

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2860 МЕТРОВ НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2860)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Матошин Александр Вадимович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв Артём Владимирович	к.т.н.		

Консультант ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Башкиров Иван Александрович			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Матошин Александр Вадимович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2860 метров на нефтегазовом месторождении (томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 39-39/с от 08.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.202
--	-----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазоконденсатном месторождении (Томской области).
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; • Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки)

	<p>скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна);</p> <ul style="list-style-type: none"> • Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки. • Современное состояние технологии бурения с управляемым давлением
<p>Перечень графического материала с точным указанием обязательных чертежей</p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
Раздел	Консультант
<p><i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i></p>	Доцент, Кашук Ирина Вадимовна
<p><i>Социальная ответственность</i></p>	Старший преподаватель, Мезенцева Ирина Леонидовна
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</p>	
<p>1. Горно-геологические условия бурения скважины</p>	
<p>2. Технологическая часть проекта</p>	
<p>3. Применение циркуляционных переводников при строительстве нефтяных и газовых скважин</p>	
<p>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	
<p>5. Социальная ответственность</p>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

09.02.2022

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв Артём Владимирович	к.т.н.		09.06.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Матошин Александр Вадимович		09.06.2022

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Матошин Александр Вадимович

Школа	ИШПР	Отделение Школа	ОНД ИШПР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/ Бурение нефтяных и газовых скважин

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды 30 %</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Анализ конкурентных технических решений (НИ)</i>	<i>Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ</i>
<i>Формирование плана и графика разработки и внедрения (НИ)</i>	<i>Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования</i>
<i>Составление бюджета инженерного проекта (НИ)</i>	<i>Расчет бюджетной стоимости НИ</i>
<i>Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)</i>	<i>Интегральный финансовый показатель. Интегральный показатель ресурсоэффективности. Интегральный показатель эффективности.</i>

Перечень графического материала

*Оценка конкурентоспособности ИП
Матрица SWOT
Диаграмма Ганта
Бюджет НИ
Основные показатели эффективности НИ*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н, доцент		09.02.22

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Матошин Александр Вадимович		09.02.22

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа 3267в		ФИО Матошин Александр Вадимович	
Школа	ИШПР	Отделение Школа	ОНД ИШПР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/ Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2860 метров на нефтяном месторождении (Томская область)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	<i>Объект исследования – нефтяное месторождение Томской области. Область применения: Буровые работы на нефтяном месторождении. Рабочая зона: ЦСГО Блок отчистки Размеры: помещения 8м на 6м Количество и наименование оборудования рабочей зоны: вибросита 3шт, дегазатор 1шт, центрифуга 2шт. Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: отчистка раствора от шлама, дегазация раствора.</i>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	<i>Трудовой кодекс Российской Федерации; ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</i>
2. Производственная безопасность при разработке проектного решения: Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов	<i>Вредные производственные факторы: – Повышенный уровень общей и локальной вибрации – Недостаток освещения – Неблагоприятные климатические условия Опасные производственные факторы: – Работа на высоте – Движущиеся части и механизмы Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: – Искусственное освещение: – Спецодежда, спецобувь с повышенным тепловым сопротивлением, защитные маски для лица;</i>
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения	<i>Воздействие на селитебную зону: строительство газовой скважины осуществляется в отдаленных от жилых зон регионах, влияние отсутствует. Воздействие на литосферу: уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель. Воздействие на гидросферу: Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, такие как хозяйственно-бытовые сточные воды. Воздействие на атмосферу: выброс в атмосферу выхлопных газов от автомобилей, а также от стационарных источников.</i>

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения	<i>Возможные ЧС: возникновение ГНВП, возникновение пожара, падение буровой вышки. Наиболее типичная ЧС: возникновение ГНВП</i>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна			09.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з267в	Матошин Александр Вадимович		09.02.2022

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 118 страницы без учета приложений, 16 рисунков, 69 таблиц, 45 литературных источника, 2 приложения.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, циркуляционный переводник.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2860 метров на нефтегазовом месторождении (Томская область).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2860 м на месторождении Томской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ циркуляционных переводников при строительстве нефтяных и газовых скважин.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе MicrosoftWord. Расчеты проведены с помощью MicrosoftExcel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в MicrosoftPowerPoint.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

скважина: Цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной;

газонефтеводопроявление: Поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ.

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЦН – пробка цементировочная нижняя;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементировочный агрегат

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 Горно-геологические условия бурения скважины.....	14
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины.....	14
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади).....	14
1.3 Зоны возможных осложнений.....	14
2 Технологическая часть проекта.....	16
2.1 Проектирование конструкции скважины.....	17
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	17
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений.....	17
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	18
2.1.4 Выбор интервалов цементирования.....	19
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	20
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн.....	20
2.2 Проектирование процессов углубления скважины.....	22
2.2.1 Выбор способа бурения.....	22
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	22
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото.....	24
2.2.4 Расчет частоты вращения долота.....	24
2.2.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора.....	25
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	27
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны.....	28
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	30
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	36
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	40
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин.....	40
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность.....	40
2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	45
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	46
2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины.....	51
2.4. Выбор буровой установки.....	54
3 Современное состояние технология бурения с управляемым давлением.....	55
3.1 Описание технологии бурения с управляемым давлением.....	55
3.2 Бурение с регулированием давления.....	58
3.3 Рейтинги давления системы MPD-скважина.....	61
3.4 Роторный устьевой герметизатор «RCD3».....	63
3.4.1 Подшипниковый уплотнительный элемент.....	65
3.4.2 Факторы уменьшения срока службы уплотнительного элемента.....	65
3.4.3 Рекомендации по замене ПУУ– суммарное время вращения.....	68
3.4.4 Рекомендации по замене ПУУ–хождение инструмента.....	69
3.5 Манифольд с полуавтоматическими дросселями «LPAC».....	69
3.5.1 Дроссельный манифольд.....	70
3.5.2 Гидравлический дроссель «Auto-choke» и панели управления дросселем.....	71
3.5.3 Датчики давления и счетчики ходов насоса.....	72
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	73
4.1 С позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	74
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований.....	74
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	75
4.1.3 Технология QuaD.....	77

4.1.4 SWOT – анализ.....	78
4.2 Планирование научно–исследовательских работ.....	82
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	82
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения.....	83
4.2.3 Расчет материальных затрат НИИ.....	88
4.2.4 Расчет амортизации специального оборудования.....	89
4.2.5 Основная заработная плата исполнителей работы.....	90
4.2.6 Дополнительная заработная плата исполнителей работы.....	91
4.2.7 Отчисления во внебюджетные фонды.....	92
4.2.8 Накладные расходы.....	93
4.2.9 Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы.....	93
4.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	94
5 Социальная ответственность.....	98
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	99
5.2 Производственная безопасность.....	100
5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных фактор.....	101
5.3 Экологическая безопасность.....	106
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	108
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	112
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	115
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	119
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	129

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность данной работы высока. Она обусловлена сложным выбором подходящих в имеющихся условиях проектных решений, обязательных при сооружении разведочных скважин. Геологическая информация важна для расчета рентабельности разработки имеющегося месторождения и просто необходима для будущего безаварийного бурения новых скважин.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2860 метров на нефтегазовом месторождении (Томская область).

Предмет исследования создание оптимальных технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины.

Цель выпускной квалификационной работы - это создание возможных оптимальных технологических проектных решений для строительства качественной вертикальной разведочной скважины глубиной 2860 м на нефтегазовом месторождении Томской области, учитывая данные всех горно-геологических условий.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

- Спроектировать конструкцию скважины.
- Спроектировать процессы углубления скважины.
- Спроектировать процессы заканчивания скважин.
- Провести анализ циркуляционных переводников при строительстве нефтяных и газовых скважин.
- Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
- Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Для достижения поставленных целей и задач в первой главе проведен анализ горно-геологических условий бурения проектируемой скважины с учетом геологической характеристики разреза скважины, газоводоносности месторождения (площади) и зоны возможных осложнений. Вторая глава содержит технологическую часть проекта, в ней показано проектирование конструкции скважины и процессов углубления скважины, проектирование процессов заканчивания скважин и выбор буровой установки со всеми необходимыми обоснованиями, расчетами, построениями и аргументированным выбором максимально подходящих решений. В третьей главе рассмотрено применение циркуляционных переводников при строительстве газовых и нефтяных скважин. В четвертой главе содержится финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, нормативной продолжительности строительства скважин, показан линейный календарный график выполнения работ, проведена корректировка сметной стоимости строительства скважины. В пятой главе показана социальная ответственность, описаны правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, проведен анализ вредных производственных факторов и мероприятий по их устранению при бурении скважины на нефтегазовом месторождении в Томской области, а также проведен анализ опасных производственных факторов и мероприятий по их устранению при бурении скважины на нефтегазовом месторождении в Томской области, показана экологическая безопасность, проведен анализ воздействий и освещен вопрос безопасности в чрезвычайных ситуациях.

В заключении содержатся основные выводы данной работы, в приложении даны все необходимые графики и таблицы, а в списке литературы показаны авторы и источники информации, использованной в данной работе.

Автором были использованы теоретические (анализ, синтез, дедукция, классификация, прогнозирование) и практические (моделирование, сравнение) методы исследования.

1 Горно-геологические условия бурения скважины

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, данные представлены в приложении А.1, А.2. Сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования представлены в таблице 1.

1.2 Характеристика нефтегазоводонности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазонасности месторождения представлены в таблице 2. Характеристики водонности представлены в приложении А.3.

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватопасные зоны осложнения представлены в приложении А.4

Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфическ ого подраздела	Прогнозируем ый интервал, м		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
	от	до	Пластового, (кгс/см ²)/м		Порового, (кгс/см ²)/м.		Гидроразрыва, (кгс/см ²)/м		Горного, (кгс/см ²)/м.		
			от	до	От	До	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q – P _{2/3}	0	450	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0	0,22	13
P _{2/3} - K ₂	450	975	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,23	0,23	44
K ₂ – K ₁	975	1865	0,100	0,100	0,100	0,100	0,18	0,18	0,23	0,23	57
K ₁	1865	1900	0,100	0,100	0,100	0,100	0,16	0,16	0,23	0,23	57
K ₁ - J ₃	1900	2722	0,100	0,100	0,100	0,100	0,16	0,16	0,23	0,23	68
J ₃	2722	2815	0,102	0,102	0,100	0,102	0,16	0,16	0,23	0,23	83
J ₁ - J ₂	2815	2855	0,102	0,102	0,102	0,102	0,16	0,16	0,23	0,23	86

Таблица 2 –Характеристика нефтегазоносности

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
K ₁ (AC ₄₋₆)	185 2	190 0	Поров.	913	25	51	-
K ₁ (BC ₁₀)	234 0	235 0	Поров.	803	55	49	-
J ₁ – J ₂	281 5	282 5	Поров.	840	105	18	-
Водоносность							
K ₂ -K ₁	950	175 0	Поров.	1012	1200-1500	-	Минерализ. – 18 г/л. Хим. состав (преоб.: Cl ⁻ - 98 %, Na ⁺ - 91%)
K ₁ (AC ₄)	190 5	190 8	Поров.	1004	5		Поддержание пластового давления AC ₄ . Минерализ. – 18,14 г/л. Хим. состав (преоб.: Cl ⁻ - 97,82 %, Na ⁺ - 95,73%)
K ₁ (BC ₁₀)	235 5	236 0	Поров.	1001	10		Поддержание пластового давления BC ₁₀ . Минерализ. – 16,9 г/л. Хим. состав (преоб.: Cl ⁻ - 98 %, Na ⁺ - 94,13%)

2 Технологическая часть проекта

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

2.1 Проектирование конструкции скважины

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Так как скважина разведочная и в ней предусмотрены работы по перфорации скважины и испытания пласта в закрытом стволе, то выбирается закрытый тип забоя скважины.

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

Внесите данные из таблицы "Давление и температура по разрезу скважины"				Нарисуйте схему с обозначением необходимых параметров после дальнейших расчетов	
Глубина по вертикали, м	Индекс стратиграфического подразделения	Эквивалент градиента пластового давления и бурового раствора 0,9 1 1,1 1,2 1,3 1,4 1,5 1,6 1,7 1,8 1,9 2,0	Градиент давления		Схема конструкции скважины
			Пластового,	Гидро-разрыва	
40	Q		0,1000	0,2000	
90	P _{3/3}		0,1000	0,2000	
175	P3/1-P3/2		0,0100	0,2000	
280	P2/3-P3/1		0,1000	0,2000	
450	P2		0,1000	0,2000	
650	P1		0,1000	0,2000	
750	K ₂		0,1000	0,2	
805	K ₂		0,1000	0,2000	
935	K ₂		0,1000	0,2000	
950	K ₁ , K ₂		0,1000	0,2000	
1750	K ₁		0,1000	0,1800	
1840	K ₁		0,1000	0,1800	
2035	K ₁		0,1000	0,1600	
2310	K ₁		0,1000	0,1600	
2722	J ₃		0,1020	0,1600	
2754	J ₃		0,1020	0,1600	
2755	J ₃	0,1020	0,1600		
2815	J ₁₋₂	0,1020	0,1600		
2825	J ₁₋₂	0,1020	0,1600		
После подбора необходимой плотности бурового раствора нанесите ее на график					

2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (приложение А, таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов) на 10 м. Так как в скважине 40 м четвертичных отложений, то глубина спуска направления считается равной 50 м.

Таблица 3 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	Ю11*	Ю12	Ю13
Глубина кровли продуктивного пласта, м ($L_{кр}$)	1852	2340	2815
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,100	0,100	0,102
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{грп}$)	0,2	0,2	0,2
Относительная плотность газа по воздуху, ($\gamma=$)	0.74	0.74	0.74
Расчетные значения			
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	185,2	234	287,13
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм($P_{гр}$)	190	450	520
Основание натурального логарифма (e^s)	2,70	2,70	2,70
Требуемый запас	1,08	1,10	1,11
Принимаемая глубина, м	520		

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Так как в скважине присутствуют нефтеносные и газоносные пласты, то для расчета кондуктора берутся данные по газоносности. Исходя из расчетов (таблица 3), и чтобы не оставлять слишком большой (более 1400 м). Кондуктор спускается на 600 м, чтобы перекрыть интервалы залегания глин (приложение А, таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины).

Эксплуатационная колонна спускается до подошвы последнего продуктивного пласта и учитываются еще 50 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2860м.

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 50 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 600 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины и на 500 м для газовой скважины. Значит, интервал цементирования составляет 2460 м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбирается диаметр эксплуатационной колонны равный 146,1 мм.

Исходя из размера обсадной трубы равной 146,1 мм. узнается наружный диаметр соединительной муфты равной 166,0 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 146.1 мм равняется 24,5мм. Значит, диаметр долота под эксплуатационную колонну считается по формуле:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, (1)$$

где $D_{\text{эк м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм;

Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм.

Получается, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 190,5 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 190,5 мм.

Далее по аналогичным формулам рассчитываются диаметры под остальные колонны.

Диаметр обсадной трубы под кондуктор равен 244,5 мм. Диаметр долота под данный диаметр колонны равен 295,3 мм.

Диаметр обсадной трубы под направление равен 323,9 мм. Диаметр долота под данный диаметр колонны равен 393,7 мм.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Определяется максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для нефтяных пластов рассчитывается по формуле, для каждого пласта:

$$P_{\text{му}} = \frac{P_{\text{нас}}}{e^s}, \quad (2),$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

s – степень основания натурального логарифма.

$$P_{\text{му } 1\text{пл.}} = 1,93 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{му } 2\text{пл.}} = 4,97 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{му } 3\text{пл.}} = 10,58 \text{ МПа}.$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{ГНВП}} = k * P_{\text{му}}, \quad (3)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%).

$$P_{\text{ГНВП } 1\text{ пл.}} = 2,13 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{ГНВП } 2\text{ пл.}} = 5,46 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{ГНВП } 3\text{ пл.}} = 11,64 \text{ МПа};$$

Давления опрессовки определяется по формуле:

$$P_{\text{оп}} = k * P_{\text{ГНВП}}, \quad (4)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%);

$P_{\text{ГНВП}}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП.

$$P_{\text{оп } 1\text{ пл.}} = 2,34 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{оп } 2\text{ пл.}} = 6,01 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{оп } 3\text{ пл.}} = 12,80 \text{ МПа};$$

Из полученных значений берем наибольшее, то есть $P_{\text{оп}} = 12,80 \text{ МПа}$.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

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

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-14-146x245К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-230/80x35.

