ, 2018. URL: <http://www.bvt-s.ru> /, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 14.03.2018 г.
13. Геофизический сервис и приборостроения [Электронный ресурс] / АО «Башнефтегеофизика»; Электрон.дан. – Уфа: Башнефтегеофизика, 2018. URL: <http://www.bngf.ru>, свобод. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 15.03.2018 г.
14. Буровое нефтепромысловое оборудование [Электронный ресурс] / Группа компаний KASC; Электрон.дан. – Актобе: KASC, 2018. URL: <http://kasc.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 25.03.2018 г.

15. Буровой инструмент [Электронный ресурс] / Компания «ВНИИБТ – Буровой инструмент»; Электрон.дан. – Пермь: ВНИИБТ, 2018. URL: <http://www.vniibt-bi.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 01.03.2018 г.
16. Буровое оборудование [Электронный ресурс] / ООО НПП «БУРИНТЕХ»; Электрон.дан. – Уфа: Буринтех, 2018. URL: <http://burintekh.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 20.02.2018 г.
17. ПО «Бурсофтпроект» – инженерные расчёты строительства скважин: Методическое руководство / ООО "Бурсофтпроект". – Королев: 2017. – 76с.
18. Буровые долота Смит Битс. Новые технологии и решения: Информационный материал / Компания «Шлюмберже». – Красноярск, 2015. – 215с.
19. ПБ 08–624–03. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. – М.: Закрытое акционерное общество «Научно–технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.
20. РД 39–00147001–767–2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – М., 2000. – 99 с.
21. СП 131.1330.2012. Строительные нормы и правила. Строительная климатология. – М.: Изд–во стандартов, 2013. – 109 с.
22. ГОСТ 12.0.003–2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016. – 16 с.
23. ГОСТ 12.2.003–91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007. – 11 с.
24. ГОСТ 12.1.005–88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно–гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005. – 49с.
25. ГОСТ 12.1.038–82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. – М., 1988. – 7с.
26. ГОСТ 12.1.003–2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 23с.
27. ГОСТ 12.1.012.-90. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 31 с.
28. ГОСТ 12.1.004–91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – М., 1996. – 83с.

29. ГОСТ 12.4.026–2015. Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 81с.

30. ГОСТ Р 22.0.02–2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 7с.

Приложение А

Геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 – Литолого–стратиграфическая характеристика разреза скважины

Стратиграфическое подразделение		Глубина залегания, м		Мощность, м	Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки, (структура, текстура, минеральный состав и т. д.)
название	индекс	от (кровля)	до (подошва)		угол	азимут	
Бюкская свита Верхняя подсвита	Vbk ₂	1470	1560	90	< 3	45	Доломиты, массивные, прослоями ангидритизированные, местами трещиноватые, с прослоями доломитовых мергелей, соли
Нижняя подсвита	Vbk ₁	1560	1565	5	< 3	30	Песчаники кварцевые, реже полевошпатово–кварцевые, разномзернистые, с прослоями глинистых пород
Паршинская свита Верхняя подсвита	Vpr ₂	1565	1670	10 5	< 3	0–90	В кровельной части тонкое переслаивание аргиллитов и алевролитов, переходящих в глинистые тонкозернистые песчаники с прослоями глинистых доломитов. Ниже – песчаники разномзернистые, местами уплотненные, чередующиеся с пластами аргиллитов и алевролитов. По составу песчаники кварцевые и полимиктовые, в различной степени глинистые
Нижняя подсвита	Vpr ₁	1670	1760	90	< 3	30–45	Аргиллиты с прослоями алевролитов и глинистых песчаников
Талахская свита	Vtlh	1760	1835	75	< 3	30–45	Песчаники кварцевые, кварц–полевошпатовые и полимиктовые с прослоями алевролитов, аргиллитов и гравелитов. Гравелиты кварц–полевошпатовые, рыхлые, на глинистом цементе, преобладают в нижней части свиты
Талаканская свита Верхняя подсвита	Vtlk ₂	1835	1870	35	< 3	45	Аргиллиты с прослоями алевролитов, песчаников.
Нижний протерозой (фундамент)	PR ₁	1870	1900	30	< 3	45	Граниты, диориты, амфиболиты, плагиогнейсы, хлорит–биотитовые сланцы

