

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 3220 МЕТРОВ НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m3220)(571.12)

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Наумов Никита Сергеевич		15.06.2022

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		15.06.2022

Консультант ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	-		15.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н.		16.06.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		16.06.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		17.06.2022

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием <i>современных образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной тематике</i> , организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для <i>составления проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

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	Наумов Никита Сергеевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3220 метров на нефтегазовом месторождении (Тюменская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 39-39/с от 08.02.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменской 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 скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); • Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки. • Анализ технологии бурения скважин с большим отходом от вертикали

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Кашук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Мезенцева Ирина Леонидовна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Анализ технологии бурения скважин с большим отходом от вертикали	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

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	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		09.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Наумов Никита Сергеевич		09.02.2022

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Наумов Никита Сергеевич

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»:

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<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>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	09.02.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н.		09.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Наумов Никита Сергеевич		09.02.2022

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Наумов Никита Сергеевич

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 3220 МЕТРОВ НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования – нефтяное месторождение Тюменской области и проект СМР (строительно-монтажных работ) нефтяной скважины.</i></p> <p><i>Область применения: строительство разведочной нефтяной скважины и разработка проекта СМР.</i></p> <p><i>Рабочая зона: балкон верхового рабочего</i></p> <p><i>Размеры помещения: ширина 750мм, борта 150мм</i></p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: Подсвечник(2шт), Лебедка(1шт), Будка верхового(1шт), Люлька (1шт)</i></p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: СПО(Спуско Подъемные Операции)</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс РФ – 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».
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов 	<p><i>Вредные производственные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; – Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;

	<p>– Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p> <p><i>Опасные производственные факторы:</i></p> <p>– Повышенное значение напряжения в электрической цепи;</p> <p>– Расположение рабочего места на значительной высоте от земли.</p> <p><i>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i></p> <p>– Искусственное освещение;</p> <p>– Спецодежда, спецобувь с повышенным тепловым сопротивлением, защитные маски для лица;</p> <p><i>Измерительные штанги, изолирующие клещи, электроизмерительные инструменты, диэлектрические перчатки.</i></p>
3. Экологическая безопасность:	<p><i>Воздействие на селитебную зону: строительство нефтяной скважины осуществляется в отдаленных от жилых зон регионах, влияние отсутствует.</i></p> <p><i>Воздействие на литосферу: уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель.</i></p> <p><i>Воздействие на гидросферу: Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, такие как хозяйственно-бытовые сточные воды.</i></p> <p><i>Воздействие на атмосферу: выброс в атмосферу выхлопных газов от автомобилей, а также от стационарных источников.</i></p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p><i>Возможные ЧС: возникновение ГНВП, возгорание торфяных болот, лесные пожары.</i></p> <p><i>Наиболее типичная ЧС: возникновение ГНВП.</i></p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	09.02.2022
--	------------

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
3-2Б7В	Наумов Никита Сергеевич		09.02.2022

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 111 страницы без учета приложений, 8 рисунков, 49 таблиц, 42 литературных источника, 2 приложения.

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

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 3220 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3220 м на месторождении Тюменской 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 Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

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:

ГТН – геолого-технический наряд;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

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

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1 Горно-геологические условия бурения скважины.....	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины.....	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади).....	15
1.3 Зоны возможных осложнений.....	16
2 Технологическая часть проекта.....	17
2.1 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.....	20
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	20
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн.....	21
2.2 Проектирование процессов углубления скважины.....	23
2.2.1 Выбор способа бурения.....	23
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	23
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото.....	25
2.2.4 Расчет частоты вращения долота.....	25
2.2.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора.....	26
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	28
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны.....	29
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	31
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	37
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.....	49
2.4	Выбор буровой установки.....	52
3	Анализ технологии бурения скважин с большим отходом от вертикали.....	53
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение.....	68
4.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	69
4.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования.....	69
4.1.2	Анализ конкурентных технических решений.....	70
4.1.3	Технология QuaD.....	71
4.1.4	SWOT – анализ.....	73
4.2	Планирование научно–исследовательских работ.....	76
4.2.1	Структура работ в рамках научного исследования.....	76
4.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения.....	77
4.3	Бюджет научно–технической разработки.....	82
4.3.1	Расчет материальных затрат НТИ.....	82
4.3.2	Расчет амортизации специального оборудования.....	83
4.3.3	Основная заработная плата исполнителей работы.....	84
4.3.4	Дополнительная заработная плата исполнителей работы.....	86
4.3.5	Отчисления во внебюджетные фонды.....	86
4.3.6	Накладные расходы.....	87
4.3.7	Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы.....	88
4.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	89
5	Социальная ответственность.....	94
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	95
5.2	Производственная безопасность.....	95

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	96
5.3 Экологическая безопасность.....	100
5.3.1 Защита атмосферы.....	101
5.3.2 Защита литосферу.....	102
5.3.3 Защита гидросферы.....	102
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	105
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	107
Приложения А.....	111
Приложения Б.....	117

ВВЕДЕНИЕ

Проектирование скважин сопряжено с большим уровнем неопределенности, поскольку по простиранию свойства горных пород и их состав могут меняться. При бурении разведочных скважин этот уровень неопределенности еще выше, т.к. информации о площади, на которой сооружается скважина, собрано минимальное количество. И бурение разведочных скважин – это один из способов получения информации о разрезе. При проектировании необходимо учесть вероятность осложнений и предусмотреть превентивные мероприятия для обеспечения максимально эффективного и экономически выгодного бурения.

Разрез скважины представлен горными породами: алевролитами, доломитами, интрузивами долеритов, каменной солью, известняками, аргиллитами и песчаниками. По механическим свойствам горные породы изменяются от мягких, средних по твердости до крепких, что определяет выбор породоразрушающего инструмента и параметры режима бурения. В разрезе выделен нефтяной продуктивный пласт, при этом он должен быть вскрыт скважиной, т.к. она имеет разведочный статус.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3220 м на нефтяном месторождении с учетом данных горно-геологических условий.

1 Горно-геологические условия бурения скважины

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов. Данные представлены в таблице 1. Также в подразделе идет речь о литологической характеристике и физико-механических свойствах горных пород по разрезу скважины, данные представлены в приложении А.1. Сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования представлены в приложении А.2.

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град	азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7
0	40	Четвертичная система	P ₃ chr	0	–	1,4
40	120	Черталинская свита	P ₃ trt	0	–	1,4
120	218	Тавдинская свита	P ₂ ll	0	–	1,4
218	324	Люлинверская свита	P ₁ tl	0-5	–	1,4
324	426	Талицкая свита	K ₂ gn	0-5	–	1,4
426	520	Ганькинская свита	K ₂ sl	0-5	–	1,4
520	552	Славгородская свита	K ₂ ip	0-5	–	1,4
552	678	Ипатовская свита	K ₂ kz	0-5	–	1,4
678	685	Кузнецовская свита	K ₁₋₂ pk	0-5	–	1,4
685	1495	Покурская свита	K ₁ kls	0-5	–	1,4
1495	2095	Киялинская свита	K ₁ tr	0-5	–	1,3
2095	2160	Тарская свита	K ₁ klm	0-5	–	1,1
2160	2440	Куломзинская свита	J ₃ bg	0-5	–	1,1
2440	2465	Баженовская свита	J ₃ vs	0-5	–	1,1
2465	2555	Васюгинская свита	J ₃ tm	0,5	–	1,1
2555	2853	Тюменская свита	Pz	0-5	–	1,2
2853	3230	Палеозой (вскрытая)	P ₃ chr	0-5	–	1,3

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоводоносности месторождения представлены в таблице 2. Характеристики водоносности представлены в приложении А.3.

Таблица 2 – Характеристика нефтегазоводоносности

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³ . Относительная плотность газа по воздуху	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					
Нефтеносность							
Pz	2993	3190	трещинно-поровый	0,750	255	33-155	-
Водоносность							
Q+P	0	440	поровый	1,0	20-100	-	да.
K ₁₋₂	440	1590	поровый	1,004-1,009	195-500	-	нет. Степень минерал. - 8-10г/л, Cl ⁻ -3385-5500мг; SO ₄ -17-24мг; HCO ₃ ⁻ - 85-170мг; Na ⁺ - 200-3500мг; Mg ⁺⁺ - 33-73мг; Ca ⁺⁺ - 180-340мг
K ₁ (kl+tr)	1590	2300	поровый	1,01-1,014	100-200	-	нет. Степень минерал. - 10-17г/л, Cl ⁻ - 9500мг; SO ₄ -160мг; HCO ₃ ⁻ - 300мг; Na ⁺ - 8800мг; Mg ⁺⁺ - 150мг; Ca ⁺⁺ - 1500мг

Продолжение таблицы 2

K ₁ (klm)	2300	2580	поровый	1,012- 1,018	до 100	-	нет. Степень минерал. - 20г/л, Cl ⁻ - 1200мг; SO ₄ ⁻ - 250мг; HCO ₃ ⁻ - 320мг; Na ⁺ - 6600мг; Mg ⁺⁺ - 25мг; Ca ⁺⁺ - 2020мг
J ₃ vs	2605	2695	поровый	1,020	3-46	-	нет. Степень минерал. - 30- 40г/л, Cl ⁻ - 1500мг; SO ₄ ⁻ - 320мг; HCO ₃ ⁻ - 800мг; Na ⁺ - 9500мг; Mg ⁺⁺ - 120мг; Ca ⁺⁺ - 800мг
J ₂ tm	2695	2993	поровый	1,02	0-14	-	нет. Степень минерал. - 29- 40г/л, Cl ⁻ - 1680мг; SO ₄ ⁻ - 250мг; HCO ₃ ⁻ - 600мг; Na ⁺ - 11000мг; Mg ⁺⁺ - 250мг; Ca ⁺⁺ - 460мг

1.3 Зоны возможных осложнений

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

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 2.1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

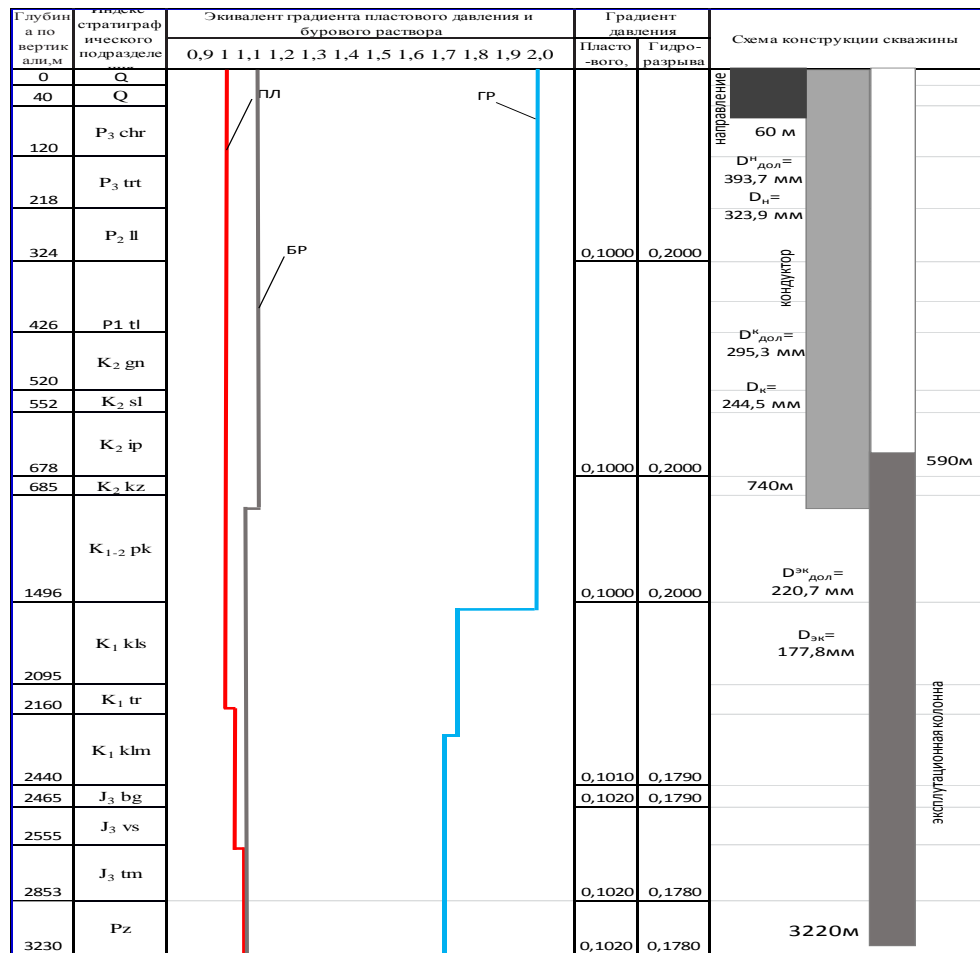


Рисунок 2.1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

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 (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине 40 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 60 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти.