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

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

Таблица 4– Способы бурения по интервалам

7	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторный
50-600	Кондуктор	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
600-2860	Эксплуатационная колонна	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2805-2835	Отбор керна	Роторный (Отбор керна)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины, по степени абразивности и по категории буримости, для бурения интервалов под направление выбираются шарошечные долота, а для интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонны - PDC, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 5

Таблица 5– Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал м		0-50	50-600	600-2860	2805-2835
Шифр долота		393,7 НьюТек Сервисез	БИТ7713 МНА- 039	BT9913MHA- 043	У-9190,5/100 SCD 4 CN
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDS
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	190,5	190.5
Тип горных пород		М	МС	МС+С	С
Присоедини- тельная резьба	ГОСТ	3 152	3 152	3 117	
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2	4 1/2
Длина, м		0,4	0,3	0,2	0,2
Масса, кг		163	35	24	20
Нагрузка G, тс	Рекомендуемая	15–18	4–16	2–12	12-18
	Максимальная	40	10	10	18
Частота вращения n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	60–400	60–400	60-80
	Максимальная	600	300	300	80

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

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

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну и хвостовик проектируется долото PDC марки СТ (по типу горных пород), которое

обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 6.

Таблица 6 –Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-50	50-600	2805-2835	600-2860
Исходные данные				
ПОРОДА	М	М-С	С	С
Диаметр долота, см (D_d)	0,3937	0,2953	0,195	0,1905
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	18	16	18	12
Результаты проектирования				
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	14,4	12,8	14,4	9,6
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	8	12	5	10

Для направления и кондуктора выбирается максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для технической и эксплуатационной колонны выбираются максимально допустимые осевые нагрузки, которые попадают в интервал рекомендуемых статистических осевых нагрузок.

2.2.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую

линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 7.

Таблица 7–Результаты частоты вращения долота.

Интервал, м		0-50	50-600	2805-2835	600-2860
		Исходные данные			
Скорость, м/с (V_d)		2	2	0,3	2
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5	0,1905
Расчетная частота вращения, об/мин (n_1)		97	129	40	201
Статическая частота вращения, об/мин ($n_{стат}$)		40-60	100-180	20-40	140-200
Проектируемая частота вращения, об/мин ($n_{проект}$)		60	130	40	200

В интервале бурения под направление (0-50 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 40-60 об/мин. Для кондуктора, и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Производится расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования строятся области допустимого расхода бурового раствора и выбираются итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 8.

Таблица 8–Расход бурового раствора

Интервал, м	0-50	50-600	600-2860	2805-2835	
Исходные данные					
Диаметр долота, м (D_d)	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905	
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (К)	0,65	0,6	0,55	0,55	
Коэффициент кавернозности(K_k)	1,5	1,3	1,1	1,1	
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,14	0,135	0,135	
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	40	35	30	30	
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127	0,127	
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	0,0206	0,0175	0,119	0,0145	
Число насадок (n)	9	7	9	6	
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кмин}$)	0,5	0,5	1	1	
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	0,02	0,02	0,02	0,02	
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	1,2	1,16	1,12	1,12	
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ (ρ_n)	2	2,1	2,35	2,35	
Расход, л/с	Q_1	79	41	16	15
	Q_2	70	39	17	14
	Q_3	55	28	16	13
	Q_4	109	72	63	20
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	70	66,57	40	20	

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 5л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки. Для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама, производится промывка на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 66,57 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 40 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-50	50-600	600-2860
Исходные данные				
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
Нагрузка, кН (G_{oc})		78	118	98
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		-	236	152
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м (M_p)		-	4496	2485
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м (M_o)		-	148	95
Удельный момент долота, Н*м/кН ($M_{уд}$)		-	37	24

Для интервала бурения 50-600 метров (интервал бурения под кондуктор)

выбирается винтовой забойный двигатель Д-240РС с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель D500 1/2 LOVE, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-240РС	50-600	240	10,1	2547	30-75	40-160	16,9	70-282
D500 1/2 LOVE	600-2860	165,1	6,0	712	22-48	215	7,8	45-155

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения, проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «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 бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для

разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Б.1-Б.5.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 11.

Таблица 11– Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м. Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м грубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
Направление													
0-50 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,53	–	0,150	0,150	–	–	–
	УБТ	178,0	76,0	9,2	Е	-	42	0,2150	9,030	9,180	–	–	–
	БТ	127	108,6	9,2	Е	ЗП-162-92	7,47	0,0312	0,233	0,9,413	2,97	>10	>10
Кондуктор													
50-600 Бурение КНБК №2	Долото	295.3	–	–	–	–	0,42	–	0,075	0,075	–	–	–
	Двигатель	240,0		–	–	–	6.98	–	1.660	2,048	–	–	–
	Калибратор	295	80,0	–	–	–	1,3	–	0,313	0.388	–	–	–
	УБТ	203.0	80,0	–	–	–	24	0.2150	5.160	7.208	–	–	–
		178.0	80.0	-	-	-	48	0.1560	7.488	14.70	-	-	-
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162--	519.3	0,0312	16.21	30.91	1,42	7.73	5.04
Эксплуатационная колонна													
2805-2835 Отбор керна КНБК №4	Долото	190.5	100,0	–	–	–	0.2	–	-	-	–	–	–
	Калибратор	164,0	100,0	–	–	–	12	–	-	-	–	–	–
	УБТ	159,0	89,0	–	–	–	64	0,1770	11,33	11,33	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-178-102	2759	0,0329	90,71	102,04	2,42	2,34	1,55
600-2860 Бурение	Долото	190,5	–	–	–	–	0,3	–	0,028	0,028	–	–	–
	Двигатель	155,0	–	–	–	–	4,33	–	0,466	0,540	–	–	–

КНБК №3	УБТ	146,0	74,0	–	–	–	100	0,0970	9,700	10,24	–	–	–
	Калибратор	190,5	78,0	–	–	–	0,3	–	0,046	10,29	–	–	–
	Яс гидравлический	146,0	71,4	–	–	–	5,5	–	0,046	10,29	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	2749	0,0312	85,83	96,12	2,11	2,49	1,53

2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \left[\frac{кг}{м^3} \right] \quad (8)$$

где L – глубина скважины по стволу, м;

g – ускорение свободного падения, 9,81 м/с²;

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при L < 1200 м k ≥ 1,10, при L > 1200 м k ≥ 1,05);

P_{пл} – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21]. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать на величину репрессии. Величина репрессии по интервалам бурения представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Величина репрессии для интервалов

Показатель	Интервал бурения		
	под направление	под кондуктор	под эксплуатационную колонну
Минимальная репрессия, %	10	10	5-10

Принимаемая репрессия, %	17-20	13-16	9-12
--------------------------	-------	-------	------

Запроектированная величина удельного веса по интервалам бурения представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Величина удельного веса для интервалов

Показатель	Интервал бурения		
	под направление	под кондуктор	под эксплуатационную колонну
Удельный вес, кг/м ³	1287,2	1243,2	1124,7

Интервал под направление:

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений.

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

Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице.14

Таблица 14 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Направление	
		кг	кг/м ³	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода	Поддержание требуемого pH	25	1	59,40	3

(NaOH)	бурового раствора				
Структурообразователь: Глины ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	70	4158,23	5
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,2	59,40	3
Понизитель вязкости: ПАЦ НВ	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	1,5	22	1
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	125,4	7449,17	8

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 15.

Таблица 15 – Технологические показатели бентонитового раствора для бурения под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,2872
Условная вязкость, с	50 и выше
Содержание песка, %	< 2
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12

Интервалы под кондуктор и техническую колонну:

На интервале бурения от 50 м. до 600 м. под кондуктор возможны такие осложнения как: Обвалы стенок скважин, кавернообразование, поглощение промывочной жидкости, зашламование, прихватообразование, водопроявление, газопроявление. Данный интервал сложен такими горными породами как: Глины зеленовато-серые с включениями глауколита, алевролиты с прослоями диатомитов, глины серые алевролитовые, алевролиты и кварцево-шпатовые

пески с прослоями бурых углей и лингнита, пески светло-серые, кварцево-шпатовые с включениями обугленных растительных остатков, прослойки алевролитов, глин и бурых углей, глины темно-серые, слабоалевролитовые, иногда известковых. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить полимер-глинистый буровой раствор. Данный буровой раствор обрабатывается утяжелителем барит для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль pH), глинами ПБНБ (структурообразователь), смазочными добавками (снижение коэффициента трения). Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения под кондуктор

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Кондуктор	
		кг	кг/м ³	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	1	153,32	7
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	7	1533,24	2
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,2	153,32	7
Высоковязкий понизитель фильтрации: РОС HV	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических	25	1	61,33	3

	свойств				
Понижитель фильтрации: paklv	низко вязкий понижитель фильтрации	25	0,12	18,40	1
Смазочная добавка:geolub	Снижение коэффициента трения в скважине	172	5	766.62	5
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	125,4	19226.819	20

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 17.

Таблица 17 – Технологические показатели полимер глинистого раствора для бурения под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,2432
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80

Продолжение таблицы 17

СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Интервалы под техническую и эксплуатационные колонны:

На интервале бурения от 600 м. до 2860 м. под эксплуатационную колонну возможны такие осложнения как: Кавернообразование, поглощение промывочной жидкости, газопроявление. Также на данном интервале бурения встречаются пласты с флюидом газ-вода. Данные интервалы сложены такими горными породами как: глины зеленовато- серые с прослоями известняков и мергелей, опоковидные глины серые и светло- серые, глины темно- серые,

плотные с небольшим содержанием алевритового материала, пески серые с прослоями глин алевритистых, отмечаются прослой глинистых известняков сидеритов, переслаивание глин темно-серых, алевролитов и песчаников.

На основании перечисленных возможных осложнений при бурении под техническую и эксплуатационную колонны следует применять ингибирующий буровой раствор. Данный буровой раствор утяжеляется баритом. Параметры бурового раствора обеспечат оптимальное противодавление на пласт, а также обеспечит оптимальные режимы бурения в данном интервале: барит (обеспечит минимизацию образования дифференциального прихвата), Каустическая сода (регулировка pH), смазывающие добавки (снижение коэффициента трения).

Компонентный состав полимер-глинистого раствора под эксплуатационной колонну представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения под эксплуатационную колонну.

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Техническая колонна	
		кг	кг/м ³	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	1	236,51	10
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	10	2356,13	3
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1	236,51	10
Высоковязкий понижитель фильтрации: РАС-НV	Стабилизатор, регулятор фильтрации и	25	0,4	94.61	4

	реологических свойств				
Понизитель фильтрации: РАС-IV	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	0,1	23,65	1
Смазочная добавка: Reolub	Снижение коэффициента трения в скважине	25	5	1182.57	7
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	84.2	29658.79	9
ПАВ	Снижение поверхности натяжения фаз	28	1	236,51	9

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 19.

Таблица 19 – Технологические показатели полимер глинистого раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,1247
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

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

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета представлены в таблицах 20, 21, 22.

Таблица 20– Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					количество, шт	диаметр, мм		
Под направление									
0	50	Бурение	0,412	0,058	Периферийная	9	11	82	355,9
Под кондуктор									
50	600	Бурение	0,872	0,097	Периферийная	7	13	71,7	250,4
Под эксплуатационную колонну									
600	2860	Бурение	1,186	0,101	Периферийная	9	7	83,6	133,5
Под эксплуатационную колонну									
Отбор керна									
2805	2835	Отбор керна	0,852	0,073	Периферийная	5	14,3	25,9	9,2

Таблица 21 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество, шт	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД, %	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	норма наполнения %	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	50	Бурение	УНБТ-750	2	95	180	173,0	100	110	35,03	70,07
50	600	Бурение	УНБТ-750	2	95	180	173,0	95	110	33,28	66,57
600	2860	Бурение	УНБТ-750	2	95	140	265,0	95	79	14,45	28,91
2805	2835	Отбор керна	УНБТ-750	2	95	140	293,4	85	75	10,39	20,78

Таблица 22 – 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				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	50	Бурение	83,5	50,8	0	22,7	0,1	10
50	600	Бурение	167,0	37,6	51,6	66,3	1,5	10
600	2860	Бурение	214	46,2	77,9	45,7	34,1	4,9
2805	2835	Отбор керна	71,6	4,4	0,0	28,1		10

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Планируемый интервал отбора керна: 2805-2835 м.

Для отбора керна планируется использовать бурголовку с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна.

В таблице 23 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 23– Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2805-2835	КС-164/100	2-5	20-40	5-15

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр об}}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1820
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	751	Глубина скважины, м	2860

Высота столба буферной жидкости h_1 , м	400	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	800
Высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10		

Расчет наружных избыточных давлений

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

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (9)$$

где P_n – наружное давление, МПа;

P_v – внутреннее давление, Мпа.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений в следующих случаях:

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

На рисунках 2,3,4 построены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина–наружное избыточное давление».

Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давления экс. колонны.

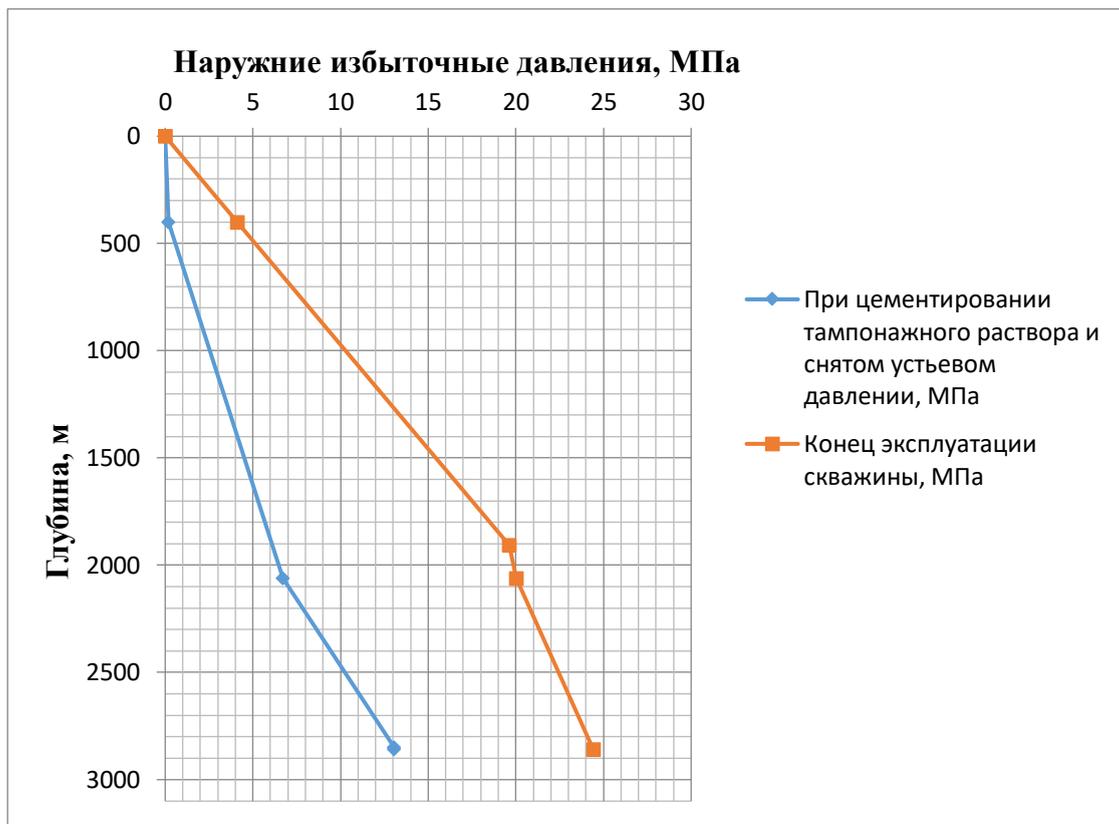


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давления кондуктора.