Таблица А.2 – Физико–механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс страти- графи- ческого подраз- деления	Интервал , м		Краткое названи е горной породы	Плотност ь, кг/м ³	Пори- стост ь, %	Про- ница- емость , мкм ²	Глинис- тость, %	Карбо- натность, %	Кате- го- рия твер- дости	Коэф- фициен- т пласти- чности	Категори- я абразив- ности	Категория породы по промыслов- ой классифик- ации
	от (верх)	до (низ)										
			Мергели	2300– 2500			25–50	50–75	III	3 – 4	I	C
Є ₂ br	0	135	Аргиллиты	2500	<5	<1	100	0	IV	2 – 3	I	C
			Доломиты	2400– 2700			<3	75–85	VI	3 – 4	II	T
Є ₂ mt	135	180	Доломиты	2400– 2700			<5	75–95	VI	3 – 4	II	C
			Аргиллиты	2500	<5	<1	100	0	IV	2 – 3	I	T
			Мергели	2300– 2500			25–50	50–75	III	3 – 4	I	T
Є _{1–2} ič	180	240	Известняки	2400– 2600	<5	<1	<5	90–100 75–95	V VI	3	I I	T
			Доломиты	2400– 2700						4 3 – 4		T

Продолжение таблицы А.2

Є ₁ сг	240	380	Доломиты	2400–2700	<1	<0,01	<5	75–95	VI	3–4	II	T
			Известняки	2400–2600			<5	90–100	V	3–4	I	T
Є ₁ ол	380	485	Известняки	2400–2600	<5	<1	<5	90–100	V	3–4	I	T
			Соли Доломиты	2200 2400–2700			0 <5	0 75–95	I VI	6 3–4	I II	M T
Є ₁ tb	485	790	Доломиты	2400–2700	<5	<1	<5	75–95	VII	3–4	II	K
			Известняки	2400–2600			<5	90–100	V	3–4	I	T
			Аргиллиты	2500			100	0	IV	2–3	I	C
Є ₁ el	790	850	Доломиты	2400–2700	<5	<1	<5	75–95	VII	3–4	II	K
			Известняки	2400–2600			<5	90–100	V	3–4	I	T
			Аргиллиты	2500			100	0	IV	2–3	I	C
Є ₁ nl	850	910	Доломиты	2400–2700	<5	<1	<5	75–95	VII	3–4	II	K
			Соли	2200			0	0	I	6	I	M

Продолжение таблицы А.2

Є ₁ jur	910	1165	Соли Доломиты Аргиллиты	2200 2400– 2700 2500	<1	<0,01	0 <5 100	0 75–95 0	I VII IV	6 3 – 4 2 – 3	I II I	М К С
Є ₁ bl	1165	1235	Доломиты Известняк и Аргиллиты	2400– 2700 2400– 2600 2500	<5	<1	<5 100	75–95 90–100 0	VII V IV	3 – 4 3 – 4 2 – 3	II I I	К Т С
(V–Є) jurh	1235	1290	Доломиты Известняк и Мергели Аргиллиты	2400– 2700 2400– 2600 2300– 2500 2500	<5	<1	<5 <5 25– 50 100	75–95 90–100 50–75 0	VII V III IV	3 – 4 3 – 4 3 – 4 2 – 3	I I I I I	К Т С С

Продолжение таблицы А.2

Vkd	1290	1390	Доломиты Известняки Мергели Аргиллиты	2400– 2700 2400– 2600 2300– 2500 2500	<1	<0,01	<5 <5 25– 50 100	75–95 90–100 50–75 0	VII V III IV	3 – 4 3 – 4 3 – 4 2 – 3	II I I I	K T C C
Vusp	1390	1470	Доломиты Аргиллиты Мергели	2400– 2700 2500 2300– 2500	<1	<0,01	<5 100 25– 50	75–95 0 50–75	VII IV III	3 – 4 2 – 3 3 – 4	II I I	K C C
Vbk ₂	1470	1560	Доломиты Соли Мергели Аргиллиты	2400– 2700 2200 2300– 2500 2500	<1	<0,01	<5 0 25– 50 100	75–95 0 50–75 0	VII I III IV	3 – 4 6 3 – 4 2 – 3	II I I I	K M C C
Vbk ₁	1560	1565	Песчаники	2500– 2600	15	2000	<5	<3	VI	2 – 3	IV	T