В моём варианте имеется один пласт: с нефтью, поэтому необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны и выбрать наибольшее значение.

Таблица 3 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	Pz
Глубина кровли продуктивного пласта, м ($L_{кр}$)	2993
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,102
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{грп}$)	0,2
Относительная плотность газа по воздуху, ($\gamma=$)	0,74
Расчетные значения	
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	305,29
Основание натурального логарифма (e^s)	2,70
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{конд min}$)	740
Требуемый запас	1,10
Принимаемая глубина, м	980

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 водоносные пласты, то для расчета кондуктора берутся данные по водоносности. Кондуктор спускается на 740 м, чтобы перекрыть интервалы залегания глин (приложение А, таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины).

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще по 10 м, на каждую 1000 м глубины скважины. Исходя из этого, ЗУМППФ будет составлять 30 м. Спуск эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 3220 м.

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

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

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

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважин. Значит, интервал цементирования составляет 2630 м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбирается диаметр эксплуатационной колонны равный 177,8 мм.

Исходя из размера обсадной трубы равной 177,8 мм, узнается наружный диаметр соединительной муфты равной 194,5 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 177,8 мм равняется 20 мм. Значит, диаметр долота под эксплуатационную колонну считается по формуле:

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

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:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 214,5 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 215,9 мм.

Внутренний диаметр кондуктора колонны рассчитывается по формуле:

$$D_{\text{к вн}} = D_{\text{эк д}} + (10 \div 14), \quad (2)$$

где $D_{\text{эк д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм;

(10÷14) – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

$$D_{к\text{ вн}} = 225,9 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 244,5 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 269,9 мм.

Далее по аналогичным формулам рассчитываются диаметры под остальные колонны.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

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

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - (\rho_{\text{н}} * g * H_{\text{кр}})/1000000, \quad (3)$$

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

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, кг/м³;

g – ускорение свободного падения;

$H_{\text{кр}}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

$$P_{\text{му н.пл.}} = 283,27 \text{ МПа.}$$

Так как расчетное $P_{\text{му}} < P_{\text{нас}}$ (см. «Нефтеносность по разрезу скважины») $P_{\text{нас}} = 31,9$ МПа, то максимальное давление на устье рассчитывается по формуле

$$P_{\text{му}} = \frac{P_{\text{нас}}}{e^s}, \quad (4)$$

где e – основание натурального логарифма;

s – степень основания натурального логарифма.

$$P_{\text{му н.пл.}} = 25,75 \text{ МПа.}$$

Для газовых пластов величина максимального устьевого давления считается по формуле:

$$P_{\text{му}} = \frac{P_{\text{пл}}}{e^s}, \quad (5)$$

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

s – степень основания натурального логарифма.

$$P_{\text{му 1 пл.}} = 21,92 \text{ МПа};$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{ГНВП}} = k * P_{\text{му}}, \quad (6)$$

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

$$P_{\text{ГНВП 1 пл.}} = 283,27 \text{ МПа};$$

Давления опрессовки определяется по формуле:

$$P_{\text{оп}} = k * P_{\text{ГНВП}}, \quad (7)$$

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

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

$$P_{\text{оп 1 пл.}} = 11 \text{ МПа};$$

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: ОКК1-14-177,8x244,5 К1 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, и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-60	Направление	Роторный
60-740	Кондуктор	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
740-3220	Эксплуатационная колонна	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2983-3180	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 строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал, м		0-60	60-740	740-3220	2983-3180
Шифр долота		БТ6916М А-095	БТ7713М НА 039	БИТ 220,7 ВТ 416 У	БИТ 220,7 ВТ 613
Тип долота		PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	220,7	220,7
Тип горных пород		М	М	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152	3-161	3-117	3-161
	API	7 ⁵ / ₈ reg	6 ⁵ / ₈ reg	4 ¹ / ₂ reg	8 ¹¹ / ₁₆ reg
Длина, м		0,4	0,3	0,2	0,1
Масса, кг		260	35	20	20
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	15-18	4-16	2-12	2-12
	Предельная	18	16	12	5
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	60-600	60-300	60-400	60-400
	Предельная	600	300	400	120

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

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

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен 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	0-60	60-740	740-3220	2983-3180
Исходные данные				
Диаметр долота, см (D_d)	39,37	29,53	22,07	22,07
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	18	16	12	5
Результаты проектирования				
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	14,4	12,8	9,6	4
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	8	12	10	4

Для направления и кондуктора выбирается максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для 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		0-60	60-740	740-3220	2983-3180
Исходные данные					
Скорость, м/с (V_d)		2	2	2	2
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,2207
	мм	393,7	295,3	220,7	220,7
Результаты проектирования					
Расчетная частота вращения, об/мин (n_1)		97	129	173	173
Статическая частота вращения, об/мин ($n_{стат}$)		40-60	100-180	140-200	20-40
Проектируемая частота вращения, об/мин ($n_{проект}$)		60	130	180	40

В интервале бурения под направление (0-60 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, эксплуатационной колонны и отбора керна 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	0-60	60-740	740-3220	
Исходные данные				
Диаметр долота, м (D_d)	0,3937	0,2953	0,2207	
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (К)	0,65	0,6	0,55	
Коэффициент кавернозности (K_k)	1,5	1,5	1,1	
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,14	0,135	
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	40	35	30	
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127	
Максимальный диаметр, м (d_{max})	0,0206	0,0175	0,0119	
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	9	7	9	
Число насадок (n)	0,5	0,5	1	
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпmin}$)	0,02	0,02	0,02	
Максимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпmax}$)	1,2	1,16	1,12	
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	2	2,1	2,35	
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	0,3937	0,2953	0,2207	
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ (ρ_n)	0,65	0,6	0,55	
Результаты проектирования				
Расход, л/с	Q_1	79	41	21
	Q_2	70	39	23
	Q_3	55	28	26
	Q_4	109	72	63
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	55-70	55-70	32-40	
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	70	70	40	

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 70 л/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 70 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		0-60	60-740	740-3220	2983-3180
Исходные данные					
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,2207
	мм	393,7	295,3	220,7	220,7
Нагрузка, кН (G_{oc})		78	118	98	39
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		-	236	177	177
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м (M_p)		-	4496	2856	1208
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м (M_o)		-	148	110	110
Удельный момент долота, Н*м/кН ($M_{уд}$)		-	37	28	28

Для интервала бурения 60-740 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 D5001/2 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	60-740	240	10,1	2547	30-75	40-160	16,9	70-282
D500 1/2 LOVE	740-3220	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 трубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
Направление													
0-60 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,65	–	0,250	0,250	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	42	8,9880	377,50	377,75	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	16	0,0312	0,500	378,25	1,94	0,63	8,83
Кондуктор													
60-740 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	–	0,3	–	0,035	0,035	–	–	–
	Калибратор	295,3	80,0	–	–	–	0,9	–	0,114	0,149	–	–	–
	Двигатель	268,5	–	–	–	–	10,1	–	2,547	2,696	–	–	–
	Калибратор	295,3	80,0	–	–	–	0,9	–	0,114	2,810	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	24	5,3520	128,45	131,26	–	–	–
	УБТ	203,0	80,0	–	–	–	48	7,4880	359,42	490,68	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	652	0,0312	20,36	511,04	–	0,47	–
Эксплуатационная колонна													
2893-3180 Отбор керна КНБК №3	Долото	220,7	100	–	–	–	0,2	–			–	–	–
	СК1 220,7/100РС	178,0	100	–	–	–	12	–			–	–	–
	УБТ	159,0	89,0	–	–	–	64	0,1770	11,33	111,33	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-178-102	3124	0,0330	103,09	114,41	2,20	2,19	1,78
740-3220 Бурение КНБК №4	Долото	220,7	–	–	–	–	0,2	–	0,020	0,020	–	–	–
	Двигатель	172,0	–	–	–	–	6	–	0,712	0,790	–	–	–
	Калибратор	220,7	48,0	–	–	–	0,5	–	0,058	0,078	–	–	–
	УБТ	178,0	80	–	–	–	66	10,2960	679,54	680,33	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	3147	0,0312	98,26	778,58		0,31	

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:

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

где L – глубина скважины по стволу, м;

g – ускорение свободного падения, $9,81 \text{ м/с}^2$;

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при $L < 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,10$, при $L > 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,05$);

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [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
Принимаемая репрессия, %	17-20	13-16	5,5-8

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	1228	1186	1386

Интервал под направление:

При бурении направления по пласту Q-P₃ chr возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, на интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (прихватоопасная зона; образование сальников), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор) с добавлением Детергента противосальникового ДПС. Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. 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. В качестве утяжелителя применяют барит. 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 (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	1	61,54	3
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	60	3692,48	4
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1	61,54	3
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	125,395	125,39	1

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	1,2281
Условная вязкость, с	50 >
Содержание песка, %	< 2
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12

Интервалы под кондуктор:

Породы, слагающие интервал под кондуктор, характеризуются наличием песка, глины, суглинок так же наличием алевролитов, мергеля и прослойками песчаника. На данном интервале возможны осложнения такие как поглощение бурового раствора частично и до полного, а также бурение интервала проходит в зоне осыпей и обвала стенок скважины.

Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы.

Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор применяется полимер-глинистый буровой раствор.

Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород. В то же время некоторые типы малоглинистых буровых растворов могут применяться для вскрытия продуктивного пласта. Полимер-глинистые буровые растворы характеризуются высокой гидрофильностью и псевдопластичностью – способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига.

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	Концентрация	Потребное количество реагентов	
		ед. изм.		Кондуктор	
		Кг	кг/м ³	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	1	224,19	9
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	10	2241,94	3

Продолжение таблицы 16

Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1	224,19	9
Высоковязкий понижитель фильтрации: POLIPAK-R	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0,5	112,10	5
Понижитель фильтрации: PAC LV	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	0,13	29,15	2
Смазочная добавка: REOLUB	Снижение коэффициента трения в скважине	170	5	1120,97	7
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	367,566	82406,20	83

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	1,186
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

Интервал под эксплуатационную колонну:

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

Данные проблемы решаются с использованием полимер-глинистого бурового раствора. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, не относящиеся к источнику питьевого водоснабжения.

Данный буровой раствор обрабатывается утяжелителем барит для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль pH), биополимерами (структурообразователь), смазочными добавкам (снижение коэффициента трения. Компонентный состав полимер-глинистого раствора представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Компонентный состав Полимер-глинистого раствора для бурения под эксплуатационную колонну:

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Эксплуатационная колонна	
		кг	кг/м ³	кг	Уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	1	396	16
Структурообразователь: Глина	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	1000	10	3967	4
Регулятор жесткости: Кальцинированная сода	Связывание ионов кальция и магния	25	1	396	16
Понизитель фильтрации: FLO-TROL	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	0,13	52	3
Смазочная добавка: DRIL-FREE	Снижение коэффициента трения в скважине	170	5,5	2182	13
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	367,566	145846	146
PAV	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25	0,4	159	7

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 21.