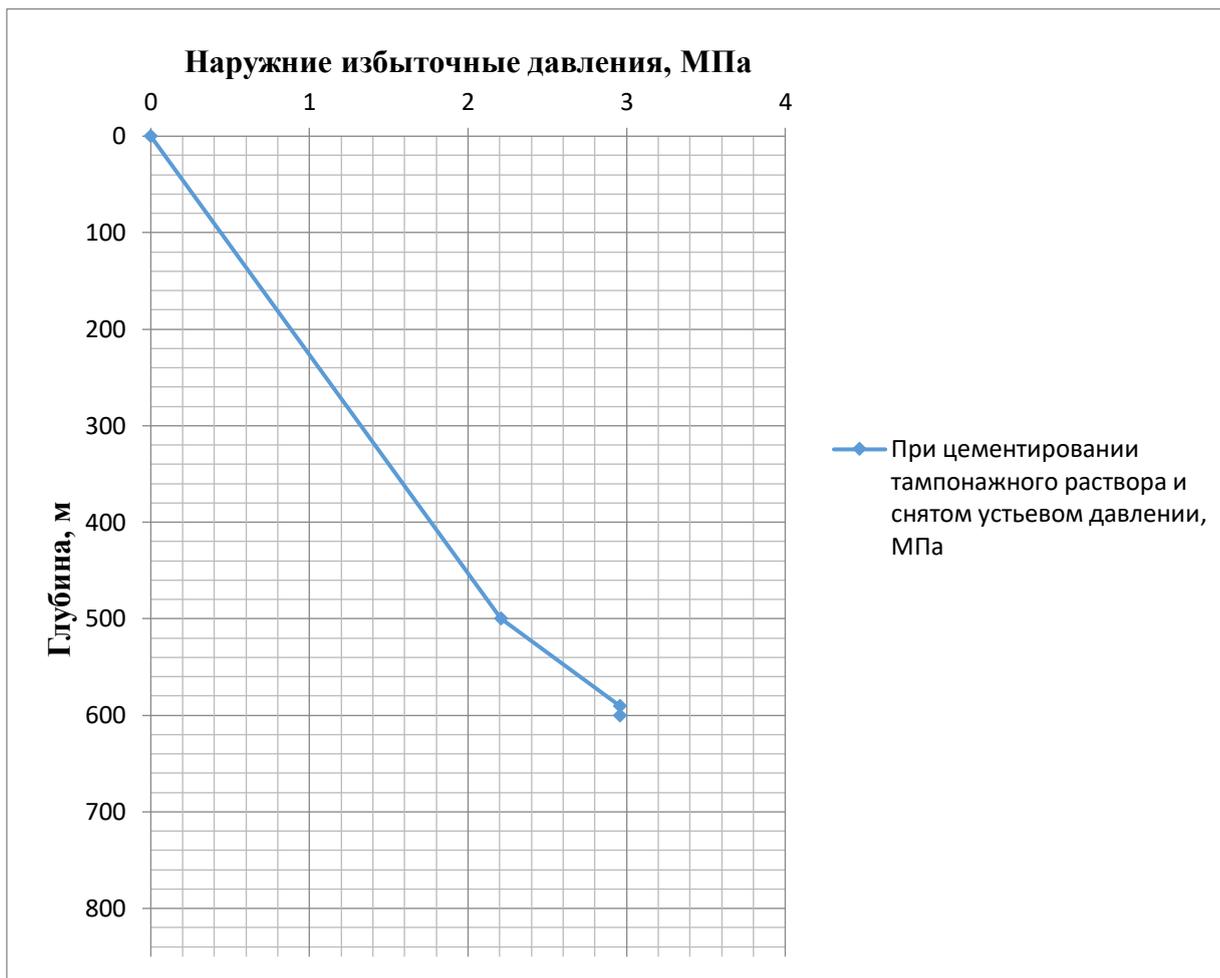


Рисунок 3– Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора.

Расчет внутренних избыточных давлений

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

$$P_{\text{ви}} = P_{\text{в}} - P_{\text{н}}, \quad (10)$$

где $P_{\text{н}}$ – наружное давление, МПа;

$P_{\text{в}}$ – внутреннее давление, МПа.

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 5,6.

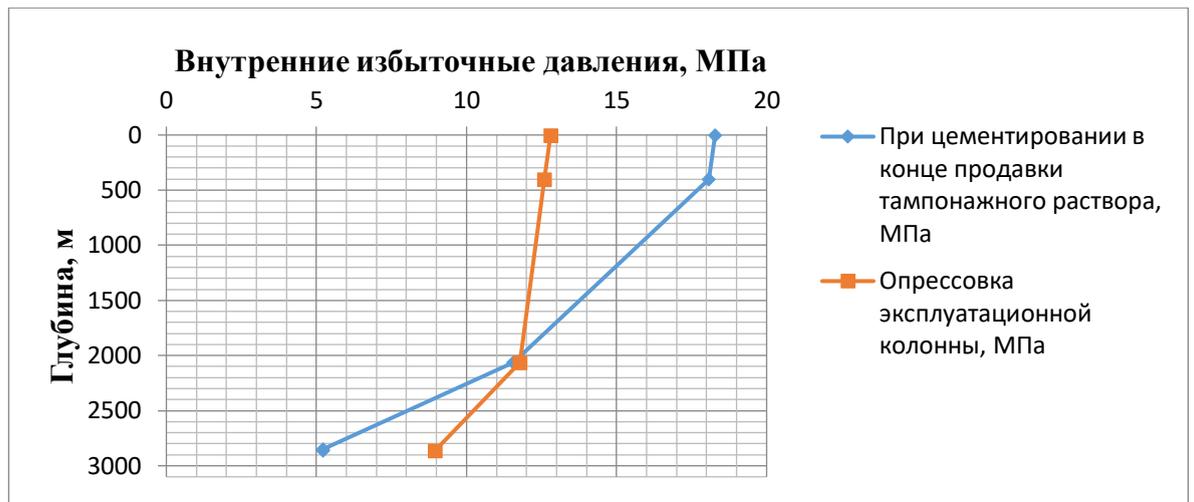


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

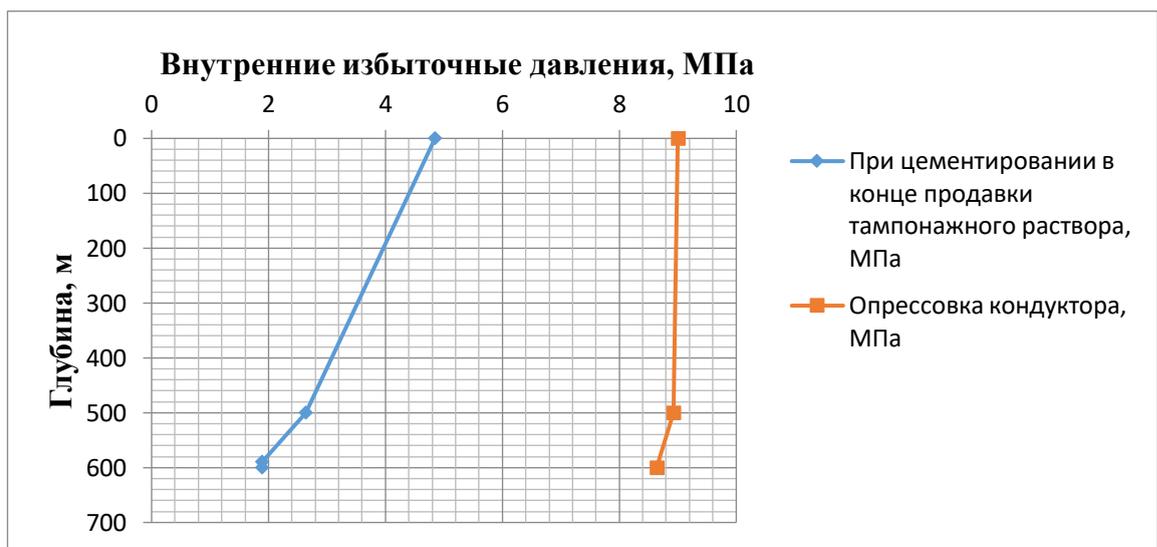


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктор
Конструирование обсадной колонны по длине
 Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 25.

Таблица 25–Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секции	суммарный	

Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	50	0,672	33,6	23360	0-50
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	600	0,472	283,2	28320	0-600
Эксплуатационная колонна								
1	ГТМ	Е	8,5	1060	0,29	307,4	71420	2860-1800
2	ОТТМ	Д	6,5	1800	0,226	406,8		1800

2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 26.

Таблица 26 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, условный диаметр колонны	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество	
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу	элементов на интервале, шт	суммарное, шт
Направление, 324мм	БКМ-324(Уралнефтемаш)	50	50	1	1
	ЦКОД 324 (Уралнефтемаш)	40	40	1	1
	ЦПЦ-324/394 (НефтьКам)	0	25	2	6
		25	50		
	ПРП-Ц-В-324(Уралнефтемаш)	40	40	1	1
Кондуктор, 245мм	БКМ-245 (Уралнефтемаш)	680	680	1	1
	ЦКОДУ-245 (Уралнефтемаш)	670	670	1	1
	ЦРП-Ц-В – 245 (Уралнефтемаш)	595	595	1	1
	ЦПЦ 245/295	0		5	

	(НефтьКам)	60	60	17	25
		595	595	2	
			600		
	ПРП-Ц 324 (Нефтемаш)	670	670	1	1
Эксплуатаци- онная колонна, 146 мм	БКМ-146 (Уралнефтемаш)	2860	2860	1	1
	ЦКОДУ-146 (Уралнефтемаш)	2850	2850	1	1
	ЦПЦ 146/216 (НефтьКам)	0	550	14	86
		550	650	10	
		650	1852	24	
		185	1900	5	
		1900	2340	9	
		2340	2350	1	
		2350	2815	10	
		2815	2825	1	
2825	2850	1			
2850	2860	2			

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}$, где $P_{гскп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

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

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора $P_{гскп}$ определяется по формуле:

$P_{гскп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{облтр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{нтр} \cdot h_2)$, подставив значения из проведённых ранее расчётов получим:

$$P_{зскп} = (9,81 \cdot (1000 \cdot 400 + 1400 \cdot (2860 - 400 - 800) + 1820 \cdot 800)) / 10^6 = 41,0058 \text{ МПа.}$$

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве

$P_{з\delta кп}$ определяются по формуле:

$$P_{з\delta кп} = \lambda \cdot L = 0,0013 \cdot 2860 = 3,72 \text{ МПа,}$$

где L – длина скважины по стволу (м);

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений (МПа/м), выбирается из табличных значений, с учётом диаметра обсадной колонны.

Проверяем условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора:

$$\begin{aligned} P_{зскп} + P_{з\delta кп} &\leq 0,95 \cdot P_{гр}, \\ 41,0058 + 3,718 &\leq 0,95 \cdot 0,016 \cdot 2860, \\ 43,472 &\leq 44,7238 \end{aligned}$$

Условие не выполняется, соответственно нужно производить двухступенчатое цементирование.

Расчёт объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объём буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле:

$$V_{б.ж.} = S_{к.п.о.с.} \cdot V_{в.п.} \cdot t$$

где $S_{к.п.о.с.} = 0,01686 \text{ м}^2$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе;

$V_{кп} = 0,5 \text{ м/с}$ – скорость восходящего потока (0,5–0,8 м/с);

$t = 600 \text{ с}$ – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 600÷720 с при ламинарном течении).

$$V_{б.ж.} = 0,01686 \cdot 0,5 \cdot 600 = 5,06 \text{ м}^3$$

Объём тампонажного раствора $V_{ТР}$ (в м^3) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (техническая колонна – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между

стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{эк\ д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк\ н}^2) \cdot (L - L_{тк}) + (D_{тк\ вн}^2 - D_{эк\ н}^2) \cdot (L_{тк} - L_1) + D_{эк\ вн\ 1}^2 \cdot l_{см}] / 4$$

Общий объём тампонажного раствора складывается из объёмов облегчённого раствора и раствора нормальной плотности:

$$V_{тр} = V_{тр\ обл} + V_{тр\ норм}$$

Расчитаем объёмы облегчённого раствора и раствора нормальной плотности:

$$V_{тр\ обл} = \pi \cdot [((D_{тк\ вн}^2 - D_{эк\ н}^2) \cdot (L_{тк} - L_1)) + ((D_{эк\ д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк\ н}^2) \cdot (L - h_2 - L_{тк}))] / 4$$

$$V_{тр\ обл} = 0,785 \cdot [((0,2287^2 - 0,1291^2) \cdot (600 - 400)) +$$

$$((0,1905^2 \cdot 1,15 - 0,1461^2) \cdot (2860 - 800 - 600))] = 34,63 \text{ м}^3$$

$$V_{тр\ норм} = \pi \cdot [(D_{эк\ д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк\ н}^2) \cdot h_2 + D_{эк\ вн\ 1}^2 \cdot l_{см}] / 4$$

$$V_{тр\ норм} = 0,785 \cdot [(0,1905^2 \cdot 1,15 - 0,1461^2) \cdot 800 + 0,1291^2 \cdot 10] = 11,80 \text{ м}^3$$

$$V_{тр} = 34,63 + 11,80 = 46,42 \text{ м}^3$$

Расчёт необходимого количества продавочной жидкости $V_{прод}$ (м^3)

выполняется по формуле:

$$V_{прод} = k_{прод} \cdot \pi \cdot [(D_{эк\ вн}^2 \cdot L_2) - (D_{эк\ вн\ 1}^2 \cdot h_{ст})] / 4$$

$$V_{прод} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot [(0,1316^2 \cdot 2860) - (0,1316^2 \cdot 10)] / 4 = 39,92 \text{ м}^3$$

Вторая ступень:

$$V_{прод} = k_{прод} \cdot \pi \cdot [(D_{эк\ вн}^2 \cdot L_2)] / 4$$

$$V_{прод} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot [(0,1316^2 \cdot 2860)] / 4 = 28,85 \text{ м}^3$$

Таблица 27 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м^3		Плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$	Объем воды для приготовления, м^3	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная	5,06	1,0	1000	1,0	МБП-СМ	70

жидкость		4,0	1000	4,0	МБП-МВ	60
Продавочная жидкость1 ступень	39,92		1020	–	Техническая вода	–
Продавочная жидкость2 ступень	28,85		1020	-	Техническая вода	-
Облегченный тампонажный раствор	34,63	1020	29,08	ПЦТ- III- Об(4-6)-100	23010	
				НТФ	14,20	
Нормальной плотности тампонажный раствор	11,80	1800	7,75	ПЦТ – II -150	14940	
				НТФ	4,8	

Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (12)$$

где $G_{\text{сух}}$ – требуемая суммарная масса сгоготампонажного материала, т;

G_6 – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно. Причем в случае превышения массы цемента над грузоподъемностью бункера менее, чем на 3 тонны, можно не увеличивать число цементосмесительных машин, а производить досыпку цемента в момент приготовления

Облегченный тампонажный раствор:

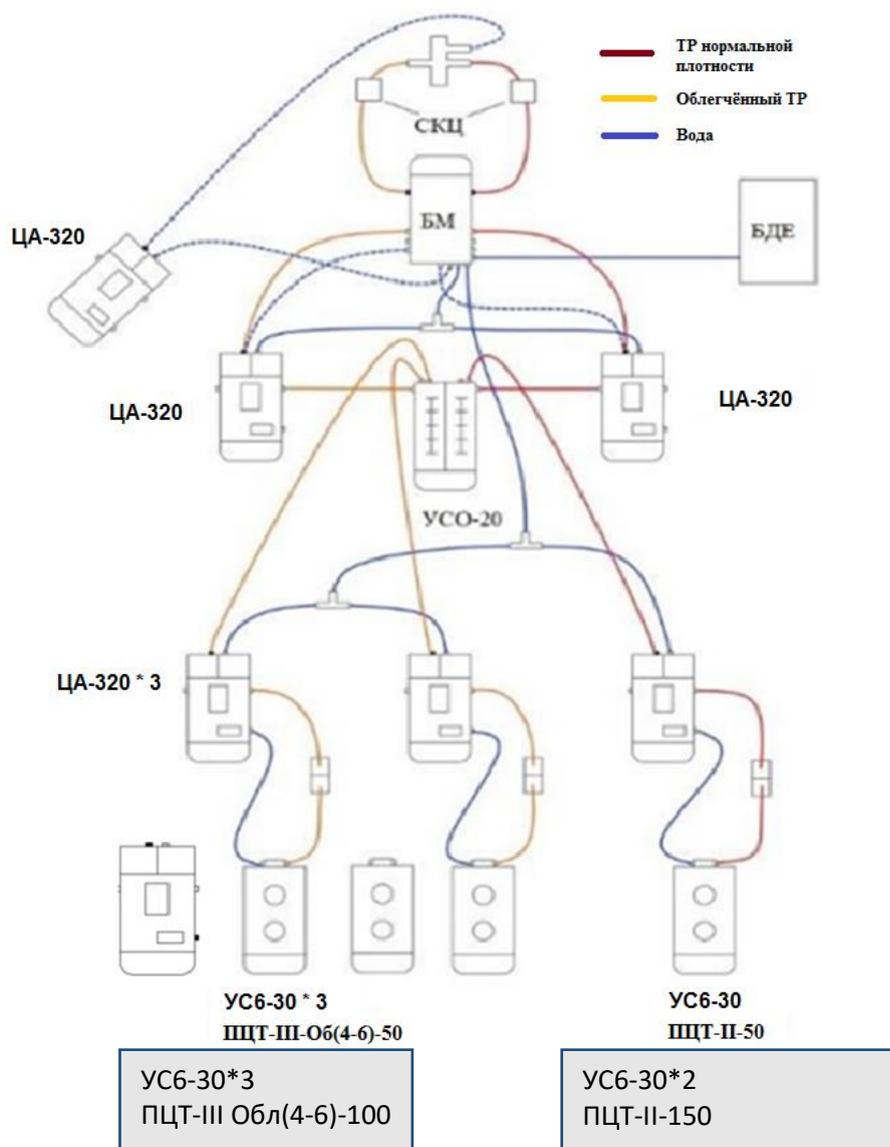
$$m_2 = 23,010/10=2,301 \text{ необходимо 3 машин УС6-30.}$$

Тампонажный раствор нормальной плотности:

$$m_2 = 14,940/13=1,14 \text{ необходимо 2 машин УС6-30.}$$

На рисунке 6 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

Рисунок 6 – Технологическая схема обвязка цементированного оборудования



- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
- 3 – цементероочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УСО-20;
- 5 – цементероочный агрегат ЦА-320М (резервный);

- 6 – подводящая водяная линия;
- 7 – автоцистерна;
- 8 – станция КСКЦ 01;
- 9 – блок манифольдов СИН-43;
- 10 – устье скважины

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

Проектирование процессов испытания скважин

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

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

Выбор жидкости глушения

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

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

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

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot \rho_{пл}}{g \cdot h} = 1092 \text{ кг/м}^3 \quad (13)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21] давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0-1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$);

$P_{пл}$ – пластовое давление испытываемого пласта, Па;

h – глубина испытываемого пласта, м.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1092 \text{ кг/м}^3$$

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21] при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

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

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внхв} + V_{внэк}), (14)$$

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

$V_{внэк}$ – внутренний объем эксплуатационной колонны, м^3 ;

$$V_{внхв} = 0 \text{ м}^3.$$

$$\begin{aligned} V_{внэк} &= (0,785 * 0,162^2 * 2525) + (0,785 * 0,157^2 * 365) = 52,02 + 7,06 \\ &= 59,08 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

$$V_{ж.г.} = 2 * (0 + 59,08) = 118,16 \text{ м}^3.$$

Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

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

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

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

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

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

В таблицу 28 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 28 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв/1 м	Количество спусков перфоратора
10	Кабель	Кумулятивная	OREON73К Л	20	Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля

Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

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

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

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95/146.