Продолжение таблицы А.2

Vpr	1565	1760	Песчаники Аргиллиты Алевролиты	2500— 2600 2500 2300— 2500	9	800	<5 100 <5	<3	VI IV V	2 — 3 2 — 3 1 — 2	V I I I	T C T
Vtlh	1760	1835	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	2500— 2600 2300— 2500 2500	9	300	<5 <5 100	<3	VI V IV	2 — 3 1 — 2 2 — 3	V I I I	T T C
Vtlk ₂	1835	1870	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	2500 2300— 2500 2500— 2600	<5	<1	100 <5 <5	<3	IV V VI	2 — 3 1 — 2 2 — 3	I I I V	C T T
PR ₁	1870	1900	Граниты	2600	<1	<0,01	<5	<3	X	1	V	O K

Таблица А.3 – Газонефтеносность по разрезу скважины

Индекс пласта	Интервал, м		Тип флюида	Плотность газоконденсата на устье скважины, кг/м ³	Относительная плотность газа по воздуху	Проницаемость, мкм ²	Содержание			Средний дебит, тыс. м ³ /сут (т/сут)	Температура в пласте, °С	Содержание газового конденсата, г/м ³
	от (верх)	до (низ)					серы, %	сероводорода, %	СО ₂ , %			
Vbk ₁	1560	1565	газ, конденсат	680	0,635	2	–	отс.	0,19	50–150	9	16,21
Vpr ₂	1655	1670	газ, конденсат	683	0,639	0,8	–	отс.	0,34	100–500	10	15,62
Vtlh	1760	1835	газ, конденсат	682	0,648	0,3	–	отс.	0,43	100–250	11	15,56

Таблица А.4 – Характеристика вскрываемых пластов

Индекс пласта	Интервал залегания, м		Тип коллектора	Тип флюида	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Коэффициент газонасыщенности	Пластовое давление, МПа	Коэффициент аномальности	Толщина глинистого раздела флюид–вода, м
	от (верх)	до (низ)								
Vbk ₁ Ботубинский горизонт	1560	1565	порово–трещинный	газ, конденсат	15	2	0,85	13,43	0,85	отсутствует
Vpr ₂ Хамакинский продуктивный горизонт	1655	1670	порово–трещинный	газ, конденсат	9	0,8	0,75	12,95	0,8	отсутствует

Vtlh Талахский продуктивный горизонт	1760	1835	порово–трещинный	газ, конденсат	9	0.3	0,56	13,29	0,75	отсутствует
--------------------------------------	------	------	------------------	----------------	---	-----	------	-------	------	-------------

Таблица А.5 – Возможные осложнения при проведении технологических операциях

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид, характеристика осложнения	Условия возникновения осложнений
	от (верх)	до (низ)		
Є _{2br}	0	135	Размывы устья Обвалы ствола скважины	Растепление мерзлых неустойчивых пород, набухание глин и мергелей
Є _{2mt} – Є _{1čr}	135	380	Поглощение промывочной жидкости, провалы инструмента Прихваты бурового инструмента Кавернообразование в интервалах каменных солей	Интенсивная трещиноватость и закарстованность карбонатных пород При бурении возможных пластов гипсов в метегерской свите, а также при образовании шламовых корок в коллекторах и черской и чарской свит Бурение на недонасыщенной NaCl промывочной жидкости
Є _{10l-nl}	380	910	Поглощение промывочной жидкости Обвалы стенок скважины и прихват Образование каверн в интервалах аргиллитов и гравелитов Возможны незначительные ГНВП	Зоны трещиноватости различной интенсивности, sporadически встречающиеся на разных стратиграфических уровнях