Таблица 21 – Технологические показатели биополимерного раствора для бурения под эксплуатационную колонну:

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,224
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

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

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Б.7.

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 22, 23, 24.

Таблица 22 – 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, лс/дм ²
от (верх)	до (низ)					количество, шт	диаметр, мм		
Под направление									
0	60	Бурение	0,446	0,058	Периферийная	9	20,6	23,5	25,6
Под кондуктор									
60	740	Бурение	0,922	0,103	Периферийная	7	17,5	41,8	81,4
Под эксплуатационную колонну									
740	3220	Бурение	1,078	0.104	Периферийная	9	12	39,2	46,5
Отбор керна									
2983	3180	Отбор керна	0,546	0.053	Периферийная	9	11	23,6	8,6

Таблица 23 – 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 цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	60	Бурение	УНБТ-750	2	95	180	155,7	1	130	35,2	70,39
60	740	Бурение	УНБТ-750	2	95	180	155,7	1	130	35,2	70,39
740	3220	Бурение	УНБТ-750	2	95	140	238,5	1	122	19,97	39,94
2983	3180	Отбор керна	УНБТ-750	2	95	130	293,4	1	73	10,11	20,22

Таблица 24 – 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	60	Бурение	20,1	3,6	0	6,3	0,1	10
60	740	Бурение	122,2	11,6	26,7	71,9	2	10
740	3220	Бурение	199,9	11,6	54,2	100	24,1	10
2983	3180	Отбор керна	63,2	4,2	0	31,5	22,1	5,3

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: 2983-3180м.

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

В таблице 25 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 25 – 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
2983-3180	СК1 172/100РС	5	60	20

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны представлены в таблице 26.

Таблица 26 – 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 $\rho_{\text{тр обл}}$, 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	750	Глубина скважины, м	3220

Продолжение таблицы 26

Высота столба буферной жидкости h_1 , м	590	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	310
Высота цементного стакана $h_{ст}$, м	20	Динамический уровень скважины $h_д$, м	2146.7

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 2.2, 2.3 построены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина – наружное избыточное давление».

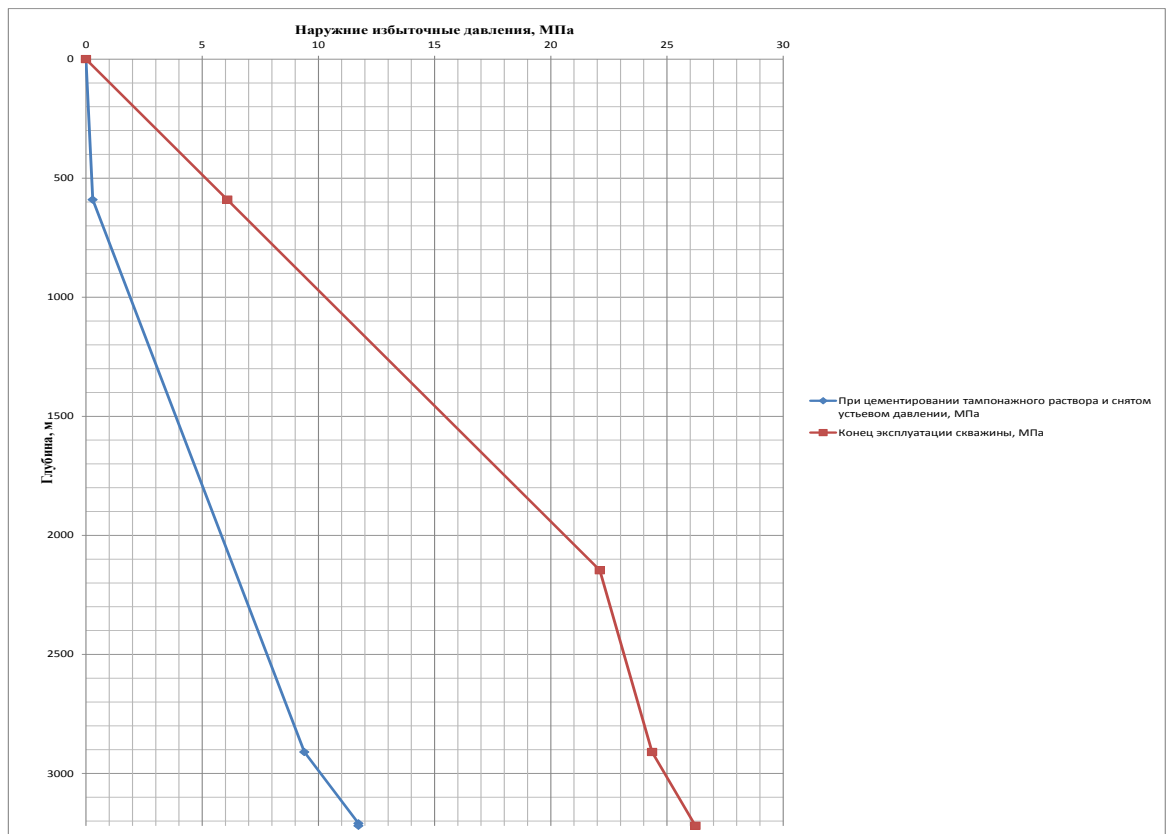


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны



Рисунок 2.3 – 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 2.4, 2.5.

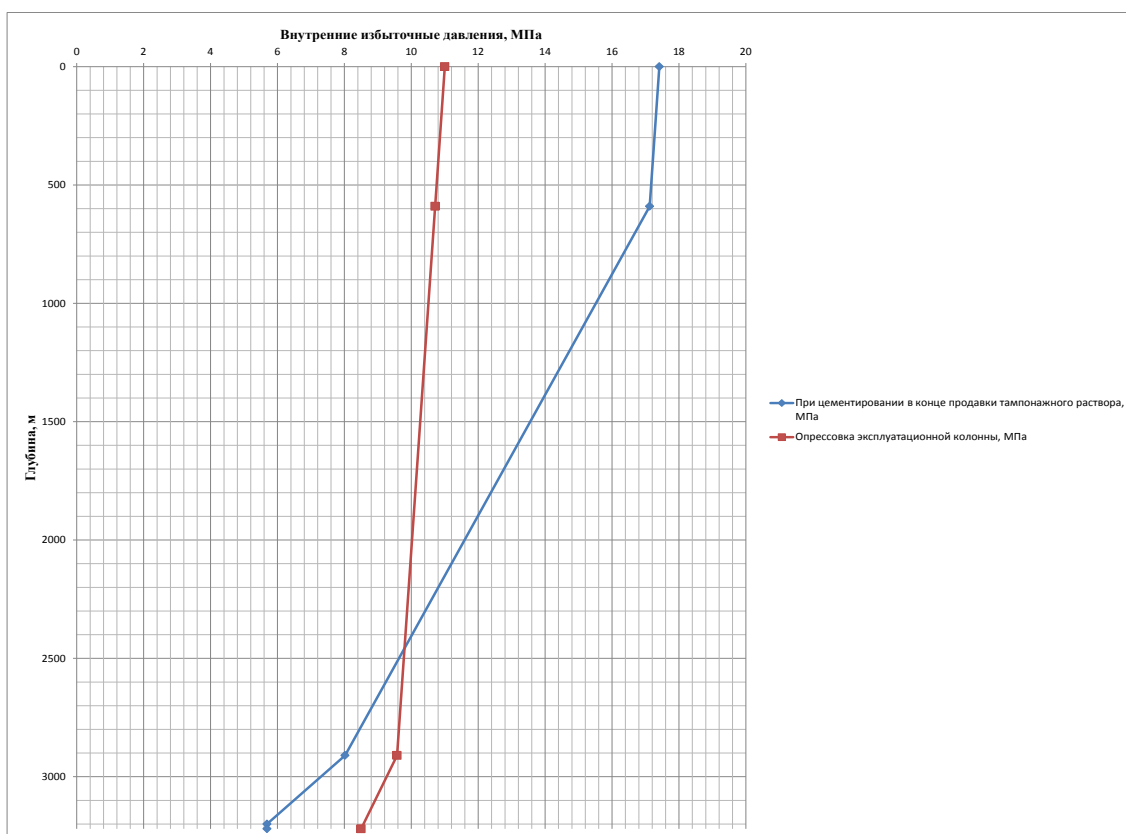


Рисунок 2.4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

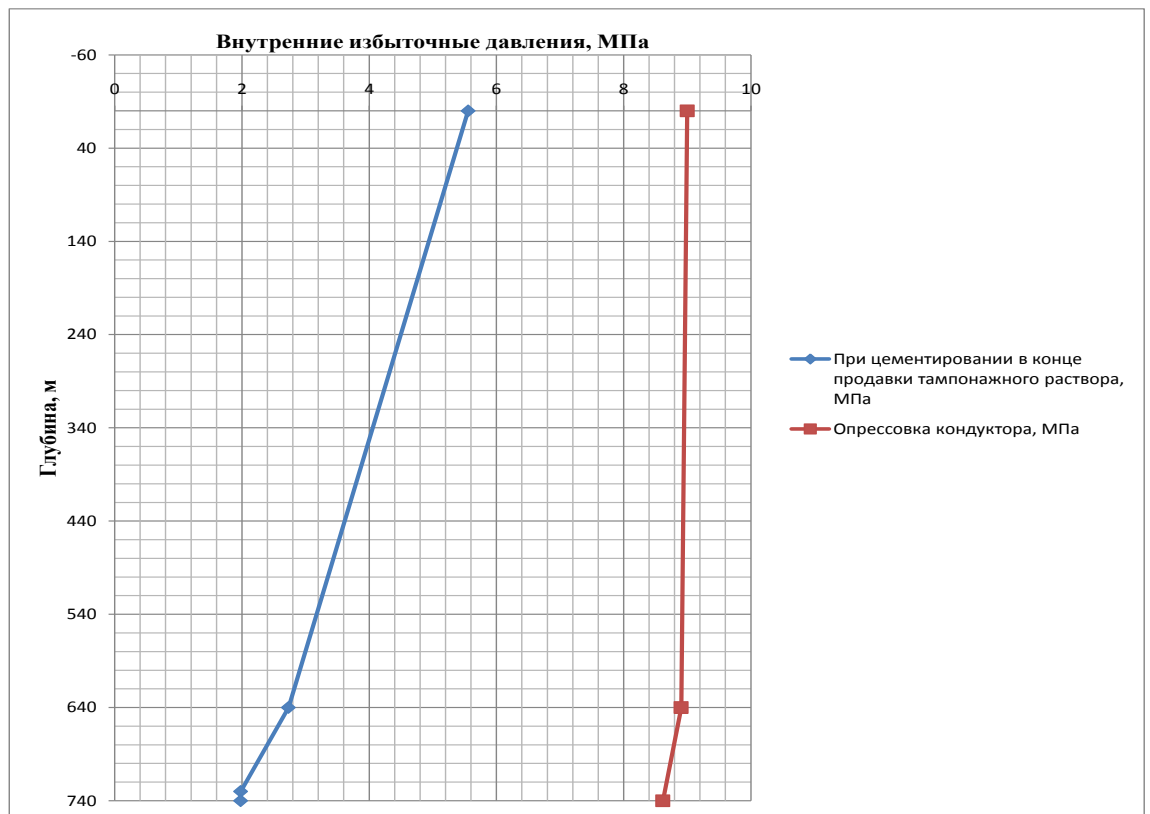


Рисунок 2.5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	60	67,2	4032	4032	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	740	47,2	34928	34928	0-740
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,4	277	42,8	11 855,6	124 572,5	3220-2943
2	ОТТМ	Д	9,2	2943	38,3	112 716,9		2943-0

2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 28.