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 АФ1-80/65х14.

2.4 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.

Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ - УралмашЗД 86			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	96,45	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	120 > 91,35
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	90	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	180 > 90
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	125,4	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	200/118,8 = 1,68 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 Современное состояние технология бурения с управляемым давлением

3.1 Описание технологии бурения с управляемым давлением

Традиционный способ бурения предполагает превышение гидростатического давления бурового раствора в скважине над пластовым давлением. Во время циркуляции бурового раствора давление, оказываемое на пласт, увеличивается по сравнению со статическими условиями, что обусловлено возникновением сил трения в кольцевом пространстве при движении жидкости.

$$P_{заб} = P_{гст} + P_{тр}, (1)$$

где $P_{заб}$ – забойное давление, МПа;

$P_{гст}$ – гидростатическое давление, МПа;

$P_{тр}$ – давление потерь на трение, МПа.

Для удобства и простоты сравнения забойного давления в динамических

условиях с градиентом пластового давления и плотностью бурового раствора применяется термин эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП), которая рассчитывается по следующей формуле:

$$\text{ЭЦП} = \rho_p + P_{\text{тр}} / (9.81 \times H)$$

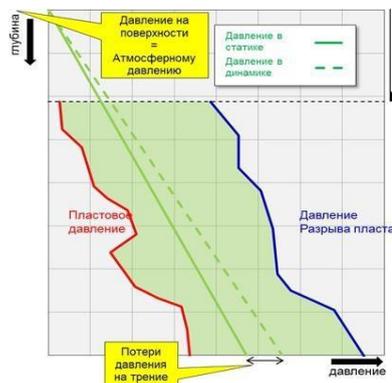
(2)

где ρ_p – плотность раствора, кг/м³;

$P_{\text{тр}}$ – давление потерь на трение Мпа; H – глубина по вертикали, м.

В традиционном бурении ЭЦП зависит от геометрии внутреннего пространства скважины и спускаемого бурового инструмента, режимов бурения, реологии и плотности бурового раствора. На стадии планирования плотность бурового раствора подбирается таким образом, чтобы в статических условиях давление столба жидкости превосходило давление пластового флюида и давление, при котором стенки скважины сохраняют устойчивость, тем самым предотвращая флюид о проявление и разрушение ствола, а давление в динамических условиях не превышало давление гидроразрыва пласта (ГРП), исключая его возникновение с последующим поглощением. Распространенная схема традиционного способа бурения представлена на рис.1.

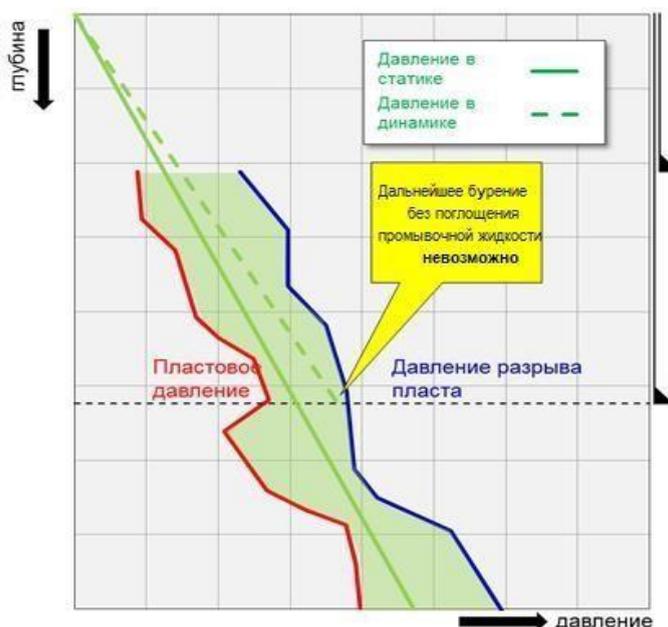
Рисунок 1 – Операционное окно при бурение традиционным способом через зоны с нормальным пластовым давлением



Диапазон между величиной пластового давления и давлением разрыва пласта называется «окном допустимых режимов бурения» или «операционным окном». В данном случае «окно» достаточно широко для бурения скважины без возникновения осложнений, таких как ГРП и потеря циркуляции.

В случае, когда в процессе строительства скважины вскрываются пласты с аномальным значением пластового давления (АВПД, АНПД), «операционное окно» сужается, при этом картина бурения приобретает вид, показанный на рис.2.

Рисунок 2 – Операционное окно при бурении традиционным способом через зоны с аномальным пластовым давлением



При данном сценарии в статических условиях скважина находится в стабильном состоянии, но при возобновлении циркуляции происходит увеличение забойного давления, значение которого превышает давление разрыва пласта, что приводит к поглощению промывочной жидкости. Как правило, в таких случаях экономически целесообразным решением является спуск промежуточной обсадной колонны.

Бурение скважин на месторождениях Восточной Сибири осуществляется на продуктивный пласт Рифейских отложений, которые характеризуются высокой трещиноватостью и наличием каверн, а также высоким газовым фактором флюида (близко $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$) [26], при этом давление продуктивного пласта аномально низкое — значение градиента пластового давления лежит в диапазоне 0,85-0,92. Вид операционного окна идентичен рис.2, поэтому строительство горизонтальной секции сопряжено с рядом осложнений,

обусловленных интенсивными поглощениями и потерей циркуляции.

Предотвращение потери циркуляции путем снижения плотности бурового раствора оказалось неэффективным в силу непредсказуемости характера трещин и расположения каверн. Использование бурового раствора с плотностью близкой к значению градиента пластового давления позволило снизить интенсивность поглощения в процессе бурения, однако во время остановки насосов наблюдался приток, что требовало принятия мер по глушению скважины путем закачки утяжеленного раствора. В свою очередь, закачивание раствора глушения приводило к увеличению избыточного давления на пласт, происходило увеличение трещин и увеличивалась интенсивность поглощения, в результате чего в статических условиях уровень бурового раствора в скважине снижался, снижалось значение давления столба жидкости на пласт, что приводило к газопроявлению.

3.2 Бурение с регулированием давления

Бурение с регулированием давления (БРД) – адаптивный метод бурения, при котором осуществляется точный контроль профиля давления по всему кольцевому пространству ствола скважины как в динамических, так и в статических условиях. Использование специального оборудования и программно-аппаратного комплекса позволяет безопасным путем определить предельные значения пластового давления и давления гидроразрыва пласта, и в соответствии с полученными значениями осуществлять контроль профиля давления в затрубном пространстве. В случае возникновения газонефтеводопроявления поступающий флюид или газ отводятся в специальные приемники, либо сжигаются на факельной установке без необходимости в приостановки процесса бурения.

Технология БРД позволяет осуществлять бурение в зонах с АНПД или АВПД с минимальными рисками возникновения осложнений, исключая

необходимость в спуске промежуточных обсадных колонн. Схематическое изображение распределения давления в скважине при бурении с технологией контроля давления показано на рис.3.

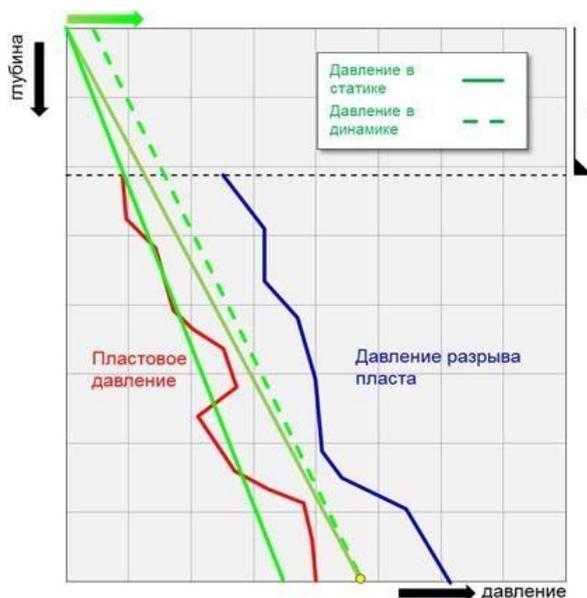


Рисунок 3—Характер профиля давления в скважине при БРД

В данном случае в качестве промывочной жидкости использовался буровой раствор с плотностью меньшей значения градиента пластового давления (ярко зеленая линия). Из рис.3 видно, что забойное давление остается неизменным как в статических, так и в динамических условиях.

Различают несколько методов БРД, однако наиболее подходящими для месторождений Восточной Сибири является применение мультифазной буровой промывочной жидкости. Принципиальное отличие мультифазного метода состоит в закачивании газа (чаще всего используется азот) в буровой манифольд вместе с промывочной жидкостью, что позволяет значительно снизить давление по всему стволу скважины.

К основным преимуществам технологии БРД можно отнести:

- Возможность снижения градиента давления газированной жидкости в скважине до величины, ниже градиента гидростатического давления самой жидкости;

- возможность управления давлением в скважине динамически без остановки бурения;
- минимизация эффекта свабивования и поршневания при спуско-подъемных операциях(СПО);
- минимизация степени проникновения составляющих компонентов бурового раствора в продуктивный пласт;
- раннее обнаружение флюида или газопроявления;
- минимизация объемов поглощения промывочной жидкости;
- минимизация рисков дифференциальных прихватов;
- увеличение коммерческой скорости бурения.

Для решения описанных выше проблем при бурении горизонтальной секции скважины на месторождениях Восточной Сибири ранее использовался метод однофазного БРД. Это позволило начать бурение горизонтальной секции с помощью бурового раствора с плотностью, значительно ниже используемой при традиционном бурении, при этом наземное оборудование позволяло контролировать газопроявление в статических условиях без дополнительных временных затрат. Применение данного метода технологии БРД позволило сократить объем поглощенного бурового раствора при бурении горизонтального участка скважины с 2000м³ до 1200м³, а также избежать необходимость использования МБП. Однако, поглощение бурового раствора было по прежнему значительным, учитывая стоимость применяемого бурового раствора на углеводородной основе. В связи с этим оставалась необходимость в снижении потерь бурового раствора, а также минимизации воздействия его продуктов на коллекторские свойства продуктивного пласта.

В результате анализа данных, полученных в ходе строительства и геофизических исследований ряда скважин, пробуренных на месторождениях Восточной Сибири, было определено, что наиболее подходящим методом достижения поставленных задач по минимизации объемов поглощения промывочной жидкости в процессе бурения, достижению проектной глубины

горизонтальной секции минимизации повреждения коллекторских свойств является бурение с регулированием давления, которое позволит снизить ЭЦП до значений, равных, либо, в случае необходимости, меньших, чем значение градиентапластового давления

Оборудование MPD

В данном разделе описывается оборудование технологии бурения с управляемым давлением MPD (MorePressureDrilling), применяемое для бурения. Комплекс оборудования предназначен для точного контроля забойного давления в скважине как в динамических, так и в статических условиях во время бурения, наращивания СПО. Для обеспечения возможности контроля давления необходима закрытая циркуляционная система, которая требует следующее оборудование:

- Герметизатор устья с функцией отведения потока жидкости на линию высокого или низкого давления;
- Дроссельный манифольд с гидравлическими дросселями;
- Автоматическая система управления забойным давлением;
- Система раннего распознавания ГНВП;
- Система создания противодавления при выключенных насосах;
- Система сепарации попутного и технического газа;
- Специализированная трубная обвязка для соединения основных узлов mpd с оборудованием буровой.

3.3 Рейтинги давления системы MPD-скважина

Сравнительная таблица рейтингов давления системы представлена ниже.

Таблица 1–Рейтинги давлений оборудования MPD

Наименование	Описание	Операционный предел
--------------	----------	---------------------

Градиент начала поглощения	На основании проектных данных	1.29 г/см ³
Динамический МАASP	При ЭЦП на башмаке ОК	30 атм
	1.69 г/см ³	
Статический МАASP	На проектную плотность 1.50 г/см ³	58 атм
РУГ «RCD3» Мах давление расхаживания	Ограничено уплотнительным элементом	100 атм
РУГ «RCD3» Мах. давление при вращении @80 об/мин	Ограничено уплотнительным элементом	100 атм
РУГ «RCD3» Мах давление в статике (без движения или без вращения)	Ограничено уплотнительным элементом	100 атм
Трубная обвязка высокого давления основной линии MPD	4"602	100 атм
Запорная арматура Манифольда MPD	Манифольд API 41/165K	340 атм
Максимальное рабочее давление гидравлического штуцера	Low Pressure Auto-Choke (LPAC system)	100 атм

При изоляции оборудования МРД от РУГ, максимально давление в статике может быть увеличено до 130 атм.

В целях безопасности, при указании предельного давления в динамических условиях в матрице МРД закладывается 80% от максимального давления. Более того, при разработке матрицы берётся худший сценарий, при котором принимается, что уплотнительный элемент в состоянии средней степени износа. Конечные предельные значения поверхностного давления представлены в следующем разделе в матрице МРД.

3.4 Роторный устьевой герметизатор «RCD3»

Данное оборудование представляет собой устройство пассивного уплотнения, устанавливаемое на противовыбросовое оборудование. РУГ обеспечивает безопасное отведение выходящих из скважины материалов – находящегося под давлением газа, бурового раствора, пластового флюида и выбуренной породы – к оборудованию контроля забойного давления и сепарации газа. Герметизация пространства вокруг буровой колонны осуществляется за счет полиуретановых уплотнителей, закреплённых с помощью болтового соединения на вращающейся части РУГ – подшипниковом уплотнительном узле.



Рисунок 4 – Корпус РУГ (А) и подшипниковый уплотнительный узел (Б) в корпусе

Подшипниковый узел вставляется в корпус РУГ и зажимается с помощью специального металлического хомута. Данная конструкция позволяет оперативно производить замену изношенного уплотнительного элемента вместе с подшипниковым узлом (при наличии достаточной квалификации у обслуживающего персонала замена осуществляется в течение 30– 40 минут). В таблице 2 представлены основные характеристики РУГ модель «RCD3».

Таблица 2–Основные характеристики РУГ

Спецификация РУГ «RCD3»	
Максимальное статическое давление	204бар [Частота вращения -0 об/мин]
Максимальное давление в динамических условиях	102бар при 80 об/мин; 68бар при 100 об/мин; 46бар при 120 об/мин; 34бар при 150 об/мин.
Высота	1030 – 1102 мм
Максимальный диаметр проходного отверстия	При демонтированном подшипнике: 346.1мм [модель 135.8"]; 279.4мм [модель 11"].
	При установленном подшипнике: 179.4 мм
Диаметр боковых фланцев	52.4мм [21/16"] - максдавление 340бар; 103.2мм [41/16"] - максдавление 204бар; 179.4мм [71/16"] - максдавление 204бар.
Диаметр нижнего фланца	279.4мм [11"] - максдавление 340 бар; 346мм [135/8"] - максдавление 340бар.
Вес	1200 кг
Вес контейнера с РУГ и ЗИП	3000 кг

3.4.1 Подшипниковый уплотнительный элемент

Подшипниковый уплотнительный элемент, изображённый на рисунке 5, представляет собой устройство пассивного уплотнения, устанавливаемое в корпус РУГ и обеспечивающее безопасный отвод выходящих из скважины материалов – газа под давлением, жидкостей и бурового шлама – к наземной системе сепарации во время бурения с контролем давления или бурения на депрессии. Характеристики ПУУ представлены в табл.3.