Є ₁ jur	910	1165	Размывы пластов каменной соли, образование каверн и уступов Возможны незначительные ГНВП	Бурение на недонасыщенной NaCl промывочной жидкости Наличие межсолевых пластов низкопоровых доломитов с АВПД в нижней части свиты
--------------------	-----	------	---	--

Продолжение таблицы А.5

Є ₁ bl – Vbk ₂	1165	1560	Возможны поглощения промывочной жидкости и ГНВП	Зоны трещиноватости различной интенсивности, спорадически встречающиеся на разных стратиграфических уровнях
Vbk ₁ – Vtlk	1560	1950	Возможны поглощения промывочной жидкости Образование каверн в интервалах аргиллитов и гравелитов	Аномально низкие пластовые давления в терригенных продуктивных горизонтах Набухание аргиллитов паршинской свиты и осыпание гравелитов талахского горизонта при бурении на промывочной жидкости с высокой водоотдачей

Таблица А.6 – Градиенты давлений и температура по разрезу скважины

Стратиграфическое подразделение		Интервал, м		Коэф. аном. пласт. ового давления	Градиенты давлений			
название	индекс	от	до		горного, МПа/м	порового, МПа/м	гидро разрыва пород, МПа/м	геотермический, °С/100 м
Бордонская свита	Є _{2br}	0	135	1,0	0,0241	0,01	0,0176	–
Метегерская свита	Є _{2mt}	135	180	0,9	0,0245	0,0088	0,0178	–
Ичерская свита	Є _{1–2ič}	180	240	0,9	0,0247	0,0088	0,0179	0,4
Чарская свита	Є _{1čr}	240	380	0,9	0,0250	0,0088	0,0180	0,4
Олекминская свита	Є _{10l}	380	485	1,0	0,0254	0,0098	0,0183	0,6
Толбачанская свита	Є _{1tb}	485	790	1,0	0,0248	0,0098	0,0179	0,6
Эльгянская свита	Є _{1el}	790	850	1,0	0,0250	0,0098	0,0181	0,6
Нелбинская свита	Є _{1nl}	850	910	1,0	0,0250	0,0098	0,0181	0,6
Юрегинская свита	Є _{1jur}	910	1165	1,0	0,0263	0,0098	0,0188	0,6
Билирская свита Верхняя подсвита	Є _{1bl2}	1165	1215	1,0	0,0264	0,0098	0,0188	0,6
Нижняя подсвита	Є _{1bl1}	1215	1235	1,0	0,0264	0,0098	0,0188	0,64
Кембрий–венд Юряхская свита	V–Є jurh	1235	1290	1,0	0,0264	0,0098	0,0189	0,64
Венд Кудулахская свита	Vkd	1290	1390	1,0	0,0266	0,0098	0,0189	0,64
Успунская свита	Vusp	1390	1470	1,0	0,0266	0,0098	0,0190	0,64
Бюкская свита Верхняя подсвита	Vbk ₂	1470	1560	0,85	0,0335	0,0083	0,0226	0,64
Нижняя подсвита	Vbk ₁	1560	1565	0,85	0,0335	0,0083	0,0226	0,64

Продолжение таблицы А.6

Стратиграфическое подразделение		Интервал, м		Коэф. аном. пластового давления	Градиенты давлений			
название	индекс	от	до		горного, МПа/м	порового, МПа/м	гидро разрыва пород, МПа/м	геотермический, °С/100 м
Паршинская свита Верхняя подсвита	Vpr ₂	1565	1670	0,8	0,0325	0,0078	0,0230	0,64
Нижняя подсвита	Vpr ₁	1670	1760	0,75	0,0325	0,0073	0,0230	0,74
Талахская свита	Vtlh	1760	1835	0,75	0,0325	0,0073	0,0235	0,74
Талаканская свита+ Нижний протерозой	Vtlk ₂ +PR ₁	1835	1900	0,75	0,0325	0,0073	0,0244	0,74