Таблица 28 – 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, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	60	60	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	55	60	2	7
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	680	680	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	670	670	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	20	2	33
		20	100	8	
		100	440	11	
		440	735	10	
		735	740	2	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	730	730	1	1	

Продолжение таблицы 28

Эксплуатационная колонна, 178 мм	БКМ-178 («Уралнефтемаш»)	3220	3220	1	1
	ЦКОД-178 («Уралнефтемаш»)	3210	3210	1	1
	ЦПЦ-178/221 («НефтьКам»)	0	700	17	78
		700	780	2	
		780	1590	20	
		1590	2300	17	
		2300	2993	17	
		2993	3215	5	
		3215	3220	0	
	ЦТ-178/221 («НефтьКам»)	740	2095	68	97
		2853	2993	7	
		2993	3190	20	

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (11)$$

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.

$$43,475 + 4,186 \leq 0,95 \cdot 0,0178 \cdot 3220$$

$$47,66 \leq 54,45.$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 29 представлены объемы тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости.

Таблица 29 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	7,2	1,4	1050	1,4	МБП-СМ	98
		5,8		5,8	МБП-МВ	87
Продавочная жидкость	65,58		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	65,15		1400	54,71	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	43,29
					НТФ	26,71
Нормальной плотности тампонажный раствор	7,91		1820	5,19	ПЦТ-II-50	10,01
					НТФ	3,24

Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного 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 сухого тампонажного 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

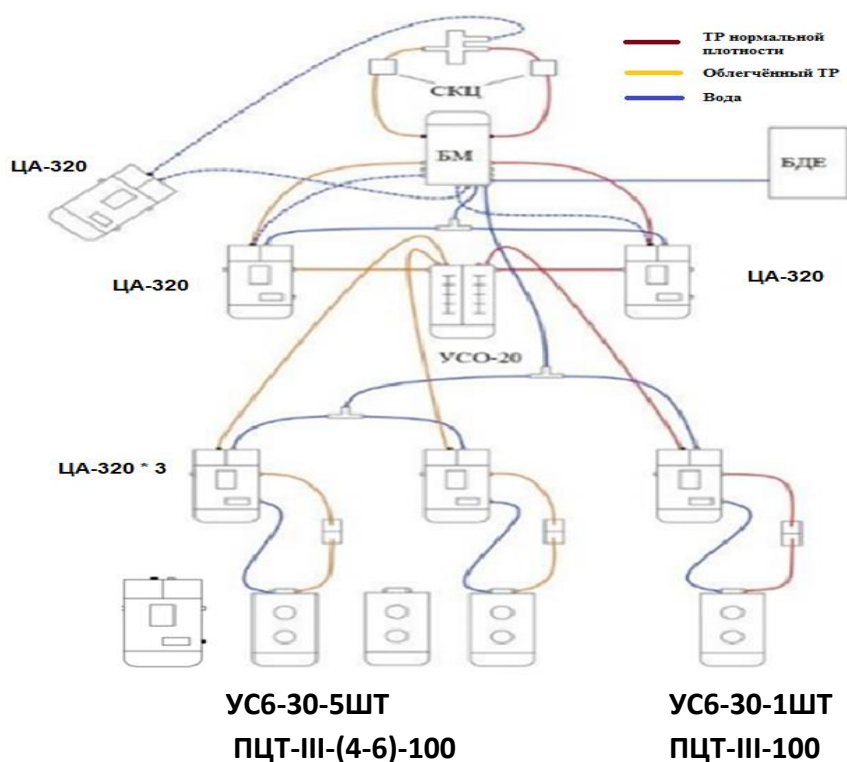
Облегченный тампонажный раствор:

$$m_2 = 43,29 / 10 = 4,32$$

Тампонажный раствор нормальной плотности:

$$m_2 = 10,01 / 13 = 0,77$$

На рисунке 2.6 представлена схема расположения оборудования при цементировании.



- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
 3 – цементеровочный агрегат ЦА-320; 4 – осреднительная емкость УСО-20;
 5 – цементеровочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИИ-43;
 10 – устье скважины

Рисунок 2.6 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

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:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h}, \quad (13)$$

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.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1091 \text{ кг/м}^3.$$

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:

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

где $V_{внхв}$ – внутренний объем хвостовика, м³;

$V_{внэк}$ – внутренний объем эксплуатационной колонны, м³;

$$V_{ж.г.} = (V_{внэк.}) = 2(64,30) = 128,61$$

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

Таблица 30 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв/1 м	Количество спусков перфоратора
197	НКТ	Кумулятивная	Скорпион ПП-20ГП	85	3

Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

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

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

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

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину. Выбирается пластоиспытатель, спускаемый на трубах КИИ-95/178.

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 АФ1-80/65x14.

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 31.

Таблица 31 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка Уралмаш 3Д-86			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	109,4 3	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	90	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	142,3	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	1,4
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 Анализ технологии бурения скважин с большим отходом от вертикали

При бурении нефтяных и газовых скважин не существует такого понятия, как по-настоящему вертикальная скважина; однако скважины, нацеленные на цель непосредственно под ее поверхностным расположением, считаются вертикальными скважинами, азимут отклонения обычно является вторичным, но угол отклонения между отверстием и вертикалью является первичным.

Что касается исторического развития вертикального бурения, первоначальные вертикальные скважины были пробурены методом ударного бурения (также называемого методом бурения с помощью кабельного инструмента). В 1895 году первая коммерческая нефтяная скважина была пробурена на глубину 65 футов с использованием кабельных инструментов в Титусвилле в Соединенных Штатах, и это привело к появлению в американской нефтяной промышленности метода ударного бурения, однако это началось не в Соединенных Штатах, а было использовано сначала при бурении скважин в Китае. В этом способе стальное долото последовательно забивает забой скважины путем измельчения породы, в качестве источников энергии используются люди или животные. Впоследствии паровые двигатели использовались в качестве источников энергии для замены людей или животных.

Из-за ограничений по скорости и глубине бурения были предприняты усилия для повышения эффективности работы. В 1863 году Лешо, французский инженер-строитель, применил метод вращательного бурения. В методе вращательного бурения включаются силовые, подъемные, вращательные и циркуляционные системы. Буровая установка вращает длинную стальную трубу (называемую бурильной колонной) с долотом на конце, чтобы разрезать скважину, и к долоту прикладывается направленное вниз усилие. Шлам поднимается из скважины буровым раствором, который непрерывно

циркулирует вниз по внутренней части бурильной колонны через водные каналы или сопла в долоте и вверх в кольцевое пространство между бурильной колонной и скважиной. Другими словами, обычное вращательное бурение может удовлетворить требованиям вертикального бурения. Даже по сей день метод вращательного бурения по-прежнему играет очень важную роль в нефтяной промышленности.

Первое поколение наклонно-направленной техники является результатом первоначального наклонно-направленного бурения. Существует два вида направленного метода:

1. Пассивное направленное бурение: траектория скважины зависит от естественного закона отклонения пластов, изгиб бурильной колонны и бурового долота также могут влиять на траекторию скважины, но траекторией скважины нельзя точно управлять.

2. Активное направленное бурение: некоторые специальные устройства, инструменты и технологические меры используются для активного управления траекторией скважины вдоль ожидаемой траектории, суть активного направленного бурения заключается в изменении отклонения оси инструмента от оси скважины искусственным способом. В течение этого периода для бурения наклонно направленных скважин использовались обычный забойный узел (ВНА) и отклоняющий шток.

– Обычный ВНА: обычный ВНА с мультитабилизатором можно использовать только для управления углом отклонения отверстия на основе принципа рычага или эффекта маятника, это начальный и активный метод направления. В соответствии с функцией, ВНА можно классифицировать как угловую сборку. падение угла, удержание угла или жесткая ВНА. Этот метод полезен для очистки скважины, уменьшения сопротивления бурильной колонны, уменьшения угла наклона хвостовика и экономии затрат на бурение. Но существует недостаток контролируемой способности для азимута скважины.

– Отклоняющий шток / отклоняющий клин: первоначальным отклоняющим инструментом в скважине должен быть отклонитель, также называемый отклоняющим штоком, - это специализированный инструмент, который используется для отклонения бурового долота от оси скважины и направления в требуемом направлении. Таким образом, направленный процесс выполняется перед запуском в скважину. Поворотный шток можно использовать для управления азимутом, он устраняет дефект обычного ВНА. Однако у этого метода так много недостатков: многократное и повторяющееся отключение, невозможность отклонения, пустая трата времени и средств, сложные операции и низкая точность управления. При изменении азимута скважины поверхность инструмента фиксируется, что также называется режимом фиксированной поверхности инструмента. Чтобы продолжать изменять азимут скважины, поверхность инструмента должна регулироваться прерывисто, это означает, что новая скважина и исходная скважина существуют в конической плоскости, поэтому это можно назвать режимом регулировки азимута в конической плоскости. В некоторых специализированных ситуациях этот метод все еще работает эффективно, например, при обходе боковых стволов, обходной путь - это процедура для отклонения в исходной скважине в точке над забоем и бурения новой скважины в другом направлении, это может быть сделано как в открытой, так и в обсаженной скважине, обычно используется для обхода рыбы или бурения до другого объекта, расположенного вдали от исходного ствола скважины. Кроме того, при бурении в сверхглубокой скважине с высокой температурой, что приводит к отказу PDM и не работает, этот метод может быть эффективным методом замены.

Второе поколение направленной техники является результатом изобретения и разработки инструмента. В этот период типичной особенностью является изобретение скважинного двигателя и способа мониторинга.

1. Скважинный двигатель обычно включает в себя объемный двигатель (PDM), турбобур и электродрель. PDM и турбодрель используют давление и

объем циркулирующего бурового раствора для вращения долота, но электродрель использует электрическую энергию для вращения долота. Это в сочетании с другими инструментами (гибочный стержень, гибочное соединение, эксцентриковое соединение или аналогичные инструменты) обеспечивает эффективный способ изменения направления ствола скважины.

2. Метод мониторинга включает инклинометр с плавиковой кислотой и фотографический инклинометр. Чтобы достичь цели регулировки азимута, ключ фиксирует всю бурильную колонну и позволяет скважинному двигателю вращать долото, что означает, что поверхность инструмента фиксируется во время процесса регулировки, это можно назвать режимом фиксированной бурильной колонны. Торцевую поверхность инструмента можно регулировать непрерывно, это означает, что новое отверстие и исходное отверстие находятся в конической плоскости, поэтому этот режим также можно назвать режимом регулировки азимута в конической плоскости. Однако, по сравнению с первым поколением, траектория становится более плавной и точной. Между тем, инструменты PDM также могут использоваться как при скользящем, так и при вращательном бурении, вращательное бурение с PDM также называется комбинированным бурением, оно широко используется для повышения скорости проходки (ROP) как в наклонно направленных, так и в вертикальных скважинах.

Кроме того, в этот период также появляется другой вид направленного метода, который называется струйным или подталкивающим. Это процедура отклонения отверстия без использования обычных направляющих узлов. Он наиболее эффективен в более мягких формациях и для создания углов при низких скоростях наращивания. Это умеренно эффективный метод направленного бурения при благоприятных условиях, но он не имеет широкого применения. Максимальное увеличение угла составляет около $0,5^{\circ}$ - $1,5^{\circ}/100$ футов в скважинах с низкими углами дрейфа. Это дает длинную, гладкую, изогнутую секцию с полунормальным сверлением. Процедура используется для постепенного отделения группы скважин друг от друга, она также используется

для перемещения места начала бурения в направлении цели и уменьшения угла, требуемого при последующем наклонно-направленном бурении.

Третье поколение направленной техники является результатом усовершенствованного метода или инструментов мониторинга. В течение этого периода типичной особенностью является появление измерения во время бурения (MWD), что улучшило измеряемую и контролируемую точность, операция направления может выполняться во время бурения. Кроме того, благодаря первоначальному PDM инструмент является прямым, что повышает эффективность направленного бурения. инструменты PDM были разработаны с гибочным корпусом, таким как прямой PDM, одинарный изогнутый PDM, двойной изогнутый PDM и т.д.