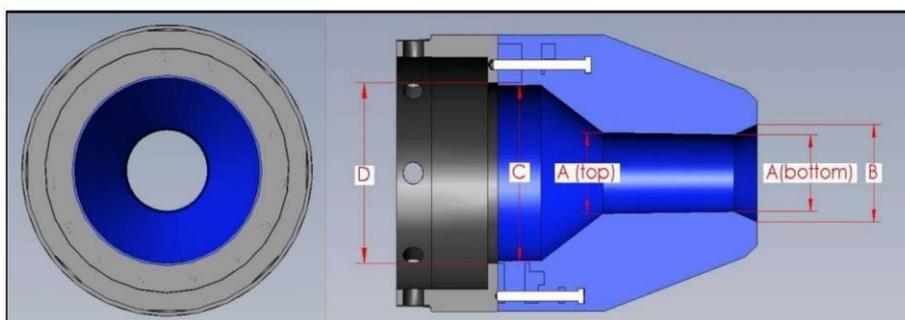


Рисунок 5 – Подшипниковый уплотнительный элемент

Таблица 3 – Характеристики уплотнительных элементов RCD3

Min-Max ВДБТ, дюйм / мм	Max ВДмфты, дюйм м/ мм	Цветупл отнителя	Размерность, мм					Материал
			A _{Top}	A _{Bottom}	B	C (уретан)	D (сталь)	
3 ½ и 4	5 ¼	Зелёный	81.02	76.96	97.53	175.76	181.1	Уретан
88.9 и 101. 6	133.35							
4 ½ и 5	6 ¾							

3.4.2 Факторы уменьшения срока службы уплотнительного элемента

В данной секции перечислены факторы, способствующие преждевременному износу уплотнительного элемента РУГ. Данный список включает, но не ограничивается следующими пунктами:

- метраж протаскивания бурильного инструмента через уплотнительный элемент;
- скорость расхаживания и СПО через уплотнитель без давления;
- скорость расхаживания и СПО через уплотнитель при наличии давления
- концентричность СВП и ПВО;
- дефекты на поверхности бурильной трубы (сколы, задиры, заусенцы и другие дефекты, нарушающие заводскую шероховатость инструмента;
- наличие износостойкого наплавления на замковом соединении бурильной трубы («Hardbanding»);
- ненадлежащие условия эксплуатации оборудования;
- превышение допустимой частоты вращения СВП/Ротора– 150об/мин;
- наличие сероводорода H₂S;
- внешний диаметр, тип и состояние замковых соединений труб;
- температура и тип бурового раствора(РВО или РУО), анилиновая точка (для РУО);
- степень смещения бурильной трубы в горизонтальной плоскости при бурении;
- эффект биения, раскачивания бурильной трубы.

Оборудование компании Шлюмберже спроецировано для работы в экстремальных условиях эксплуатации, включающие экстремально высокие температуры, давления, а также высокую вибрацию и шоки. Однако, всё механическое и электрическое оборудование обладает определёнными техническими ограничениями и требованиями спецификации, которые необходимо соблюдать для достижения более эффективных результатов при

эксплуатации. В случае, если один из указанных выше факторов был зафиксирован, для успешной проводки скважины с применением технологии регулирования давления необходимо предпринять меры по его устранению и минимизации.

Перед каждой установкой подшипникового уплотнительного элемента будет производиться заполнение чек-листа контроля центровки СВП и состояния бурильного инструмента с подписанием представителя заказчика. Данный документ прикладывается к акту списания уплотнительного элемента и принимается во внимание при расследовании в случае преждевременного выхода из строя ПУУ.

Рекомендациями по минимизации степени воздействия факторов преждевременного износа являются:

- Устранить или максимально минимизировать эксцентricность СВПиПВО до установки подшипникового узла РУГ. Использовать талрепы для выравнивания ПВО и гидравлические домкраты буровой для выравнивания буровой вышки.
- Устранить или максимально минимизировать остаточную эксцентricность СВПиПВО, при выявлении во время установки ПУУ. Использовать чек-лист для определения степени соосности СВП и ПВО.
- Во время аудита буровой необходимо уделить особое внимание соосности СВПиПВО с указанием информации в документе.
- При возникновении эффектов биения/раскачивания трубы при бурении подобрать оптимальную нагрузку на долото и обороты СВП/Ротора, при которой данные эффекты будут минимизированы.
- Произвести оценку состояния бурильных труб и замковых соединений на предмет наличия дефектов. При возможности, устранить дефекты с помощью ручного инструмента (устранение задиров на замках с помощью напильника).

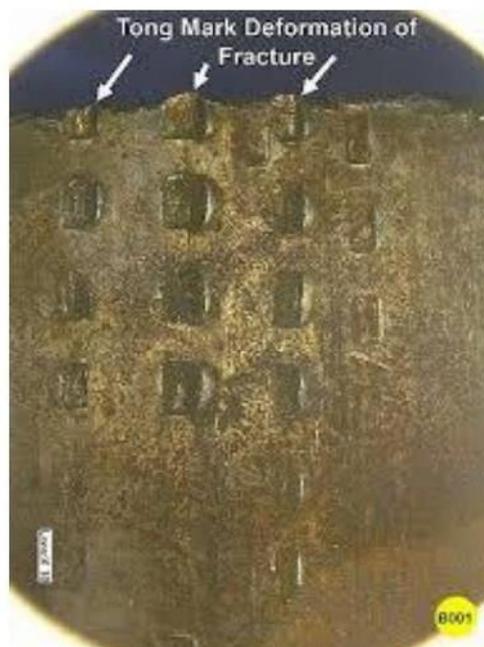


Рисунок 5—Пример дефектов на замковых соединениях буровой трубы

- Применять смазку при спуске буровой трубы, особенно, если присутствуют следы коррозии. Как правило, для этих целей в горловину подшипникового узла заливается отработанное масло.
- Рекомендуется очистить буровую трубу, если она покрыта слоем застывшего бурового раствора.
- Производить периодическую проверку соосности СВПиПВО, особенно при изменении траектории пибуримой секции, после переходов из вертикальной части ствола скважины в наклонно-направленную и горизонтальную. Эксцентricность может быть выявлена непосредственно по расположению буровой трубы относительно подшипникового узла.
- Поддерживать противодействие в скважине в зелёной зоне, в соответствии с операционной матрицей МРД. При возможности, рекомендуется снизить противодействие с помощью утяжеления бурового раствора.
- Поддерживать скорость СПО через уплотнительный элемент не более 0.1м/с (6м/мин).

3.4.3 Рекомендации по замене ПУУ— суммарное время вращения

Рекомендованное время по замене уплотнительного элемента составляет 72 часа вращения инструмента. При превышении времени вращения более 72 часов существует высокая вероятность отказа уплотнительного элемента, которая приведёт к нарушению герметичности устья и розливам. Фактическое время работы уплотнителя может быть гораздо выше 72 часов вращения, тем не менее: рекомендованное время замены уплотнительного элемента составляет 72 часа вращения. Если наработка на уплотнительный узел достигает и превышает данное значение, возрастает вероятность нарушения герметичности.

Ориентировочное время, необходимое для замены уплотнительного элемента составляет порядка 1 часа, однако фактическое время будет зависеть от оборудования буровой и состояния скважины. В это время не включаются такие операции, как пересменки бригады, собрания по безопасности, регулирование концентричности СВП-ПВО, стравливание давления и другие работы, не относящиеся непосредственно к процессу замены уплотнительного узла.

3.4.4 Рекомендации по замене ПУУ–хождение инструмента

Другой фактор износа уплотнительного элемента – метры протаскивания инструмента–суммарная длина инструмента, прошедшего через уплотнительный элемент в процессе бурения, проработки, расхаживания и СПО как с противодавлением, так и без него: рекомендованная предельная наработка на уплотнительный элемент по метрам протаскивания составляет 1 000 м. Если наработка на уплотнительный узел достигает и превышает данное значение, возрастает вероятность нарушения герметичности

Фактическое значение предельной наработки на уплотнительный узел может быть существенно снижено, если в соответствии с рекомендациями, не были устранены факторы преждевременного износа, равно как и в случае Нарушения рекомендованной величины рабочего давления для соответствующего режима эксплуатации (максимальное давление по частоте оборотов СВП).

3.5 Манифольд с полуавтоматическими дросселями «LPAC»

На скважине #365 СДМ планируется использование манифольда «горизонтального» исполнения с полуавтоматическими дросселями «LPAC»(LowPressureAutoChoke). LPAC предназначен для создания требуемого противодействия в скважине как в динамических, так и в статических условиях. Изменение положения дросселя увеличивает или уменьшает эффективный диаметр проходного отверстия, что облегчает или затрудняет прохождение жидкости через данную секцию и таким образом влияет на величину противодействия.

3.5.1 Дроссельный манифольд

Дроссельный манифольд, представленный на рисунке 6, оснащен датчиком давления затрубного пространства, что позволяет автоматической системе при необходимости подбирать соответствующее заданному противодействию положение дросселя.



Рисунок 6–Дроссельный манифольд БРД

Дроссельный манифольд оснащён механической запорной арматурой высокого давления на каждом контуре. Данная арматура позволяет изолировать от давления вышедший из строя контур и произвести обслуживание дросселя без остановки работ. Технические характеристики представлены в табл.4.

Таблица 4–Технические характеристики дроссельного манифольда

Рабочее давление	340 бар
Соединительные фланцы	103мм,максимальное давление340бар
Диаметр выходног оотверстия	103мм
Приблизительная масса манифольда	Всборе–9091
	Без дросселей и адаптера –4455 кг

3.5.2 Гидравлический дроссель «Auto-choke» и панели управления дросселем

Блок дросселирования оснащён двумя автоматическими дросселями, управление которым осуществляется с помощью стационарной либо дистанционной панели. Как правило, при бурении используется один дроссель, в то время как второй находится в полностью закрытом положении и используется в качестве резервного.

Управление гидравлическим дросселем осуществляется с помощью силовой гидравлической установки (СГУ). Создание давления в гидравлическом контуре происходит с помощью пневмогидравлического насоса, для работы которого необходима подача воздуха от буровой под давлением не менее 8 бар.

Максимально операционное давление, которое способна поддерживать СГУ с помощью дросселей составляет 100 атм. При превышении давления 100 атм дроссель начнёт автоматически открываться и поддерживать своё предельное значение по давлению.

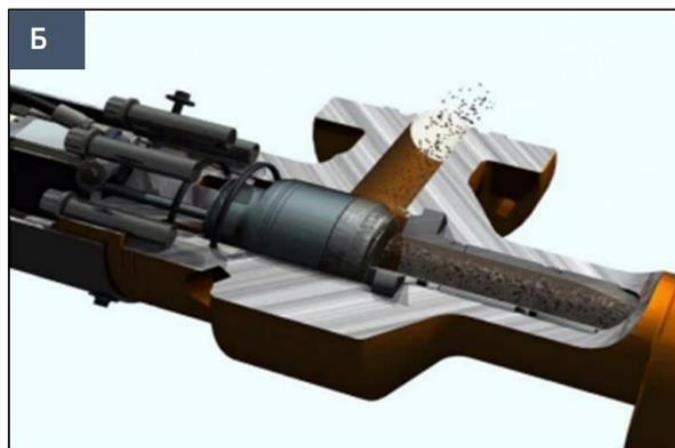


Рисунок 6 – Стационарная и дистанционная панели управления LPAC(A), автоматический дроссель БРД(Б).

Таблица 5–Технические характеристики панели управления дросселем

Максимальное рабочее давление	100 бар
Чувствительность контроля давления	+/-3.45 бар
Воздушное питание	5.5– 10.3бар
Электропитание	120V AC– 240 VAC,50/60Гц
Рабочая температура	-7 –93O

Стационарная панель управления оснащена источником бесперебойного питания, а также пневматическими аккумуляторами, позволяющими обеспечить работоспособность системы в случае отключения электроэнергии – в течение 1 часа (0.5 часа для дистанционной панели), в случае потери давления в пневматической линии– в течение 2 часов.

3.5.3 Датчики давления и счетчики ходов насоса

Система «LPAC» оснащена датчиками давления в затрубном пространстве и в буровом манифольде, рассчитанными на максимальное рабочее давление 340 бар. Данные датчики оснащены средоразделительной мембраной, которая непосредственно передаёт давление в контур LPAC. Схематическое изображение датчика указано на рисунке 7. Также система оснащена датчиками давления пневматического и гидравлического контура.

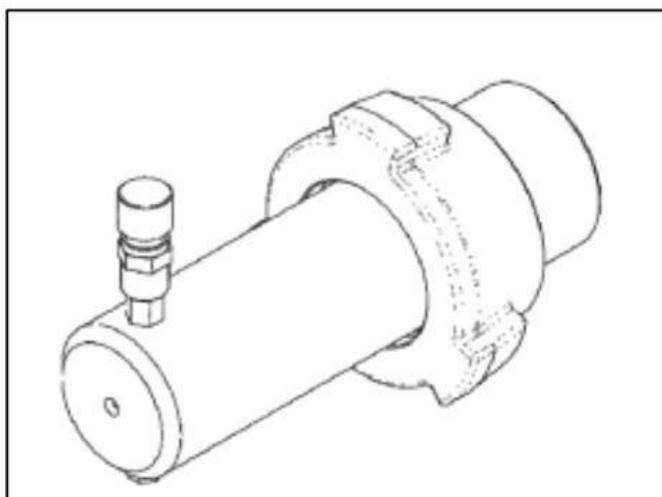


Рисунок 7 – Схематическое изображение датчика давления со средоразделителем LPAC

Также система оснащена двумя датчиками ходов насоса (рисунок 8), которые устанавливаются в камеры насоса для подсчёта производительности. Устройство используется при расчёте замещения скважины, а также установок и прокачек пачек.

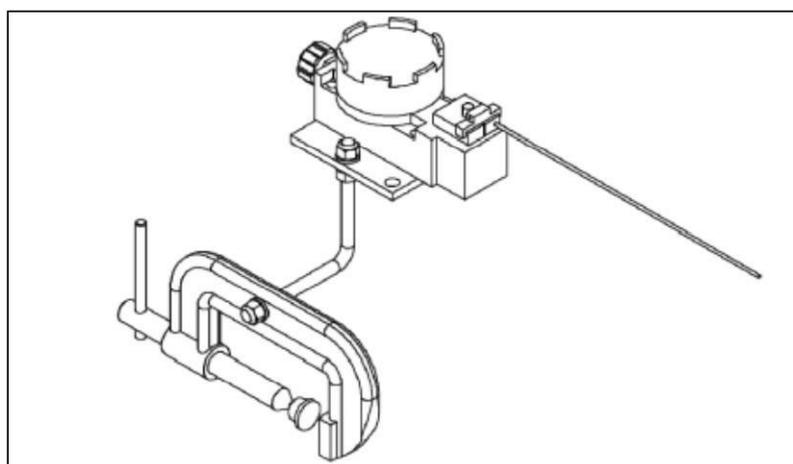


Рисунок 8 –Схематическое изображение счётчиков ходов насоса

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

В настоящее время бурение скважин, многоцелевое производство и современная промышленность предлагает большой выбор технических средств и технологий, в которых требуется разбираться, чтобы принять правильное

решение. В условиях рыночной экономики и жесткой конкуренции между недропользователями к специалистам геологам предъявляются соответствующие требования, так как от его квалификации и знаний, порой на уровне интуиции, может зависеть успех всего предприятия.

В ходе научно-исследовательской работы требуется провести анализ существующих методов проектирования и строительства разведочной газовой скважины.

Целью выпускной квалификационной работы является выбор технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2860 метров на нефтяном месторождении (Томская область).

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

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

исследования.

4.1 с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

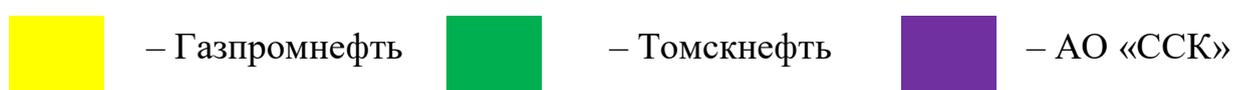
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований

Целью подбора технологии строительства скважины является строительство надежной, эффективной, соответствующей требованиям заказчика конструкции в установленные сроки. Существуют различные методы строительства скважин.

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Так как в данном случае потребители относятся к коммерческой категории, то критерием сегментирования является размер предприятия.

		Способ бурения скважин		
		Вращательное колонковое бурение	Турбинное бурение	Вибрационное бурение
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

Рисунок 1 – Карта сегментирования рынка услуг по строительству скважин:



По результатам сегментирования можем сказать, что основным способом бурения скважин является вращательное колонковое бурение. При анализе нефтегазовой литературы в сфере бурения можно сделать вывод, что алмазное бурение является довольно эффективным методом бурения и сооружения скважин, но требует дополнительных экономических затрат. Вибрационное бурение является довольно эффективным методом, но требует серьезных компетенций от исполнителя работ.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum_{i=1}^n B_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единиц);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 4.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_{ϕ}	B_{K1}	B_{K2}	K_{ϕ}	K_{K1}	K_{K2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Производительность	0.2	5	4	2	1	0.8	0.4
2. Срок службы	0.17	5	4	4	0.85	0.68	0.68
3. Скорость бурения скважины	0.2	3	3	4	0.6	0.6	0.8
Экономические критерии оценки эффективности							
4. Конкурентоспособность продукта	0.08	4	4	2	0.32	0.32	0.16
5. Уровень проникновения на рынок	0.02	3	4	5	0.06	0.08	0.1
6. Цена	0.05	2	3	4	0.1	0.15	0.2
7. Предполагаемый срок эксплуатации	0.07	5	3	4	0.35	0.21	0.28
8. Послепродажное обслуживание	0.04	5	4	4	0.2	0.16	0.16
9. Объем гарантийного обслуживания	0.06	4	4	2	0.24	0.24	0.12
10. Срок выхода на рынок	0.05	3	4	4	0.15	0.2	0.2
11. Наличие сертификации разработки	0.06	4	5	5	0.24	0.3	0.3
Итого	1	43	42	40	4.11	3.74	3.4

B_{ϕ} – Алмазное бурение;

B_{K1} – Роторное бурение;

Б_{к2} – Ударно-штаноговое бурение;

4.1.3 Технология QuaD

Технология QuaD (QualityADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество предложенного технического решения и его перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект.

Таблица 4.2– Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение(3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1. Производительность	0.2	91	100	0,80	0,063
2. Срок службы	0.17	84	100	0,60	0,034
3. Скорость бурения скважины	0.2	95	100	0,95	0,076
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
4. Конкурентоспособность продукта	0.08	95	100	0,60	0,076
5. Уровень проникновения на рынок	0.02	75	100	0,50	0,023
6. Цена	0.05	80	100	0,80	0,032
7. Предполагаемый срок эксплуатации	0.07	95	100	0,70	0,048
8. Послепродажное обслуживание	0.04	85	100	0,85	0,043
9. Объем гарантийного обслуживания	0.06	90	100	0,90	0,036
10. Срок выхода на рынок	0.05	75	100	0,65	0,038

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{\text{cp}} = \sum B_i \cdot B_i = 65.71,$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Значение P_{cp} позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Так как средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки находится в диапазоне значений от 79 до 60, то перспективность технического решения выше среднего.

4.1.4 SWOT – анализ

SWOT – анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

В первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

В таблице 4.3 описаны сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут проявиться в его внешней среде. Результаты первого этапа SWOT – анализа:

Таблица 4.3 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-технологического решения:</p> <p>С1. Высокая квалификация персонала;</p> <p>С2. Высокая надежность оборудования;</p> <p>С3. Невысокая стоимость технологии;</p> <p>С4. Высокая надежность построенной скважины;</p> <p>С5. Существование большого количества подрядчиков, способных применить метод под ключ.</p>	<p>Слабые стороны технологического решения:</p> <p>Сл1. Необходимость обучения обслуживающего персонала для выполнения вращательного колонкового бурения;</p> <p>Сл2. Трудности внедрения технического решения на объектах;</p> <p>Сл3. Необходимость привлечения подрядной организации для внедрения метода в технологический процесс</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Наилучший способ бурения скважин;</p> <p>В2. Лучшее решение для повышения дебита скважин;</p> <p>В3. Уменьшение экологического ущерба;</p> <p>В4. Увеличение притока пластового флюида</p> <p>В5. Дистанционное регулирование параметров</p>		
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Низкий спрос на данное техническое решение;</p> <p>У2. Развитая конкуренция на рынке;</p> <p>У3. Существование большого количества альтернатив разработки.</p>		

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	-	-	+	-
	B2	-	-	+	+	+
	B3	0	-	+	+	+
	B4	+	-	0	+	+
	B5	+	-	+	+	+

условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 3, таблице 4.3, таблице 4.4, таблице 4.5.

Таблица 4.4 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	-	+	+	-	-
	У2	-	+	+	-	-
	У3	-	+	+	-	-

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

В таблице 4.5 представлена итоговая матрица SWOT-анализа

Таблица 4.5 – Итоговый SWOT анализ

	Сильные стороны научно-технологического решения: С1. Высокая квалификация персонала;	Слабые стороны технологического решения:
--	--	---

Таблица 4.5 – Итоговый SWOT анализ

	<p>С2. Высокая надежность оборудования; С3. Невысокая стоимость технологии; С4. Высокая надежность построенной скважины; С5. Существование большого количества подрядчиков, способных применить метод под ключ.</p>	<p>Сл1. Необходимость обучения обслуживающего персонала для выполнения вращательного колонкового бурения; Сл2. Трудности внедрения технического решения на объектах; Сл3. Необходимость привлечения подрядной организации для внедрения метода в технологический процесс</p>
<p>Возможности: В1. Наилучший способ бурения скважин; В2. Лучшее решение для повышения дебита скважин; В3. Уменьшение экологического ущерба; В4. Увеличение притока пластового флюида В5. Дистанционное регулирование параметров</p>	<p>– Энергосбережение и повышенная безопасность; – Система автоматики упрощает применение метода.</p>	<p>– Принятие на работу квалифицированного персонала; – Обучение действующего персонала работе с новым оборудованием.</p>
<p>Угрозы: У1. Низкий спрос на данное техническое</p>	<p>– Отсутствие спрос на новые технологии – Сложность реализации проекта.</p>	<p>– Вести постоянный мониторинг технических</p>

Таблица 4.5 – Итоговый SWOT анализ

решение; У2. Развитая конкуренция на рынке; У3. Существование большого количества альтернатив разработки.		решений в области бурения скважин.
---	--	------------------------------------

По итогам SWOT-анализа можно сделать следующие выводы:

– Технологическое решение имеет значительное количество сильных сторон. Вращательное колонковое бурение является довольно эффективным и недорогим методом на стадии сооружения скважины.

Также исследование имеет свои минусы, которые объясняются сложностью реализации проекта. При внедрении инноваций, которые влияют на надёжность построенной скважины, необходимо понимать целесообразность инвестирования в новое оборудование и технологии, в сравнении с убытками от возможных аварийных ситуаций.

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.

Таблица 4.6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы	1	Составление и утверждение технического	Руководитель

исследования		задания, утверждение плана-графика	
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
Разработка технического задания	4	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	Исполнитель
	6	Проведение расчетов и обоснование	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, исполнитель

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

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

$$t_{ожi} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5},$$

где $t_{ожi}$ – 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_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i},$$

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

$t_{ожi}$ – 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:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал},$$

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:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}},$$

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

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

$T_{пр}$ – 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 4.8).

В качестве примера расчета рассмотрим руководителя (6 дневная рабочая неделя) – составление и утверждение технического задания:

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел} - \text{дней}$$

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

В 2021 году – $T_{кал} = 365$ дней, $T_{вых} = 118$ дней,

Подставим численные значения в формулу:

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

$$T_k = T_p \cdot k_{кал} = 2 \cdot 1,48 = 2,96 \approx 3 \text{ дня}$$

Инженер (5 дневная рабочая неделя) – подбор и изучение материалов:

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел – дней}$$

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

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

$$T_k = T_p \cdot k_{кал} = 2 \cdot 1,48 = 2,96 \approx 3 \text{ дня}$$

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

Таблица 4.7– 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	$t_{ож}$, человека дни			
Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	3	6	4,3	Руководитель, Исполнитель	2	3
Выбор алгоритма исследований	1	3	1,8	Руководитель	2	3
Подбор и изучение литературы по теме	10	15	12	Исполнитель	12	16

Таблица 4.7– Временные показатели проведения научной разработки						
Составление и утверждение тех. задания	5	8	6,2	Руководитель	6	8
Проведение теоретического анализа существующих технических решений	6	18	110	Исполнитель	10	13
Проведение расчетов и обоснование	3	12	6,6	Исполнитель	7	9
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление пояснительной записки	7	16	11,4	Руководитель, Исполнитель	6	8

На основе таблицы 4.8 строим план график, представленный в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ														
				Янв.			Фев.			Март			Апр.					
1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Р, И	3	■														
2	Выбор алгоритма исследований	Р	3				■											
3	Подбор и изучение литературы по теме	И	16					■										
4	Составление и утверждение тех. задания	Р	8									■						
5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	И	13										■					
6	Проведение расчетов и обоснование	И	9											■				
7	Оценка результатов исследования	Р, И	3															

8	Составление пояснительной записки	Р, И	8															
---	-----------------------------------	------	---	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

ИТОГО: 63 календарных дня



- руководитель



- исполнитель

Бюджет научно–технической разработки

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР.

4.2.3 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат НТР включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$Z_M = (1 + k_M) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх } i},$$

где k_M – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

C_i – цена приобретения i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;

$N_{расх\ i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.).

Таблица 4.10 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество		Цена за ед., руб.		Затраты на материалы, З ^м , руб.	
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2
Картридж	шт.	1	1	2500	3000	2500	3000
Бумага	шт.	1	1	1000	1000	1000	1000
Итого:						3500	4000

4.2.4 Расчет амортизации специального оборудования

Расчет сводится к определению амортизационных отчислений, так как оборудование было приобретено до начала выполнения данной работы и эксплуатировалось ранее, поэтому при расчете затрат на оборудовании учитываем только рабочие дни по данной теме.

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации: рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n}$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A \cdot И \cdot t}{12}$$

где $И$ – итоговая сумма, тыс. руб.;

t – время использования, мес.

Таблица 4.11 – Затраты на оборудовани

Сюда включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (программного обеспечения), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 6). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 4.11 – Расчет затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед.	Срок полезного использования,	Время использования, мес.	НА, %	Цена оборудования, руб.	Амортизация
1	Бурильная колонна с насосно-компрессорными трубами	1	5	2	20	3 000 000	100 000
2	Бурильная колонна с толстостенными бурильными трубами	1	5	2	20	3 500 000	116 667
3	Принтер	1	4	2	25	20 000	833
4	Компьютер	1	4	2	25	66 000	2750
Итого:						6 586 000	220 250

4.2.5 Основная заработная плата исполнителей работы

Расчет заработной платы произведен на основе тарифных ставок предприятия, которое занимается проектирование автоматизированных систем управления. Расчет осуществляется по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p,$$

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

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником в рабочие дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}},$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дней $M=11,2$ месяцев, 5 – дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в рабочие дни.

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (k_p + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) + Z_{\text{тс}},$$

где $Z_{\text{тс}}$ - заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ - премиальный коэффициент ($k_{\text{пр}} = 0,3$, т. е. 30% от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ - коэффициент доплат и надбавок ($k_{\text{д}} = 0,2$, т. е. 20% от $Z_{\text{тс}}$);

k_p - районный коэффициент (для Томска $k_p = 0,3$, т. е. 30%).

Таблица 4.12 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$Z_{\text{тс}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$, %	$k_{\text{д}}$, %	k_p , %	$Z_{\text{м}}$, руб.	$Z_{\text{дн}}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	60000	30	20	30	108000	3800	18	68400
Исполнитель	25000	30	20	30	45000	1570	29	45530
Итого, $Z_{\text{осн}}$:								113930

4.2.6 Дополнительная заработная плата исполнителей работы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат

заотклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{доп}},$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, на стадии проектирования принимают равным 0,15.

Таблица 4.13 – Расчет дополнительной заработной платы			
Исполнитель	$k_{\text{доп}}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	0,15	68400	10260
Исполнитель	0,15	45530	6829,5
Итого:		113930	17089,5

4.2.7 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются 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.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, принимается равным $k_{\text{внеб}} = 0,302$ (30.2%).

Таблица 4.14 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	68400	10260
Исполнитель	45530	6829,5
Итого	113930	
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30.2%	
Итого:	34406,86	

4.2.8 Накладные расходы

В статью накладных расходов входят прочие затраты, не попавшие в предыдущие статьи расходов: оплата электроэнергии, печать и ксерокопирование, почтовые расходы и т.д.

Накладные расходы определяются по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}},$$

где $k_{\text{нр}}$ - коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимается равным $k_{\text{нр}} = 16\%$.

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл1}} &= (4000 + 220\,250 + 113930 + 17089,5 + 34406,86) \cdot 0,16 \\ &= 62348,21 \text{ руб.} \end{aligned}$$

4.2.9 Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы

Таблица 4.15 – Расчет бюджета затрат НИИ

Статьи							
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов	Накладные расходы	Стоимость бюджета
220 250	4000	113930	17089,5	34406,86	389676,36	62348,21	452024,57

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется НИ «Выбор технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2860 метров на нефтяном месторождении (Томская область)» по форме, приведенной в таблице 4.16. В таблице также представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 4.16 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НИИ	4000	7000	10000	Пункт 4.3.1
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	220250	450000	650000	Пункт 4.3.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	113930	113930	113930	Пункт 4.3.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	17089,5	17089,5	17089,5	Пункт 4.3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	34406,86	34406,86	34406,86	Пункт 4.3.5
6. Накладные расходы	62348,21	152175,2	175055,2	Пункт 4.3.6
7. Бюджет затрат НИИ	452024,57	722014,6	957494,57	Сумма ст. 4.3.1–4.3.6

4.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин:

финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в

ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым Интегральный финансовый показатель разработки определяется как: соотносится финансовые значения по всем вариантам исполнения.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{452024,57}{957494,57} = 0,47$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{722014,6}{957494,57} = 0,75$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = \frac{957494,57}{957494,57} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля)

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 4.17 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Производительность		0.2	5	4	2
2. Срок службы		0.17	5	4	4
3. Скорость бурения скважины		0.2	3	3	4
4. Конкурентоспособность продукта		0.08	4	4	2
5. Уровень проникновения на рынок		0.02	3	4	5
6. Цена		0.05	2	3	4
7. Предполагаемый срок эксплуатации		0.07	5	3	4
8. Послепродажное обслуживание		0.04	5	4	4
9. Объем гарантийного обслуживания		0.06	4	4	2
10. Срок выхода на рынок		0.05	3	4	4
11. Наличие сертификации разработки		0.06	4	5	5
Итого		1	43	42	40

$$I_{p-исп1} = \sum a_i \cdot b_{p-исп1} = 4,11$$

$$I_{p-исп2} = \sum a_i \cdot b_{p-исп2} = 3,74$$

$$I_{p-исп3} = \sum a_i \cdot b_{p-исп3} = 3,4$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{испи}$) определяется на основании интегрального

показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{исп1}} = \frac{I_{\text{р-исп1}}}{I_{\text{финр}}} = \frac{4,11}{0,47} = 8,7;$$

$$I_{\text{исп2}} = \frac{I_{\text{р-исп2}}}{I_{\text{финр}}} = \frac{3,74}{0,75} = 4,98;$$

$$I_{\text{исп3}} = \frac{I_{\text{р-исп3}}}{I_{\text{финр}}} = \frac{3,4}{1} = 3,4;$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}i}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}i} = \frac{I_{\text{исп}i}}{I_{\text{min}}}$$

Таблица 4.18 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,47	0,75	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,11	3,74	3,4
3	Интегральный показатель эффективности	8,7	4,98	3,4
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	2,55	1,46	1

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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 47 дней; общее количество рабочих дней, в течение которых работал инженер, составляет 29 дней; общее количество рабочих дней, в течение которых работал руководитель, составляет 18 дней;

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 452024,57руб;

4. Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

1) значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,47, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной по сравнению с аналогами;

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,11, по сравнению с 3,74 и 3,4;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 8,7 по сравнению с 4,98 и 3,4, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

5 Социальная ответственность

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2860 метров на нефтяное месторождении (Томская область). При проектировании определяются все необходимые технические и

технологические решения, такие как конструкция скважины, породоразрушающий инструмент, режимы бурения, аспекты заканчивания скважины и испытания скважины. Решения, разработанные в данной ВКР, могут быть использованы проектными офисами для сооружения разведочных скважин на территории Томская области.

Рабочей зоной при эксплуатации решений, описанных в ВКР, будет являться блок ЦСГО. Основное оборудование: вибросита – 3 шт, дигозатор 1шт, песоотделитель 1шт, илоотделитель 1шт, шнек 1шт.

В блоке отчистки ЦСГО осуществляются следующие виды работ: Происходит отчистка бурового раствора от шлама и дегазация раствора.

Буровая вышка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1] относится к опасным производственным объектам. Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем организации.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Нормальная продолжительность рабочего времени на месторождениях полезных ископаемых и участках их разработки – 40 часов в неделю, для рабочих и служащих в возрасте от 16 до 18 лет - 36 часов в неделю, в возрасте от 15 до 16 лет, а также учащихся в возрасте от 14 до 15 лет - 24 часа в неделю.