Одной из популярных разновидностей двигателя является одинарный изогнутый PDM, у которого изгиб расположен рядом с нижней частью. Этот метод относится к режиму фиксированной поверхности инструмента, поверхность инструмента может регулироваться непрерывно, что означает, что новое отверстие и первоначальное отверстие существуют в конической плоскости, поэтому этот режим также можно назвать режимом регулировки азимута на поверхности цилиндра. Благодаря усовершенствованиям в методах и инструментах мониторинга, управление направлением было значительно упрощено. До сих пор третье поколение остается основным методом наклонно-направленного и горизонтального бурения.

Четвертое поколение направленной техники является результатом автоматизации бурения, типичной особенностью которого является изобретение роторной системы управляемого бурения (RSDS). Из-за того, что поверхность инструмента должна быть отрегулирована искусственно, это так называемое скользящее бурение. Поскольку сопротивление бурильной колонны всегда противоположно направлению движения, что приводит к увеличению сопротивления бурильной колонны и оказывает плохое влияние на эффективность бурения, очистку скважин, качество скважин и т.п. Поэтому, чтобы повысить эффективность бурения и контролируемую точность, а также

уменьшить сопротивление бурильной колонны, RSDS была впервые разработана Schlumberger в 1999 году. RSDS позволяет нам планировать сложную геометрию ствола скважины, включая наклонно-направленные, горизонтальные и расширенные скважины. Это обеспечивает непрерывное вращение бурильной колонны при управлении скважиной и устраняет неприятный режим скольжения обычных управляемых двигателей. В настоящее время промышленность классифицирует RSDS на две группы: более распространенные системы "контроля за отклонениями" и менее развитые системы "контроля отклонений".

Системы "контроля отклонения" разработаны на основе обычного ВНА, для контроля отклонения скважины используется стабилизатор с переменным диаметром (DVS).

Системы "dogleg control" также являются обычными RSDS, промышленность классифицирует системы "dogleg control" на два типа: более распространенные системы "push-the-bit", включая систему PowerDrive и систему AutoTrak, и менее зрелые системы "point-the-bit", включая система геопилота и система CDAL.

Развитие направленной техники обусловлено передовыми направленными инструментами. В соответствии с историей развития методов направленного бурения, основные инструменты направленного бурения можно обобщить следующим образом: отклонитель, скважинный двигатель, RSDS и система вертикального бурения.

Таким образом за последние сто лет технология бурения продвинулась от бурения с помощью кабельного инструмента к использованию современного и автоматизированного вращательного бурения, передовые технологии и инструменты являются движущей силой развития.

Разработки методов направленного бурения, основных инструментов направленного бурения (отклоняющие инструменты, скважинный двигатель, роторная система управляемого бурения и система вертикального бурения), методов направленного бурения (методы измерения и передачи), основных

буровых долот (шарошечные долота, фиксированные режущие долота и гибридные долота), буровые растворы (буровой раствор на газовой основе, буровой раствор на водной основе и буровой раствор на нефтяной основе) - все это технологически развивается.

Большинство текущих нефтяных и газовых скважин были пробурены глубиной более 6000 м и горизонтальным смещением 2000 - 4000 м. А максимальная дальнобойность достигла 10000 м не только по горизонтальному перемещению, но и по вертикальной глубине. Таким образом, основные технологии вращаются вокруг того, как бурить более глубокие или длинные скважины. Для глубоких или сверхглубоких скважин ключевым моментом является решение проблемы, вызванной высоким давлением и высокой температурой. Для наклонно направленных скважин ключевым моментом является решение передовых методов автоматического управления.

При бурении скважин с большим отходом от вертикали возникает много технологических проблем связанных с:

1. Очисткой ствола скважины;
2. Управлением ЭЦП;
3. Неустойчивостью ствола скважины;
4. Выбором дизайна КНБК;
5. Выбором долота и оптимизации МСП;
6. Со спуско – подъёмными операциями и шаблонировкой ствола;
7. Свойствами бурового раствора;
8. Параметрами бурения;
9. Оценкой состояния скважины;
10. Цементажом и контролем скважины.

Кроме того, возникают и проблемы, связанные с человеческим фактором, такие как:

- ошибки в планировании;
- ошибки в практическом выполнении бурения;
- ошибки в принятии решений.

Большинство ошибок, связанных с человеческим фактором, связаны с так называемым образом мышления «вертикальной скважины». Чаще всего персонал, работающий на бурении таких скважин, раньше бурил вертикальные скважины и поэтому переносит свой предыдущий опыт. Однако бурение скважин с большим отходом – достаточно специфическая задача и многие приёмы вертикального бурения применять не только не совсем правильно, но и может привести к серьёзным осложнениям и даже авариям. К примеру, при цементировании скважин с большим отходом возникают специфические проблемы, такие как: образование каналов в цементном камне (на нижней и верхней стенках); проблемы центрирования – обсадная колонна расположена в стволе более эксцентрично; использование растворов на нефтяной основе или синтетических растворов затрудняет сцепление цементного камня с колонной; трудности в расхаживании и вращении бурильных труб.

Бурение скважин с большим отходом от вертикали сопряжено с достаточно продолжительным воздействием бурового раствора на разбуриваемый пласт. Доказано, что использование бурового раствора на водной основе значительно уменьшает скорость проходки, в связи с набуханием глин и образованием сальника на бурильном инструменте. Предыдущий опыт показывает, что применение ингибированного раствора на водной основе не снижает расходы на строительство скважин, а скорее увеличивает их. В свою очередь при применении буровых растворов на углеводородной и синтетической основе не наблюдалось сальникообразования на долоте.

При бурении скважин с БОВ буровой раствор имеет тенденцию расслаиваться, эффект усиливается за счет эксцентричности расположения бурильного инструмента в скважине. Крупные частицы скатываются скважины и осаждаются на нижней стенке скважины, образуя песчаные дюны, катящиеся вдоль стенки. В зависимости от скорости движения бурового раствора дюны могут двигаться или в направлении движения потока, или в противоположном.

Скорость потока раствора уменьшается, что неизбежно приводит к уменьшению сил, удерживающих частицы во взвешенном состоянии, а это в свою очередь приводит к осаждению шлама. Усугубляется это эксцентричным расположением буровой трубы в скважине. За счет ее прижимания к нижней стенке смещается профиль скоростей и в нижней части скорость течения раствора становится заметно ниже, чем в верхней. Кроме того, расслоение бурового раствора усиливает смещение профиля скорости, возникает градиент вязкости и менее вязкий и легкий раствор оказывается ближе к верхней стенке ствола скважины, а более вязкий к нижней.

Скважины с БОВ характеризуются наличием вертикального, наклонного и горизонтального. Буровой раствор в наклонном участке подвержен эффекту Бойкотта, открытому в 1920, согласно которому частицы, находящиеся в наклонном цилиндре, начинают осаждаться быстрее, чем в вертикальном.

В некоторых растворах, находящихся в статических условиях, происходит осаждение шлама из раствора и образование слоя очищенной жидкости ближе к верхней стенке. Силы гидродинамического сопротивления перестают действовать на осаждающиеся частицы шлама и результирующий вектор сил оказывается направлен по касательной к стенке, что и приводит к лавинообразному осаждению частиц шлама на стенке скважины. Возникающий градиент плотности раствора вызывает выталкивание более легкой жидкости вверх и опусканию более тяжелой вниз. Стоит отметить что данный эффект усиливается при углах 30-55°. Если увеличить скорость циркуляции, предельное напряжение сдвига и вязкость, можно уменьшить, но не устранить полностью эффект Бойкотта,

Возникает вопрос устойчивости ствола скважин, особенно в глинистых интервалах. Расчет устойчивости скважины для наклонного и горизонтального участков значительно отличается от общепринятого расчета для вертикальной скважины. Одновременно необходимо поддержать стенку скважины в упругом состоянии, обеспечить необходимый гидростатический уровень для предупреждения ГНВП и не превысить давление гидроразрыва [2].

Необходимость соблюдения все требования для безопасного и эффективного строительства скважины оставляет небольшое окно веса бурового раствора. Отдельно стоит отметить параметр эффективной циркуляционной плотности, рассчитываемый исходя из плотности самого бурового раствора и давления циркуляции. Увеличение скорости циркуляции, вязкости и предельного напряжения сдвига требует повышения давления циркуляции, что, непременно, повлияет на эквивалентную циркуляционную плотность (ECD).

Существует три вида информации о скважине: информация о направлении, техническая информация о бурении и информация о пласте, которые необходимо измерять во время бурения. Информация о направлении может быть измерена с помощью обычных инструментов MWD. Измерение технологии бурения было разработано на основе обычного метода MWD, в то время как измерение информации о пласте было разработано на основе обычного метода каротажа и в основном использовалось для геуправляемого бурения для корректировки геологической цели в режиме реального времени.

Отношение фактического диаметра ствола скважины по данным квернометрии к номинальному диаметру долота - это коэффициент квернозности ствола скважины. Он выступает важным параметром, определяющим объем затрубного пространства и необходимое количество тампонажного раствора при цементировании скважины. Правильный выбор этого параметра определяет качество проведения тампонажных работ в частности и разобщения пластов в целом.

Инструменты MWD, как правило, способны проводить направленную съемку в режиме реального времени. Акселерометры и магнитометры используются для измерения наклона и азимута, и информация о наклоне и азимуте передается из места измерения на поверхность. Траектория и местоположение ствола скважины могут быть рассчитаны с использованием данных разведки. Между тем, инструменты MWD также, как правило, способны производить измерения торца инструмента во время бурения, что делает их полезными при направленном бурении с использованием штока,

"скважинный двигатель + изогнутый поддон", скважинный двигатель с изогнутым корпусом или инструмент RSDS. Информация о направлении может помочь бурильщику узнать, куда ведет скважина, и каковы последствия его усилий по управлению.

В целях предотвращения аварий в скважине и повышения эффективности бурения инструменты MWD также были разработаны для измерения инженерной информации о бурении, такой как давление в скважине, колебания, крутящий момент на долоте (ТОВ), скорость вращения, вибрация, удар, температура, объем потока бурового раствора, и так далее. Обычно техническая информация измеряется с помощью специального отдельного вспомогательного средства и загружается MWD. При поддержке этой информации условия в скважине и рабочее состояние буровых инструментов могут быть идентифицированы в режиме реального времени, что делает операцию бурения более эффективной, безопасной и экономичной. Кроме того, эта информация также ценна для геологов, ответственных за информацию о скважине о формации, которая бурится.

Обычные инструменты MWD, как сами по себе, так и в сочетании с отдельными подложками / инструментами, как правило, способны проводить измерения свойств пласта в режиме реального времени, это так называемый каротаж во время бурения (LWD), который развился из обычных методов каротажа по проводке. Обычно доступна следующая информация о пласте, такая как естественное гамма-излучение, плотность, пористость, удельное сопротивление, акустический штангенциркуль и т.д.: магнитный резонанс, пластовое давление и т.д. Из-за влияния длины, включая скважинные двигатели, инструменты и LWD, точка измерения информации о направлении должна перемещаться вверх, что снижает точность контроля траектории скважины. Таким образом, был разработан инструмент для измерения угла наклона бурового долота для измерения информации о направлении на буровом долоте. Измерения вблизи долота, такие как гамма-излучение, наклон и азимут, позволяют внимательно следить за ходом бурения. Обычный инструмент MWD

позволяет передавать и оценивать эти измерения в режиме реального времени, что позволяет реализовать геуправление. Геологическая цель также может быть скорректирована в соответствии с эволюцией свойств пласта, это так называемое геуправляемое бурение. Измерения вблизи долота, такие как гамма-излучение, наклон и азимут, позволяют оператору внимательно следить за ходом бурения.

В зависимости от среды передачи, способ передачи скважинных данных можно разделить на три типа: импульсная телеметрия, электромагнитная телеметрия и проводная бурильная труба.