Нормальная продолжительность рабочего времени на работах с вредными условиями труда - 36 часов в неделю. Сокращение нормальной продолжительности рабочего времени вводится в тех случаях, когда время

ежедневной работы во вредных условиях составляет не менее 50 % рабочего времени.

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты.

5.2 Производственная безопасность

При выполнении работ буровая установка является самым опасным местом на объекте и необходимо учитывать все опасные и вредные факторы, влияющие на персонал. Рассмотрим основные неблагоприятные факторы.

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием ГОСТ 12.0.003–2015. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены название характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные факторы на рабочем месте ЦСГО				
Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Геологическая документация горных выработок и скважин	Буровые работы	Обработка результатов работ	
1. Повышенный уровень общей и локальной вибрации	+	+	+	СП 51.13330.2011 Защита от шума; ГОСТ 31192.1-2004 Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека [1], [2].

Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные факторы на рабочем месте ЦСГО				
2. Недостаток освещения	+	+	-	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. [3]
3. Движущиеся части и механизмы	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-74 (СТ СЭВ 1085-78) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности [4] ГОСТ Р 12.4.026-2001. Государственный стандарт Российской Федерации. Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний [5]
5. Неблагоприятные климатические условия	+	-	+	СанПиН 2.1.3684-21 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [7] - документ не действует! ТК РФ Статья 109 Специальные перерывы для обогрева и отдыха [8]
6. Работа на высоте	+	+	+	ПОТ Р М-012-2000. Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте" (утв. Постановлением Минтруда РФ от 04.10.2000 N 68) [6]

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

При проведении буровых работ на нефтяном месторождении буровая бригада подвергается следующим **вредным и опасным** производственным факторам:

1. Повышенный уровень общей и локальной вибрации.

Уровень вибрации на рабочих местах осуществляется и регламентируется - ГОСТ 12.1.012-2004.

Основным источником вибрации на БУ является буровое оборудование, такое как: верхний силовой привод, вышечно- лебедочный блок, двигатели внутреннего сгорания, буровые насосы, а также вибросита ,гидродинамические нагрузки в линии манифольда БУ и др. Так как вибрация отрицательно сказывается на здоровье персонала, то у них могут возникать различные симптомы: нарушения вестибулярного аппарата, головокружения и т.д. При постоянном негативном воздействии данного фактора у персонала могут возникнуть хронические болезни. Значения нормируемых параметров определяется согласно ГОСТ 31192.2 и ГОСТ 31319. В таблице 5.2 предоставлены допустимые нормы вибрации.

Таблица 5.2 – Допустимые нормы вибрации

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

За соблюдением и выполнением установленных санитарных норм отвечает работодатель, либо ответственное лицо. В первую очередь осуществляется оценка возможных рисков, далее предпринимаются меры по их устранению. Для начала определяются источники и сила вибраций. Далее проектируются рабочие места с максимальным снижением вибрационной силы, используются материалы, конструкции, снижающие либо вибрацию, либо

воздействие вибрационных сил на персонал. Установленные нормы и правила для персонала, установленные руководством, должны контролироваться ответственными людьми, но и соблюдаться персоналом.

2. Недостаток освещения

Работа буровой установки не зависит от времени года, ни от времени суток. Работы производятся и в ночное время. По этой причине на буровой установлены нормы освещения.2.2.4.3359-16.

Зрение людей при недостатке света неизбежно будет падать, возникнут хроническое переутомление и усталость, утратится заинтересованность в результатах работы. При избытке света глаза тоже устают, возникают головокружения, особенно при последующем попадании в помещение с менее яркими светильниками. Итогом становится раздражительность, плохое настроение, падение работоспособности, невнимательность сотрудников.

Персонал обязан периодически присутствовать на буровой установке, для управления и контроля выполнения особо значимых технологических операций в процессе цикла строительства скважины. В таблице 5.3 предоставлены нормы освещенности в рабочей зоне.

Таблица 5.3 – Нормы освещенности в рабочей зоне (вагон-офис)

Характеристика зрительной работы	III разряд
Наименьший размер объекта, мм	0,3-0,5
Подразряд зрительной работы	V
Контраст объекта с фоном	средний
Характеристика фона	светлый
Норма освещенности комбинированная, лк	750
Норма освещенностиобщая, лк	200
Норма коэф. пульсации местного освещ, %	15
Норма коэф. пульсации общего освещ, %	10

Согласно правилам ПБНГП на БУ должно обеспечиваться освещение согласно таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Нормы освещенности в рабочей зоне (буровая установка)

Место ведения работ	Норма освещенности, лк
Блок ЦСГО	100

В обязанности работодателя и ответственного лица входит, контроль выполнения, соответствия уровня освещенности нормам на местах ведения работ. Также контролировать оборудование и места постоянного нахождения персонала, местное освещение, общее и аварийное освещение, согласно норм.

3. Движущиеся части производственного оборудования и механизмы

Рабочее место на буровой установке является повышенным опасным местом, здесь повышенный риск здоровью человека. Человек может получить ушиб, перелом при не правильном обращении с движущимися механизмами. Так же падения с высоты.

Основным источником опасности являются крупногабаритные оборудования, а также оборудования, предназначенные для их перемещения. Согласно ГОСТ 12.2.003-91: конструкция оборудования должна исключать возможность их самопроизвольного смещения, движущиеся части оборудования должны быть ограждены, должны быть установлены защитные устройства: предохранительные кожуха, ограждения, концевые выключатели. Так же по ГОСТ 12.4.026-2001 ремонт и обслуживание оборудования выполняется только с отключенном состоянии с использованием опознавательными сигнальными знаками. Персонал производящий ремонт должен иметь документ к допуску обслуживанию и ремонту оборудования.

Каждый из персонала находящийся на ОПО должен иметь специальные средства индивидуальной защиты, такие как: защитная - каска, очки, перчатки, специальная обувь и т.д., согласно климатическим условиям.

4. Работа на высоте

В состав рабочего состава буровой установки имеется рабочий верхового обслуживания.

Высота стола ротора буровой установки составляет в среднем 8 метров. Позиция верхового рабочего находится на высоте от 24 до 27 метров, поэтому к основным и особо серьезным рискам на БУ относится угроза падение верхового рабочего с высоты, что приводит к переломам, рваным ранам и в особо тяжелых случаях к летальному исходу.

Для снижения уровня опасности для работы верхового, к его рабочей площадке применяют ряд требований, таких как: иметь укрытие от неблагоприятных атмосферных условий, площадка должна быть шириной не менее 0,7 метров, с перилами высотой 1-1,25 метра, поверхность площадки должна быть выполнена из листовой стали с рифленой поверхностью. Выполнение работы за ограждением, производится исключительно с страховочными поясами и персоналом.

Исходя из вышеизложенного, а также для провидения всех работ безаварийно, без риска здоровья для всего персонала необходимо: чтобы каждый работник обладал соответствующей квалификацией согласно занимаемой должности или штатного расписания буровой бригады. К примеру, для верхового требуется иметь соответствующий разряд верхового, а также иметь разряд стропальщика соответствующего разряда.

5. Неблагоприятные климатические условия

Как описывалось ранее, процесс бурения производится круглогодично, а также в различных климатических и географических условиях. В некоторых районах страны в летнее время температура воздуха может достигать +40 °С, а при бурении в морях Северного ледовитого океана, либо в условиях крайнего севера до -65 °С. В таких условиях персонал подвергается риску получить переохлаждение и связанные впоследствии заболевания, либо тепловой удар. Исходя из этого, по нормам СанПиН 2.1.3684-21

«Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений», работодатель обязан обеспечить персоналу, благоприятный для выполнения работ, микроклимат.

В связи с этим коллективными средствами защиты против мороза в зимнее время года применяются: система отопления производственных помещений, оборудованные места для отдыха и обогрева персонала, защитные промышленные конструкции от атмосферных осадков, осуществлять плановое чередование труда и отдыха. В летний же период выполнения работ осуществляются с проветриванием и кондиционированием производственных помещений, обеспечить персонал питьевой водой.

В таблице 5.5 предоставлены метеорологические условия приостановки работ.

Таблица 5.5 – Метеорологические условия приостановки работ

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
0	-40
Неболее 5	-35
5.1-10	-25
10-15	-15
15,1-20	-5
Более 20	0

5.3 Экологическая безопасность

Охрана окружающей среды – это система мер, направленная на поддержание рационального взаимодействия между деятельностью человека и окружающей средой, обеспечивающая сохранение и восстановление природных богатств, разумное использование природных ресурсов, предупреждающая вредное влияние результатов деятельности общества на природу и здоровье человека.

Для организации охраны окружающей среды от негативного воздействия при строительных работах первоочередной задачей является определение конкретных источников негативного воздействия на основной

элемент окружающей природной среды рассматриваемой территории – на земельные и лесные ресурсы.

В таблице 5.6 представлены источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия.

Таблица 5.6 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при геологоразведочных работах

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Литосфера	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель
Атмосфера	Выброс в атмосферу выхлопных газов от автомобилей, а также от стационарных источников, такие как дизельная электростанция, склад ГСМ, спецтехника.	Проверка оборудования на прочность и герметичность. Соблюдение правил эксплуатации Оснащение системой контроля загазованности.
Гидросфера	Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, такие как хозяйственно-бытовые сточные воды.	Для приема и утилизации хозяйственно – бытовых сточных вод в пределах участка поисковых работ предусматривается использование септиков и надворных туалетов, которые будут располагаться за пределами водоохранных зон поверхностных водотоков.

В целях охраны и рационального использования земельных ресурсов при производстве СМР (строительно-монтажных работ) должны соблюдаться следующие основные требования к их проведению:

– недопущение захламления строительной зоны мусором, отходами изоляционных покрытий и других материалов, а также загрязнение ее горюче-смазочными материалами;

– использование парка строительных машин и механизмов, имеющих минимально возможное удельное давление ходовой части на подстилающие грунты, в целях снижения техногенного воздействия;

– своевременное и качественное выполнение всех природоохранных мероприятий, таких как противоэрозионные мероприятия и техническая рекультивация;

– использование природо- и ресурсосберегающих технологий проведения строительно-монтажных работ, позволяющих сократить потребность в древесине, песчано-гравийном грунте и др.;

– рациональное использование материальных ресурсов, снижение объема отходов производства с их последующей утилизацией или обезвреживанием.

По окончании реконструкции земли подлежат рекультивации, которая заключается в приведении земель в состояние, пригодное для их дальнейшего использования по назначению. Рекультивация земель является одной из важнейших составляющих комплекса мероприятий по восстановлению природных ресурсов.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией при полевых геологических работах является возникновение лесного пожара. При выполнении полевых работ, для предотвращения пожаров и их последствий, должны соблюдаться требования пожарной безопасности, изложенные в

«Правилах пожарной безопасности в лесах», установленные постановлением правительства РФ от 30.06.2007 N 417 (с изменениями на 14.04.2014).

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы: [15]

- 1) предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- 2) ограничение сферы распространения огня;
- 3) обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;
- 4) создание условий для эффективного тушения пожара.

Все работы будут выполняться в соответствии с требованиями нормативных документов в области охраны труда и промышленной безопасности: Трудовым кодексом Российской Федерации от 30 декабря 2001 г. N 197-ФЗ (ТК РФ), ЕПБ при разработке месторождений открытым способом (ПБ 03-498-02 утв. Постановлением Госгортехнадзора РФ от 09.09.2002 г. N 57), Правилами безопасности при геологоразведочных работах (Санкт-Петербург 2005 г.), а также «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно ГОСТ 12.1.004-91. Внешнее оформление и указательные знаки для определения мест расположения первичных средств пожаротушения должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.4.009-83.

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное (без заградительных щитков) воздействие отопительных и нагревательных приборов. Ручные огнетушители должны размещаться:

Класс пожара в случае возгорания буровой установки– В2, горение неполярных жидкостей, которые являются легковоспламеняемыми и/или

горючими; под воздействием высоким температур они имеют свойство плавиться. Сюда относятся масла, бензин, мазут, керосин, ряд полимерных материалов.

Настоящий Федеральный закон принимается в целях защиты жизни, здоровья, имущества граждан и юридических лиц, государственного и муниципального имущества от пожаров, определяет основные положения технического регулирования в области пожарной безопасности и устанавливает общие требования пожарной безопасности к объектам защиты (продукции), в том числе к зданиям и сооружениям, производственным объектам, пожарно-технической продукции и продукции общего назначения. Технические регламенты, принятые в соответствии с Федеральным законом от 27 декабря 2002 года N 184-ФЗ "О техническом регулировании" (далее - Федеральный закон "О техническом регулировании"), не действуют в части, содержащей требования пожарной безопасности к указанной продукции, отличные от требований, установленных настоящим Федеральным законом. Классы пожаров А В С Е.

Первичные средства пожаротушения – Огнетушитель, водяная помпа, песок.

Вывод

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены и проанализированы вредные и опасные производственные факторы, которые присутствуют в зоне буровой установки, соответствие фактических значений нормативным документам, предложены мероприятия по снижению их воздействия на работающих.

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.

Согласно СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности», буровая установка относится к категории А (повышенная взрывопожароопасность) [17] и относится к объектам I категории, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду [18].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе показана актуальность, теоретическая и практическая часть рассматриваемой темы. Это сделано во введении и в первой главе. Основную же часть данной работы занимает ее техническая часть, а именно вторая глава в ней подробно рассмотрены и показано проектирование конструкции скважины с обоснованием конструкции эксплуатационного забоя, построением совмещенного графика давлений, определением числа обсадных колонн и глубины их спуска, а также выбором интервалов цементирования с расчетом диаметров скважины и обсадных колонн, а также проектированием обвязки обсадных колонн. Далее было рассмотрено проектирование процессов углубления скважины, произведен выбор способа бурения, выбор породоразрушающего инструмента с расчетами осевой нагрузки на долото и частоты его вращения, произведен расчёт необходимого расхода бурового раствора, осуществлен обоснованный выбор типа забойного двигателя с проектированием и расчетом компоновок бурильной колонны, а также обоснованием типов и компонентного состава буровых растворов, была произведена разработка гидравлической программы промывки скважины, показаны технические средства и режимы бурения при отборе керна. Также в данной главе было рассмотрено проектирование процессов заканчивания скважин с расчетом обсадных колонн на прочность и выбором их технологической оснастки, было произведены расчеты и обоснования параметров цементирования скважины, показано проектирование процессов испытания и освоения скважины и совершен выбор буровой установки.

Проведенный в данной работе анализ горно-геологических условий бурения соответствует созданию качественной конструкции скважины со всеми необходимыми сооружениями и с учетом высокого пластового давления.

Для эффективного строительства в работе были спроектированы возможные и оптимальные параметры режима бурения, рассчитаны на прочность и подобраны компоновки бурильной колонны. Был изучен опыт строительства данных скважин в имеющемся регионе, это было проведено с

учетом крепости пород. Также были выбраны долота: для бурения под направление и кондуктор - шарошечные, а для бурения под техническую и эксплуатационную колонны - PDC долота. УБТ обеспечивает сохранность вертикальности ствола скважины.

В работе были подобраны оптимальные режимы работы буровых насосов, необходимые типы, подходящий компонентный состав и точные параметры бурового раствора, что было сделано с помощью разработки гидравлической программы промывки. Для минимизации возможных осложнений для всех строений были спроектированы необходимые в зависимости от самих строение и имеющихся условий буровые растворы, например, полимер-глинистый буровой и биополимерный буровой раствор, имеющий естественную проницаемость выше 85 %.

Применения бурильной головки PDC, а также сборка трех секций керноотборного снаряда для отбора керна за один рейс решали задачу увеличения выноса керна.

В работе был произведен расчет обсадных колонн на прочность, что помогло подобрать характеристики обсадных колонн, необходимых в данном конкретном случае. Для обеспечения прочности эксплуатационная колонна была спроектирована двухсекционной с подходящей группой прочности E. А для увеличения герметичности выбраны трубы ОТТМ.

Также для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирование эксплуатационной колонны был выбран двухступенчатый способ. Подобраны рецептуры жидкостей цементирование. В качестве буферной жидкости для улучшения смыва глинистой корки используются два состава. С целью уменьшения стоимости проекта выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется с помощью кумулятивной перфорации. Для проведения испытания скважины спроектирован пластоиспытатель, спускаемый на трубах **КИИ-95/146**.

Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из пластовых давлений, было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1-14-146х245 К1 ХЛ, ОП5-230/80х35, АФ2-80/65х35.

Для проведения работ выбрана буровая установка БУ –УралМаш 3-Д-86, соответствующая допустимой максимальной грузоподъёмности.

Внимательно рассмотрено применение циркуляционных переводников. Анализ ассортимента разных производителей показал их положительные и отрицательные стороны, были выявлены максимально эффективные модификации.

Таким образом первоначально поставленные задачи выполнены. Спроектирована конструкция скважины, процессы её углубления и процессы заканчивания. Произведен анализ циркуляционных переводников и составлена нормативная карта строительства, а также произведен расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины. И сделан анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Таким образом, в данной работе разработаны оптимальные технологические проектные решения для создания вертикальной разведочной скважины глубиной 2860 м на рассматриваемом месторождении в Томской области. Спроектированные технологические решения соответствуют существующим требованиям производственной и экологической безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92с.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.
5. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018года.
6. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотопливаемых помещениях.
7. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
8. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
9. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.
10. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

11. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.
12. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.
13. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
14. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 N 28222) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).
15. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.
16. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.
17. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
18. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
19. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).
20. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».
21. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.
22. Постановление Правительства РФ от 21.03.2017 N 316 «О внесении изменения в пункт 218 Правил противопожарного режима в Российской Федерации».
23. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

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

25. Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019) «О проведении рекультивации и консервации земель».

26. ВРД 39-1.13-057-2002 Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин.

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

28. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

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

30. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).

31. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях».

32. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.

33. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.

34. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.

35. СНиП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

36. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности»

37. Васильев, С. Г. Основные проблемы качественного спуска обсадной колонны / С. Г. Васильев, А. Л. Болдырев, Р. К. Бакиев.

38. Предупреждение и ликвидация аварий с обсадными колоннами при строительстве скважин / Меринов Иван Андреевич, Савенок Ольга Вадимовна

39. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.

40. Осложнения при спуске обсадных колонн – Смирнов О.О. Сафин А.А.

41. Пятибратов А.Ю. Системы спуска обсадных колонн // Инструмент и оборудование. – 2018. № 3.

42. Кейн С.А., Окатьев Д.О., Плеханов И.Н. О перспективах применения метода флотации при спуске обсадных колонн // Техника и технология бурения. – 2015. № 9.

43. Применение технологии бурения на обсадных трубах для вскрытия продуктивных горизонтов углеводородных месторождений, Малюков В.П. Траоре М.А.

44. Managed-Pressure Drilling With Dynamic Annular Pressure-Control System Proves Successful in Redevelopment Program on Auger TLP in Deepwater Gulf of Mexico. Paper presented at the IADC/SPE Managed Pressure Drilling & Underbalanced Operations, Galveston, Texas, U.S.A., March 2007.

45. MPD is a good well control tool, but questions remain [Innovating While Drilling®](#), [New Safety and ESG](#) Apr 21, 2015

Приложение А

Горно-геологические условия бурения скважины

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

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернозности в интервале	Угол залегания пластов
от	до	мощность	название свиты	индекс		
1	2	3	4	5	6	7
0	40	40	Четвертичные отложения	Q	1,5	0
40	90	50	Туртасская свита	P _{3/3}	1,5	0
90	175	85	Новомихайловская свита	P _{3/2}	1,5	0
175	280	102	Атлымская свита	P _{3/1} -P _{3/2}	1,5	0
280	450	170	Тавдинская свита	P _{2/3} -P _{3/1}	1,5	0
450	650	200	Люлинворкая свита	P ₂	1,5	0
650	750	100	Талицкая свита	P ₁	1,3	0
750	805	55	Ганькинская свита	K ₂	1,3	0
805	935	130	Березовская свита	K ₂	1,3	0
935	950	15	Кузнецовская свита	K ₂	1,3	0
950	1750	800	Покурская свита	K ₁ -K ₂	1,1	0°30"
1750	1840	90	Алымская свита	K ₁	1,1	0°30"
1840	2035	195	Сангопайская свита	K ₁	1,1	0°30"
2035	2310	275	Усть-Балыкская свита	K ₁	1,1	0°30"
2310	2722	412	Сортымская свита	K ₁	1,1	0°30"
2722	2754	32	Баженовская свита	J ₃	1,1	1°30"
2754	2755	1	Георгиевская свита	J ₃	1,1	1°30"
2755	2815	60	Васюганская свита	J ₃	1,1	1°30"
2815	2855	35	Тюменская свита	J ₁₋₂	1,1	до 2°

Таблица А. 2 Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале, %
1	2	3	4	5
Q	0	40	глина	70
			песчаник	30

P _{3з}	40	90	глина	60
			песчаник	35
			алевролит	5
P _{3/2}	90	175	глина	50
			песчаник	32
			уголь	8
			алевролит	10

Продолжение таблицы 2..

P _{3/1} -P _{3/2}	175	280	песчаник	75
			уголь	25
P _{2/3} -P _{3/1}	280	450	глина	90
			алевролит	10
P ₂	450	650	глина	100
P ₁	650	750	глина	92
			песчаник	8
K ₂	750	805	глина	78
			известняк	22
K ₂	805	935	глина	100
K ₂	935	950	глина	87
			алевролит	8
			песчаник	5
K ₁ -K ₂	950	1750	глина	65
			алевролит	17
			песчаник	18
K ₁	1750	1840	аргиллит	60
			песчаник	40
K ₁	1840	2035	песчаник	60
			аргиллит	20
			алевролит	20
K ₁	2035	2310	песчаник	30
			аргиллит	50
			алевролит	20
K ₁	2310	2722	песчаник	50
			аргиллит	25
			алевролит	25
J ₃	2722	2754	аргиллит	80
			глина	20
J ₃	2754	2775	аргиллит	80

			алевролит	5
			песчаник	15
J ₃	2755	2815	песчаник	50
			аргиллит	40
			известняк	10
J ₁₋₂	2815	2855	аргиллит	20
			алевролит	15
			песчаник	60
			уголь	5

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

Индекс стратиграф. подразделения.	Интервал, м.		Краткое название горной породы.	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Трещеноватость	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород	
	от	до							По буримости	Породы промышленной классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	40	глина	2,0	25-30	-	100	X	I-II	мягкая
			песчаник	2,0	10	-	90	IV		
P _{3з}	40	90	глина	2,4	30	-	100	X	I-II	мягкая
			песчаник	2,1	20	-	20	IV		
			алевролит	2,2	30	-	100	X		
P _{3/2}	90	175	глина	2,3	30	-	100	IV	I-III	мягкая
			песчаник	2,1	25	-	50	X		
			уголь	1,5	-	-	10	V		
			алевролит	2,2	20	-	20	X		
P _{3/1} -P _{3/2}	175	280	глина	2,35	25	-	100	IV	I-III	мягкая
			песчаник	2,1	25	-	20	X		
			уголь	1,5	-	-	10	V		
			алевролит	2,3	20	-	20	X		
P _{2/3} -P _{3/1}	280	450	глина	2,35	20	-	100	IV	I-III	мягкая
P ₂	450	650	песчаник	2,1	22	-	20	VIII	I-III	мягкая
			глина	2,3	20	-	100	IV		
P ₁	650	750	глина	2,35	20	-	100	V	I-IV	Мягкая- средняя
			известняк	0,8	2	-	-	X		
K ₂	750	805	глина	2,25	16	-	100	IV	I-IV	Мягкая

K ₂	805	935	песчаник	2,2	22	-	30	III	I-IV	Мягкая
			глина	2,3	17	-	100	VI		
			алевролит	2,3	20	-	10	X		

Продолжения таблицы 3

K ₂	935	950	песчаник	2,2	21	-	10	III	I-IV	Мягкая- средняя
			глина	2,3	16	-	100	VI		
			алевролит	2,2	20	-	20	X		
K ₁ -K ₂	950	1750	глина	2,35	16	-	100	V	I-V	Мягкая- средняя
			песчаник	2,2	32	0,5	2,5	III-VIII		
			алевролит	2,3	20	-	2	IX		
K ₁	1750	1840	песчаник	2,2	22	-	5	X	I-V	средняя
			алевролит	2,3	20	-	20	VI		
K ₁	1840	2035	песчаник	2,18	25	0,25	7-14	III-VIII	I-V	средняя
			алевролит	2,3	20	-	300	VI		
			аргиллит	2,4	16	-	100	IV		
K ₁	2035	2310	песчаник	2,2	22	-	5	III-VIII	I-V	средняя
			алевролит	2,3	10	-	30	VI		
			аргиллит	2,4	15	-	100	IV		
K ₁	2310	2722	песчаник	2,2	22	0,15	9-15	III-VIII	I-V	средняя
			алевролит	2,3	15	-	25	VI		
			аргиллит	2,4	5	-	100	IX		
J ₃	2722	2754	аргиллит	2,4	15	-	100	IX	I-V	средняя
			глина	2,3	15	-	100	X		
J ₃	2754	2755	аргиллит	2,4	15	-	100	IX	I-V	средняя
			алевролит	2,3	15	-	30	VI		

			песчаник	2,15	17	-	5	III-VIII		
J ₃	2755	2815	песчаник	2,2	20	0,02	5	III-VIII	I-V	средняя
			аргиллит	2,4	15	-	100	X		
			известняк	2,1	2	-	-	V		
J ₁₋₂	2815	2855	песчаник	2,18	17	0,01	6-21	III-VIII	I-V	Средняя
			аргиллит	2,45	10	-	100	IV		
			алевролит	2,45	15	-	30	VI		
			уголь	1,4	-	-	-	V		

Таблица А.4- Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подраздела	Прогнозируемый интервал, м		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
	от	до	Пластового, (кгс/см ²)/м		Порового, (кгс/см ²)/м.		Гидроразрыва, (кгс/см ²)/м		Горного, (кгс/см ²)/м.		
			от	до	От	До	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q – P _{2/3}	0	450	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0	0,22	13
P _{2/3} - K ₂	450	975	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,23	0,23	44
K ₂ – K ₁	975	1865	0,100	0,100	0,100	0,100	0,18	0,18	0,23	0,23	57
K ₁	1865	1900	0,100	0,100	0,100	0,100	0,16	0,16	0,23	0,23	57
K ₁ - J ₃	1900	2722	0,100	0,100	0,100	0,100	0,16	0,16	0,23	0,23	68
J ₃	2722	2815	0,102	0,102	0,100	0,102	0,16	0,16	0,23	0,23	83
J ₁ - J ₂	2815	2855	0,102	0,102	0,102	0,102	0,16	0,16	0,23	0,23	86

Характеристика газонефтеводоносности месторождения представлена в таблице 5

Таблица А.5-Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс страти графи ческог о подраз делени я	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
К ₁ (АС ₄₋₆)	1852	1900	Поров.	913	25	51	-
К ₁ (БС ₁₀)	2340	2350	Поров.	803	55	49	-
J ₁ – J ₂	2815	2825	Поров.	840	105	18	-
Водоносность							
К ₂ -К ₁	950	1750	Поров.	1012	1200-1500	-	Минерализ. – 18 г/л. Хим. состав (преоб.: Cl ⁻ - 98 %, Na ⁺ - 91%)
К ₁ (АС ₄)	1905	1908	Поров.	1004	5		Поддержание пластового давления АС ₄ . Минерализ. – 18,14 г/л. Хим. состав (преоб.: Cl ⁻ - 97,82 %, Na ⁺ - 95,73%)
К ₁ (БС ₁₀)	2355	2360	Поров.	1001	10		Поддержание пластового давления БС ₁₀ . Минерализ. – 16,9 г/л. Хим. состав (преоб.: Cl ⁻ - 98 %, Na ⁺ - 94,13%)

Таблица А.6-Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфическо го подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q – P _{2/3}	0	450	Поглощение бурового раствора	Интенсивность –до 5 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.
Q – P _{2/3}	0	450	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности. Длительные простои при бурении.
Q – P _{2/3}	0	450	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектного. Плохая очистка ствола скважины от шлама.
P _{2/3} -K ₁	450	1750	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности. Длительные простои при бурении.
P _{2/3} -J ₁₋₂	450	2850	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектного. Плохая очистка ствола скважины от шлама. Сужение ствола скважины.
K ₂ -K ₁	950	1750	Поглощение бурового раствора	Интенсивность –до 7 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.
K ₁ -J ₁₋₂	1840	2850	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности. Длительные простои при бурении

K ₁ -J ₁₋₂	1840	2850	Поглощение бурового раствора	Интенсивность –до 3 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.
K ₁ (AC ₄)	1840	1900	Нефтегазопроявление	Нефтегазопроявление с плотностью флюида 0,913 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.
K ₁ (BC ₁₀)	2330	2340	Нефтепроявление	Нефтепроявление с плотностью флюида 0,803 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.
J ₂₋₁ (ЮС ₂)	2810	2830	Нефтепроявление	Нефтепроявление с плотностью флюида 0,840 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.

Приложение Б

Технологическая часть проекта

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-50 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Суммарный вес, кг
Бурение под направление (0–50 м)					
1	БТ6916МА- 095	0.466	393.7	–	250
2	Переводник Н-177/161	0.538		101	61
3	УБТС2-203	0.42	241	100	8988
4	Переводник П-161/162	0,53	185	101	90
5	ПК- 127x9,19 Е	48	197	89	196
сумма	50				9585

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50-600 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Суммарный вес, кг
Бурение под кондуктор (50–600 м)					
1	БТ7713МНА-039	0,3	295,3	–	35
2	Переводник П-152/152	0,517	240	–	93
3	К 295 МС	0,9	240	–	114
4	Переводник М-152/171	0,517	203	55	60
5	Д-240РС	10,1	241	80	2547
6	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	393,7	80	105
7	Обратный клапан КОБ-240РС	0,375	229	100	43
8	Переводник П-163/152	0,521	203	101	87
9	К 295 МС	0,9	178	80	114
10	Переводник П-163/161	0,521	225	100	87
11	УБТС2-203	24	127	108,6	5352
12	Переводник П-161/147	0,517	155	80	60

13	УБТС2-178	48	155	72	7488
14	Переводник П-147/162	0,527	127	82,6	63
15	ПК-127х9,19 Е	512	127	82,6	15979,18
Сумма:		600			29230,175

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (600-2860

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Суммарный вес, кг
Бурение под эксплуатационную колонну (600-2860 м)					
1	БТ9913МНА- 043	0,2	215,9	–	20
2	Переводник П-117/133	0,47	195	–	37
3	К 190,5 С	0,4	172	66	58
4	Переводник М 133-117	0,457	176	55	30
5	D500 1/2 LOVE	6	178	80	712
6	Переливной клапан ПК- 172РС	6	178	78	103
7	Обратный клапан КОБ 172РС	0,93	215	70	98

8	ЯС SG-120	5,5	178	58	320
9	Переводник П-133/147	0,51	178	80	31
10	УБТС2-146	100	171,4	80	9700
11	Переводник П-147/162	0,527	172	76,2	63
12	ПК-127x9,19 Е	2779	127	108,6	86745
Сумма:		2860			98193

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна (2805-2835 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Суммарный вес, кг
1	У-9-190,5/100 SCD 4 CN	0,2	190.5	100	20
2	КС-164/100	12	164	100	850
3	Переводник П102x86	0,35	102	86	31
4	УБТС-178-8	64	178	80	4064
5	Переводник П147x162	0,5	171,4	80	60
6	127x9,19 Е	2757,95	127	108,6	58032
Сумма:		2835			63053

ПК

Таблица Б.5– Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2860 м.

Таблица 7

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	50	50	393,7	303,9	1,5	9,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =0,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =5,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} =0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 0
Объем раствора к приготовлению:						V_{бр} =60,3
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					
50	600	600	295,3	303,9	1,5	60,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =1,6
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =35,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} =2,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 27,1
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V_{бр}=144,9
Объем раствора к приготовлению:						V₃ =153,3
ЭКС колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
600	2860	2860	190,5	170,5	1,1	94,5

Расчетные потери бурового раствора при фильтрации	$V_{\text{фил}}=0,4$
Расчетные потери бурового раствора при очистке	$V_{\text{пот}}=47,4$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО	$V_{\text{спо}} =16,2$
Объем раствора в конце бурения интервала	$V_2 =47,3$
Общая потребность бурового раствора на интервале:	$V_{\text{бр}}=262,2$
Объем раствора к приготовлению:	$V_3'=236,5$

Таблица Б.6 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
каустическая сода	регулятор pH	25	59,40	2,38	153,32	6,13	236,51	9,46	449,24	19,00
глины ПБМБ	структурообразователь	1000	4158,23	4,16	1533,24	1,53	2365,13	2,37	8056,60	9,00
кальценированная сода	регулятор жесткости	25	59,40	2,38	153,32	6,13	236,51	9,46	449,24	19
рaсhv	высоковязкий понезитель фильтрации	25		0	61,33	2,45	94,61	3,78	155,93	6
geolub	смазочная добавка	172		0	766,62	4,46	1182,57	6,88	1949,19	11
paкlv	низко вязкий понезитель фильтрации	25		0	18,40	0,74	23,65	0,95	42,05	2
барит	утяжелитель	1000	7449,17	7,45	19226,82	19,23	29658,79	29,66	56334,77	57
ПАВ ОП-10	Сниж. Поверх. Натяж. границы фаз	28		0		0	236,51	8,45	236,51	9