Импульсная телеметрия бурового раствора - это метод передачи данных из скважины (включая данные LWD и MWD) на поверхность с использованием импульсов давления бурового раствора внутри бурильной колонны. Для достижения цели передачи данных из скважины используется скважинный клапан для ограничения потока бурового раствора, который создает колебания давления и распространяется внутри бурового раствора к поверхности, где они принимаются от датчиков давления в стояке. Другими словами, информация представлена сигналами давления, которые принимаются от датчиков давления в стояке, принятые сигналы давления импортируются в компьютерную систему обработки и декодируются в измерения. Как правило, измерения кодируются в виде амплитудно- или частотно-модулированной схемы импульсов грязи. Грязеимпульсная телеметрия является наиболее распространенным методом передачи данных, используемым средствами MWD. В настоящее время грязеимпульсная телеметрия доступна в трех группах, включая положительный импульс, отрицательный импульс и непрерывную волну.

Электромагнитная телеметрия также называется EM-MWD. Для передачи скважинной информации инструменты EM-MWD включают излучающую вспомогательную антенну в бурильную колонну, а другая принимающая антенна установлена на поверхность. Инструмент EM-MWD генерирует электромагнитные волны, используя излучающую вспомогательную антенну, электромагнитные волны передают скважинную информацию через пласт на

поверхность. На поверхности они принимаются наземной антенной, а затем передаются в центр обработки данных на поверхности и декодируются в результаты измерений, другими словами, инструмент EM-MWD осуществляет связь путем передачи электромагнитных волн через пласт вместо импульсов давления через столб жидкости, таким образом, преимущества включают экономию за счет передачи результатов измерений во время соединения, высокой скорости передачи данных и возможности работы в условиях, когда телеметрия с импульсным буровым раствором невозможна, таких как бурение с недостаточным балансом и бурение с воздухом. Инструмент EM-MWD обеспечивает пропускную способность до 400 бит/с. Тем не менее, это обычно не удается при бурении исключительно глубоких скважин, и сигнал может быстро терять силу в ослабляющих пластах, эти зоны делают использование инструментов EM-MWD непрактичным, чтобы преодолеть эту проблему, были изобретены некоторые усовершенствованные методы усиления и обнаружения сигнала EM-MWD, такие как повторители буровых колонн, повторители обсадных колонн, проволочные повторители. Эти методы обычно используются при аэрированном бурении с недостаточным балансом и воздушном бурении.

Проводная буровая труба также называется электрической буровой колонной или интеллектуальной буровой колонной. Проводная буровая труба была впервые изобретена в 1997 году при поддержке компании "Новатэк" и Министерства энергетики США. В 2001 году Национальная лаборатория энергетических технологий (NETL) начала финансировать проект буровой трубы и дополнительный проект передачи данных по буровой трубе, проект результаты исследований включают сеть IntelliServ и Intellipipe, В 2006 году в Мьянме была использована первая коммерческая проводная буровая труба (продукт IntelliServ), В настоящее время IntelliServ, широкополосная сетевая система буровых колонн, это продукт National Oilwell Varco (NOV), который используется для передачи информации о скважине на поверхность во время бурения, сетевые компоненты IntelliServ встроены в компоненты буровой

колонны, известные как IntelliPipe, которые передают данные о недрах со скоростью 57000 бит в секунду. Проводная бурильная труба обеспечивает высокоскоростной канал телеметрии от скважины к поверхности, а также позволяет передавать информацию скважинным инструментам для управления по замкнутому контуру. Кроме того, измерительные узлы также могут располагаться по всей длине бурильной колонны, что позволяет операторам получать данные вдоль ствола скважины, измерения могут включать в себя всю информацию о скважине, такую как информация о направлении скважины, информация о технике бурения и информация о пласте, на передачу данных больше не влияют свойства бурового раствора, свойства пласта и глубина залегания. Однако проводная бурильная труба все еще слишком дорога, надежность все еще нуждается в повышении из-за схемы тандемного соединения, проводная бурильная труба не может работать, даже если недоступно только одно соединение.

Кроме того, из-за измерения MWD инструментов, основанных на электронной технологии, повреждения, связанные с лечением, должны контролироваться для защиты электронных плат инструмента. В настоящее время большинство инструментов MWD могут работать при температуре 150 ° C, немногие инструменты MWD могут работать при высоких температурах 200 ° C. При геотермальном бурении температура забоя всегда выше максимальной производительности инструментов MWD, что делает инструменты MWD / LWD нестабильными, поэтому нам необходимо контролировать параметры бурения и дополнительную циркуляцию забоя, чтобы защитить электронные платы инструмента от повреждений, связанных с нагревом.

Вертикальное и наклонно-направленное бурение продвинулось от реального времени к цифровому, визуальному, автоматизированному, интегрированному и интеллектуальному. Однако степень автоматизации все еще недостаточна для реальной промышленности. Таким образом, перспективным направлением по-прежнему остается усовершенствованное автоматизированное вертикальное и наклонно-направленное бурение. Применение вертикального и наклонно-

направленного бурения очень успешно при добыче нефти, таких как разведка нефти и газа, добыча нефти и газа. Между тем, вертикальное и направленное бурение также может быть распространено на научное бурение, геотермальное бурение и другие связанные с этим аспекты.

Участки профиля направленной скважины



24

Рисунок 3.1-профиль направленной скважины.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение

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 3220 метров на нефтяном месторождении (Тюменская 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 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

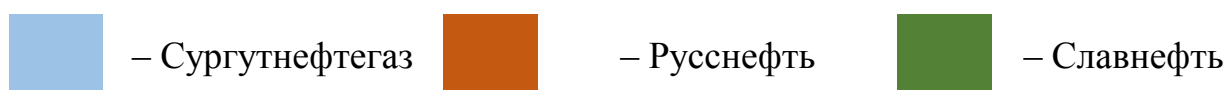
Целью подбора технологии строительства скважины является строительство надежной, эффективной, соответствующей требованиям заказчика конструкции в установленные сроки. Существуют различные методы строительства скважин.

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. Карта сегментирования рынка услуг по строительству скважин представлена на рисунке 4.1

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

Рисунок 4.1 – 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 турбинное 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, которая представлена в таблице 32.

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 32 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Коэффициент нефтеотдачи	0.12	5	4	2	0.6	0.48	0.24
2. Удобство эксплуатации	0.1	5	4	4	0.5	0.4	0.4
4. Скорость бурения скважины	0.1	3	3	4	0.3	0.3	0.4
5. Время безотказной работы	0.1	5	3	4	0.5	0.3	0.4
7. Безопасность эксплуатации	0.15	5	3	3	0.75	0.45	0.45
Экономические критерии оценки эффективности							
8. Конкурентоспособность продукта	0.08	4	4	2	0.32	0.32	0.16
9. Уровень проникновения на рынок	0.02	3	4	5	0.06	0.08	0.1
10. Цена	0.05	2	3	4	0.1	0.15	0.2
11. Предполагаемый срок эксплуатации	0.07	5	3	4	0.35	0.21	0.28
12. Послепродажное обслуживание	0.04	5	4	4	0.2	0.16	0.16
13. Объем гарантийного обслуживания	0.06	4	4	2	0.24	0.24	0.12
14. Срок выхода на рынок	0.05	3	4	4	0.15	0.2	0.2
15. Наличие сертификации разработки	0.06	4	5	5	0.24	0.3	0.3
Итого	1	53	48	47	4.31	3.59	3.41

Б_ф – Вращательное колонковое бурение;

Б_{к1} – Турбинное бурение;

Б_{к2} – Вибрационное бурение.

4.1.3 Технология QuaD

Технология QuaD (Quality ADvisor) 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 33 – Оценка качества предложенного технического решения

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. Коэффициент нефтеотдачи	0.12	91	100	0,80	0,063
2. Удобство эксплуатации	0.1	84	100	0,60	0,034
4. Скорость бурения скважины	0.1	95	100	0,95	0,076
5. Время безотказной работы	0.1	55	100	0,55	0,011
7. Безопасность эксплуатации	0.15	90	100	0,90	0,027
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
8. Конкурентоспособность продукта	0.08	95	100	0,60	0,076
9. Уровень проникновения на рынок	0.02	75	100	0,50	0,023
10. Цена	0.05	80	100	0,80	0,032
11. Предполагаемый срок эксплуатации	0.07	95	100	0,70	0,048
12. Послепродажное обслуживание	0.04	85	100	0,85	0,043
13. Объем гарантийного обслуживания	0.06	90	100	0,90	0,036
14. Срок выхода на рынок	0.05	75	100	0,65	0,038

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i = 71,33,$$

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 34 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 34 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-технологического решения: С1. Высокая квалификация персонала; С2. Улучшение добычных работ; С3. Доступность метода; С4. Надежность построенной скважины; С5. Существование большого количества компаний, способных применить метод под ключ.	Слабые стороны технологического решения: Сл1. Необходимость обучения обслуживающего персонала для выполнения вращательного колонкового бурения; Сл2. Трудности внедрения технического решения на объектах; Сл3. Необходимость привлечения инжиниринговой компании для внедрения метода в технологический процесс
--	---	--

Продолжение таблицы 35

<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>Угрозы: У1. Низкий спрос на данное техническое решение; У2. Развитая конкуренция на рынке; 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 условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 36

Таблица 36 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	-	-	+	-
	B2	-	-	+	+	+
	B3	0	-	+	+	+
	B4	+	-	0	+	+
	B5	+	-	+	+	+
Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3		
	B1	-	-	-		
	B2	-	-	+		
	B3	+	-	+		
	B4	+	+	+		
	B5	-	-	-		

Продолжение таблицы 36

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 37 представлена итоговая матрица SWOT–анализа

Таблица 37 – Итоговый SWOT анализ

	<p>Сильные стороны научно-технологического решения: С1. Высокая квалификация персонала; С2. Улучшение добычных работ; С3. Доступность метода; С4. Надежность построенной скважины; С5. Существование большого количества компаний, способных применить метод под ключ.</p>	<p>Слабые стороны технологического решения: Сл1. Необходимость обучения обслуживающего персонала для выполнения вращательного колонкового бурения; Сл2. Трудности внедрения технического решения на объектах; Сл3. Необходимость привлечения инжиниринговой компании 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>

Продолжение таблицы 37

Угрозы: У1. Низкий спрос на данное техническое решение; У2. Развитая конкуренция на рынке; У3. Существование большого количества альтернатив разработки.	– Отсутствие спроса на новые технологии – Сложность реализации проекта.	– Вести постоянный мониторинг технических 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.

Этапы, предполагаемые работы и исполнители представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследования	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Руководитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	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 $t_{ожі}$ используется формула:

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

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

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

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_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, которая представлена ниже (таблица 39).

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:

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

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

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

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

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе, округляют до целого числа и заносят в таблицу. Данные, рассчитанные по формулам выше, представлены в таблице 39.

Таблица 39 – 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
Составление и утверждение тех. задания	5	8	6,2	Руководитель	6	8
Проведение теоретического анализа существующих технических решений	6	18	11,0	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 39 строим план график, представленный в таблице 40.

Таблица 40 – 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										■	■	■

■ - руководитель ■ - исполнитель

4.3 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.

4.3.1 Расчет материальных затрат НИИ

Расчет материальных затрат НИИ включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. Данные представлены в таблице 41

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.;

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

Таблица 41 – 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	750	900	750	900
Бумага	шт.	1	1	800	800	800	800
Итого:						1550	1700

4.3.2 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.

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

цене. Расчет затрат на приобретение спецоборудования для научных работ представлен в таблице 42.

Таблица 42 – Расчет затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед.	Срок полезного использования, лет	Время использования, мес.	НА, %	Цена оборудования, руб.	Амортизация
1	Бурильная колонна с немагнитными трубами	1	5	6	20	2 400 000	240 000
2	Бурильная колонна с утяжеленными бурильными трубами	1	5	6	20	2 750 000	275 000
3	Принтер	1	4	6	25	12 000	1500
4	Компьютер	1	4	6	25	70 000	8750
Итого:						5 232 000	525 250

4.3.3 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:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}},$$

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

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

$T_{\text{р}}$ – 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:

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

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 $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{р}}$ - районный коэффициент (для Томска $k_{\text{р}} = 0,3$, т. е. 30%).

Данные по расчетам заработной платы были занесены в таблицу 43.

Таблица 43 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$Z_{\text{тс}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$, %	$k_{\text{д}}$, %	$k_{\text{р}}$, %	$Z_{\text{м}}$, руб.	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	80000	30	20	30	144000	6413	18	115434
Исполнитель	30000	30	20	30	54000	2712	39	105 768
Итого, $Z_{\text{осн}}$:								221202

4.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей работы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

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

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

Расчеты дополнительной заработной платы представлены в таблице 44.

Таблица 44 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{\text{доп}}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	0,15	115434	17315,1
Исполнитель	0,15	105 768	15 865,2
Итого:		221202	33180,3

4.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органов 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:

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

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

Данные отчислений во внебюджетные фонды представлены в таблице 45.

Таблица 45 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	115434	17315,1
Исполнитель	105 768	15 865,2
Итого	254382,3	
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30.2%	
Итого:	76823,45	

4.3.6 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:

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

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

$$Z_{\text{накл1}} = (1700 + 525\,250 + 221202 + 33180,3 + 76823,45) \cdot 0,16$$

$$= 137304,9 \text{ руб.}$$

4.3.7 Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется НИ «Выбор технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3220 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)» по форме, приведенной в таблице 46.

Таблица 46 – 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
525 250	1700	221202	33180,3	76823,45	858155,8	137304,9	995460,7

В таблице также представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 46 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НИИ	1700	2500	6500	Пункт 4.3.1
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	525 250	525250	670190	Пункт 4.3.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	221202	221202	221202	Пункт 4.3.3

Продолжение таблицы 46

4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	33180,3	33180,3	33180,3	Пункт 4.3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	76823,45	76823,45	76823,45	Пункт 4.3.5
6. Накладные расходы	137304,9	137432,9	161263,4	Пункт 4.3.6
7. Бюджет затрат НИИ	995460,7	996388,7	1169159	Сумма ст. 4.3.1–4.3.6

4.4 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. Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта представлена ниже, в таблице 47.

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

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

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:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = \frac{995460,7}{1169159} = 0,850$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп2}} = \frac{996388,7}{1169159} = 0,852$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп3}} = \frac{1169159}{1169159} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разгах (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 47 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Критерии				
1. Коэффициент нефтеотдачи	0.12	5	4	2
2. Удобство эксплуатации	0.1	5	4	4
4. Скорость бурения скважины	0.1	3	3	4
5. Время безотказной работы	0.1	5	3	4
7. Безопасность эксплуатации	0.15	5	3	3
8. Конкурентоспособность продукта	0.08	4	4	2
9. Уровень проникновения на рынок	0.02	3	4	5
10. Цена	0.05	2	3	4
11. Предполагаемый срок эксплуатации	0.07	5	3	4

Продолжение таблицы 47

12. Послепродажное обслуживание	0.04	5	4	4
13. Объем гарантийного обслуживания	0.06	4	4	2
14. Срок выхода на рынок	0.05	3	4	4
15. Наличие сертификации разработки	0.06	4	5	5
Итого	1	53	48	47

$$I_{p-исп1} = \sum a_i \cdot b_{p-исп1} = 4,31$$

$$I_{p-исп2} = \sum a_i \cdot b_{p-исп2} = 3,59$$

$$I_{p-исп3} = \sum a_i \cdot b_{p-исп3} = 3,41$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{испi}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}} = \frac{4,31}{0,850} = 5,07;$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}} = \frac{3,59}{0,852} = 4,21;$$

$$I_{исп3} = \frac{I_{p-исп3}}{I_{финр}} = \frac{3,41}{1} = 3,41;$$

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

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{срi}$):

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{min}}$$

Сравнительная эффективность разработки представлена в таблице 48.

Таблица 48 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,850	0,852	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,31	3,59	3,41
3	Интегральный показатель эффективности	5,07	4,21	3,41
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,49	1,23	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 63 дня; общее количество рабочих дней, в течение которых работал инженер, составляет 39 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 995460,7 руб;

4. Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

1) значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,850, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной по сравнению с аналогами;

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,31, по сравнению с 3,59 и 3,41;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 5,07 по сравнению с 4,21 и 3,41, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

5 Социальная ответственность

В рамках данной выпускной квалификационной работы осуществляется проектирование процессов строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3220 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область). При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины, например, такие как: профиль и конструкция скважины, параметры режима бурения, компоновки низа бурильной колонны и другие не менее важные параметры.

Решения, разработанные в данной ВКР, могут быть использованы научно-исследовательскими проектными институтами при проектировании разведочных скважин на территории Тюменской области.

Рабочей зоной при эксплуатации решения ВКР будет являться балкон верхового рабочего. Основным оборудованием будет являться: Подсвечник -2 шт, Лебедка - 1 шт, Будка верхового - 1 шт, Люлька - 1 шт. Верховой осуществляют следующие виды работ: контроль на виброситах, подача буровых труб, контроль работ при СПО. 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. Таким образом, следует очень ответственно подойти к процессу организации работ при строительстве скважины, с соблюдением всех регламентированных требований к безопасности

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

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием ГОСТ 12.0.003–2015 [2]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены названия характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ), которые представлены в таблице 49.

Таблица 49 – Возможные опасные и вредные факторы на рабочем месте верхового рабочего

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы буровых работ			Нормативные документы
	Геологическая документация горных выработок и скважин	Буровые работы	Обработка результатов работ	
1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
2. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	+	+	-	ГОСТ 30494-2011. Межгосударственный стандарт. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях"
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 55710-2013 "Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений"
4. Повышенное значение напряжения в электрической цепи	-	+	-	ГОСТ Р 12.1.019-2009. Национальный стандарт Российской Федерации. ССБТ. Электробезопасность.
5. Расположение рабочего Места на значительной высоте от земли.	+	+	-	ГОСТ Р 12.3.050-2017 ССБТ. Строительство работы на высоте правила безопасности.

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.

Загазованность на территории газодобывающего предприятия

способствует появлению взрывоопасных смесей при достижении высокой концентрации.

Загазованность рабочей зоны вызывает респираторные заболевания, такие как пневмокониозы, хроническая обструктивная болезнь легких.

Предельно допустимая концентрация природного газа в воздухе составлять 300 мг/м^3 согласно ГОСТ 5542-2014 [6].

Требуется постоянный контроль за концентрацией природного газа в воздухе, недопущение утечек газа из установок. Для периодических замеров работнику следует применять переносной газоанализатор. Необходимо устанавливать не менее 1 датчика на каждые 100 м^2 площади помещения согласно ОСТ 51-45-76 [7].

2. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, так и в закрытом помещении, при переходе из одной зоны в другую при разнице температур $(+10 \text{ }^\circ\text{C}) - (-30 \text{ }^\circ\text{C})$ приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать $10 \text{ Вт/м}^2 \text{ С}$ целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы. В зимнее время температура воздуха понижается до $(-30 \text{ }^\circ\text{C}) - (-40 \text{ }^\circ\text{C})$. К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в ГОСТ Р 12.4.236–2011. Основное требование к зимней

спецодежде – это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Согласно ГОСТ Р 12.4.218–99, зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна. Необходимыми деталями зимней спецодежды являются: утепленные воротники и капюшоны, трикотажные манжеты на рукавах, ветрозащитные планки, утепленная область поясицы. Работает бурильщик преимущественно за пультом управления. Работу выполняет в основном стоя. Следит за приборами на пульте управления. Регламентированные перерывы – 3% от рабочего времени, в эти 3 % когда бурильщик отлучается на перерыв или перекур его подменяет сменный бурильщик, который входит в состав вахты дневной или ночной смены. У верхового рабочего как и у всех членов вахты составляет 11 часов, с перерывом на обед. Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: создание укрытий рабочих мест, обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий.

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

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

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

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

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

– улучшение условий, создаваемых искусственным освещением.

При строительных работах в условиях плохой видимости рекомендуется применение искусственного освещения. Рекомендуется комбинированное освещение согласно СНиП 23-05-95.

4. Повышенное значение напряжения в электрической цепи.

Наибольшую опасность для жизни и здоровья человека оказывают повышенные значения напряжения в электрической цепи, замыкание которых может произойти через тело человека при приближении на расстояние менее допустимого к не изолированным токоведущим частям и элементам оборудования, находящимся под напряжением, а также при перемещении и работе в зонах растекания тока замыкания на землю, влияния электрического поля и наведенного напряжения.

Во избежание поражения электрическим током работник строительной организации должен придерживаться правил Постановления, утвержденных Министерством труда и социального развития Российской Федерации от 12 мая 2003 г. №27 [8].

Требования охраны труда при эксплуатации электрических приборов в процессе строительных работ [9]:

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

Требования электробезопасности электроустановок производственного и бытового назначения на стадиях проектирования, изготовления, монтажа, наладки, испытаний и эксплуатации регламентируются ГОСТ Р 12.1.019-2009 [10]

5. Расположение рабочего места на значительной высоте от земли.

Работы непосредственно на буровой установке ведутся на определенном расстоянии от земли, которое зависит от применяемой установки. Поэтому должно быть исключено падение работников с высоты. Для этого необходимо проводить ряд мероприятий: работы, проводимые на высоте, должны, проводится с применением страховочного троса, в соответствии с правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности полати верхового должны быть оборудованы ограждениями высотой не менее 1 м иметь зацепное устройство для крюка пояса верхового и проверено не реже 1 раза в месяц, каждый раз при работе на высоте визуальный осмотр. В зимнее время, оборудованные полати верхового подогревом полов должны быть в исправном состоянии, исключить падения и травмирования. Наиболее распространенные травмы на высотных работах это ушибы, переломы а так же возможны случаи смертельного исхода.

5.3 Экологическая безопасность

Создание условий для улучшения экологической обстановки – процесс долгий, требует согласованности и последовательности действий. Приоритетными в экологической политике РФ сегодня следующие вопросы:

- обеспечение экологически безопасных условий для проживания;
- рациональное использование и охрана природных ресурсов;
- обеспечение экологической и радиационной безопасности;

- правильное хранение и использование по назначению химических реагентов.
- повышение экологической культуры общества и формирование экологического сознания у людей.
- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химреагентами;
- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунтов зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках;
- нарушением естественного режима многолетнемерзлых грунтов (ММП) в криолитозоне с возможной деградацией верхних горизонтов ММП.

5.3.1 Защита атмосферы

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных и антропогенных источников. К числу примесей, выделяемых естественными источниками, относят: пыль (растительного и вулканического, космического происхождения), туман, дымы, газы от лесных и степных пожаров и др. К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной, дорожной техники, выбросы вредных веществ предприятиями, заводами. Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух, на производстве фильтрующие элементы и их утилизацию согласно экологическим нормам

5.3.2 Защита литосферы

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы. Для сохранения качества почвы необходимо: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву, сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю.

5.3.3 Защита гидросферы

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. Может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- сооружать водоотводы, накопители и отстойники,
- очистные сооружения для буровых и бытовых стоков,
- создать прочное цементное кольцо по всей длине обсадной колонны, чтобы исключить перетоки пластовых вод из одного пласта в другой.

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]

- предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- ограничение сферы распространения огня;
- обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;
- 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

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 1 категории, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду [18].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы были разработаны технологические решения для строительства вертикальной скважины глубиной 3220 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область). Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

В разрезе скважины представлены один продуктивный пласт нефтяной. Таким образом, всего конструкция скважины включает направление, кондуктор и эксплуатационную колонну. Для углубления выбраны шарошечное долото под направление и PDC долота усиленного типа для бурения под остальные интервалы, т.к. они сложены твердыми и крепкими горными породами. Осевая нагрузка и другие параметры режима бурения также соответствуют твердости пород и выбраны в соответствии с рекомендациями. Согласно расчетам, проведенным в программном комплексе «Бурсофтпроект», для выполнения всех технологических операций при строительстве данной скважины будет достаточно бурильных труб группы прочности E для запроектированного типоразмера.

Для промывки выбраны глинистые буровые растворы под все интервалы: под направление – бентонитовый пресный, под остальные интервалы – полимер-глинистый минерализованный. Это связано с тем, что на интервалах под все обсадные колонны находятся пласты каменной соли, которые могут быть размыты при использовании пресных буровых растворов. Согласно расчетам, проведенным в программном комплексе «Бурсофтпроект», была разработана гидравлическая программа промывки, где были определены потери давления по циклу циркуляции и требуемые параметры работы буровых насосов.

Поскольку скважина разведочная, в интервалах продуктивных пластов проектируется отбор керна с применением бурголовки с резцами PDC для повышения ресурса породоразрушающего инструмента.

По результатам расчета избыточных давлений и усилий на страгивание в резьбовом соединении для крепления скважины выбраны обсадные трубы группы прочности Д. Дополнительно для эксплуатационной колонны были более подробно рассмотрены решения для цементирования, такие как объем тампонажного раствора и схема обвязки техники.

Для проведения испытаний продуктивного пласта выбран пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95/178

В связи с тем, что конструкция скважины двухколонная, т.е. кроме эксплуатационной колонны включает еще промежуточную колонну, для обвязки устья была выбрана клиньевая колонная головка ОКК1-14-177,8 х244,5 К1 ХЛ. В качестве схемы противовыбросового оборудования была выбрана ОП5-230/80×35. Для заканчивания скважины была выбрана фонтанная арматура по схеме АФ1-80/65х14.

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

В главе, посвященной специальному вопросу, анализ технологии бурения скважин с большим отходом от вертикали. По результатам анализа были показаны сложности бурения этих скважин, возможные осложнения и новые технологии для бурения.

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

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Самохвалов, М.А. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») / М. А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. – Томск: Томский политехнический университет, 2016. – 92 с.

2. Епихин, А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: Томский политехнический университет, 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. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин / разработан Государственным комитетом Совета Министров СССР по делам строительства. – Текст: непосредственный.

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 2018 года.

6. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях / разработан Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации. – Текст: непосредственный.

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

разработан Комитетом стандартов, мер и измерительных приборов при Совмине СССР. – Текст: непосредственный.

8. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование / разработан Государственным комитетом Совета Министров СССР по делам строительства. – Текст: непосредственный.

9. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования / разработан Государственным комитетом Российской Федерации по стандартизации и метрологии. – Текст: непосредственный.

10. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности / разработан Комитетом стандартов, мер и измерительных приборов при Совмине СССР. – Текст: непосредственный.

11. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования / разработан Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии. – Текст: непосредственный.

12. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация / разработан Комитетом стандартов, мер и измерительных приборов при Совмине СССР. – Текст: непосредственный.

13. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования / разработан Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. – Текст: непосредственный.

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) / разработан Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору. – Текст: непосредственный.

15. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции / разработан Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации. – Текст: непосредственный.

16. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин / разработан ГосГорТехнадзор России. – Текст: непосредственный.

17. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация / разработан Комитетом стандартов, мер и измерительных приборов при Совмине СССР– Текст: непосредственный.

18. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты / разработан Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии – Текст: непосредственный.

19. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ). – Текст: непосредственный.

20. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок». – Текст: непосредственный.

21. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений / разработан Госстроем России. – Текст: непосредственный.

22. Постановление Правительства РФ от 21.03.2017 N 316 «О внесении изменения в пункт 218 Правил противопожарного режима в Российской Федерации» / разработано Правительство Российской Федерации – Текст: непосредственный.

23. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения / разработан Комитетом стандартов, мер и измерительных приборов при Совмине СССР. – Текст: непосредственный.

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

25. Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019) «О проведении рекультивации и консервации земель» / разработано Правительством Российской Федерации. – Текст: непосредственный.

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

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

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». – Текст: непосредственный.

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

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

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

32. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. – Текст: непосредственный.

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

34. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – Текст: непосредственный.

35. СНиП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. – Текст: непосредственный.

36. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности». – Текст: непосредственный. Крылов В.И., Кренул В.В. Технологические особенности бурения скважин с большими отходами забоя от вертикали // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. № 10, 2005. С. 10-19.

37. Марбун Б.Т., Зулхифли С., Арлияндо Л., Путра СК (2011) Обзор радиальной системы ультракороткого радиуса (URRS) Документ IPTC 14823, представленный на международной конференции по нефтяным технологиям, 15-17 ноября, Бангкок, Таиланд

38. Митчелл Б. (1995) Усовершенствованная технология бурения нефтяных скважин, 10 -е изд. Митчелл Инжиниринг, Сан-Франциско

39. Митчелл Р.Ф. (2006) Справочник по нефтяной инженерии, том II, Буровая техника. Общество инженеров-нефтяников, Ричардсон, Техас
Поссиер Р. Дамшен М (2011) Гибридные долота предлагают явные преимущества при выборе шарошечных долот и долот PDC, SPE Drill Complet 26(1):96-103

40. Савоськин С.В. ФГБОУ ВПО «Астраханский государственный университет», Россия Скважины с большим отходом от вертикали, статья 2020 г.

41. Себастьян П., Стефан К., Грег С., Бенджамин С. (2016) Проектирование и оборудование скважин наклонно-направленного бурения. Tangieni LLC Wikispaces Web, <https://drilleng-group4-directionaldrilling-1.wikispaces.com/Applications>

42. Сэмюэл Р. Гао Д. (2013) Инженерная теория, методы и приложения горизонтального бурения. Издательство SigmaQuadrant, Хьюстон

Приложение А

Горно-геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, м Дарси	Глинистость, %	Абразивность	Категория породы промышленной классификации
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q	0	40	суглинки	2	25	250	10	10	мягкая мягкая мягкая
			пески	2	25	0	90	4	
			глины	2	30	0	90	4	
P ₃ chr	40	120	пески	2,1	20	0	90	10	мягкая мягкая
			глины	2,1	30	1000	20	4	
P ₃ trt	120	220	глины	2,0	25	10	50	10	мягкая мягкая
			песок	2,3	30	0	95	0,4	
P ₂ ll	220	330	глины	2,3	25	0	95	0,4	мягкая
P ₁ tl	330	440	глины	2,5	20	0	95	10	мягкая
K ₂ gn	440	540	алевриты	2,4	20	0	95	10	мягкая мягкая
			глины	2,3	25	0	95	0,4	
K ₂ sl	540	575	глины	2,3	20	0	10	0,4	мягкая мягкая
			мергель	2,3	25	0	90	0,4	
K ₂ ip	575	710	глины	2,3	16	0	100	0,4	мягкая

Продолжение таблицы А.1

K ₁ kls	710	720	песчаники алевролиты глины	2,2 2,3 2,1	25 16 20	0 0 300	90 90 20	10 10 0,4	мягкая мягкая мягкая
K ₁₋₂ pk	720	1590	глины	2,3	16	0	100	0,4	мягкая мягкая мягкая
K ₁ kin	1590	2235	глины песчаники алевролиты	2,4 2,2 2,2	22 20 14	30 10 0	30 10 0	10 10 3	мягкая
K ₁ tr	2235	2300	песчаники глины алевролиты	2,4 2,2 2,3	19 12 16	0 50 15	0 50 15	10 4 6	мягкая мягкая мягкие
K ₁ klm	2300	2580	песчаники алевролит аргелит	2,3 2,4 2,3	5 10 15	0 5 300	0 5 300	4 10 6	средняя мягкие мягкие
J ₃ bgr	2580	2605	алевролиты песчаники аргилиты	2,4 2,3 2,3	15 5 10	20 0 5	20 90 25	10 4 6	мягкие средняя мягкие
J ₃ vs	2605	2695	аргиллиты	2,4	5	5	90	4	мягкие
J ₂ tm	2695	2993	песчаники алевролиты аргиллиты	2,3 2,4 2,3	15 5 10	5 0 20	20 90 25	4 10 6	средняя мягкие средняя
Pz	2993	3230	глинисто-кремнисто карбонатные породы	3,7 5	1 5	- -	- -	6	твердые

Таблица А.2 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце интервала, °С
	от (верх)	до (низ)	пластового		порового		гидроразрыва		горного		
			кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		
			от (верх)	до (низ)	От (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q+P	0	575	0,100	0,100	0,000	0,100	0,200	0,200	0	0,23	11
K ₂ ip	575	720	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,23	0,23	20
K ₁₋₂ pk	720	1590	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,23	0,23	45
K ₁ kin	1590	2235	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,23	0,23	63
K ₁ tr	2235	2605	0,101	0,101	0,101	0,100	0,179	0,179	0,23	0,23	65
J ₃ vs	2605	2695	0,102	0,102	0,101	0,102	0,178	0,178	0,23	0,23	77
J ₂ tm	2695	3230	0,102	0,102	0,102	0,102	0,178	0,178	0,23	0,23	85

Таблица А.3 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, (на устье скважины для газ) г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Давление насыщения, МПа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q+P	0	440	поровый	1	20-100	–	–	да
K ₁₋₂	440	1590	поровый	1,004	195-500	–	–	нет. Степень минерал. - 8-10г/л, Cl ⁻ -3385-5500мг; SO ₄ -17-24мг; HCO ₃ - 85-170мг; Na ⁺ - 200-3500мг; Mg ⁺⁺ - 33-73мг; Ca ⁺⁺ - 180-340мг
K ₁ (kl+tr)	1590	2300	поровый	1,014	100-200	–	–	нет. Степень минерал. - 10-17г/л, Cl ⁻ - 9500мг; SO ₄ -160мг; HCO ₃ - 300мг; Na ⁺ - 8800мг; Mg ⁺⁺ - 150мг; Ca ⁺⁺ - 1500мг

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
K ₁ (klm)	2300	2580	поровый	1,018	до 100	–	–	нет. Степень минерал. - 20г/л, Cl ⁻ - 1200мг; SO ₄ -250мг; HCO ₃ - 320мг; Na ⁺ - 6600мг; Mg ⁺⁺ - 25мг; Ca ⁺⁺ - 2020мг
J ₃ vs	2605	2695	поровый	1,020	3-46	–	–	нет. Степень минерал. - 30-40г/л, Cl ⁻ - 1500мг; SO ₄ -320мг; HCO ₃ - 800мг; Na ⁺ - 9500мг; Mg ⁺⁺ - 120мг; Ca ⁺⁺ - 800мг
J ₂ tm	2695	2993	Поровый трещиноватый	1,02	0-14	–	–	нет. Степень минерал. - 29-40г/л, Cl ⁻ - 1680мг; SO ₄ -250мг; HCO ₃ - 600мг; Na ⁺ - 11000мг; Mg ⁺⁺ - 250мг; Ca ⁺⁺ - 460мг

Таблица А.4 – Осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
Q-P ₃₋₁	0	107	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления
K ₁₋₂	630	1530		
K _{1kin, tr}	1590	2300		
K _{1klm}	2300	2580		
J _{2 tm}	2695	2993		
Pz	2993	3230		
Q-P ₁	0	440	Прогноз осыпей и обвалов стенок скважины	Соблюдение оптимальной плотности раствора и низкой водоотдачи. Соблюдение скоростей бурения, проработка, промывка ствола скважины
K ₁₋₂	440	1590		
Q-P-K _{2ip}	0	710	Прихвато опасные зоны	Несоблюдение параметров раствора и режима промывки, недостаточная очистка от выбуренной породы
K _{2 kz-K_{1-2pk}}	710	1590		
J _{3 bg}	2580	2605		
J _{3 Pz}	2605	3230	Прихвато опасные зоны	Увеличение плотности бурового раствора выше проектной, оставление инструмента без движения более пяти минут.

Приложение Б
Технологическая часть проекта

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

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Масса, кг	Назначение
1	БТ6916МА-095	0,65	250	Бурение вертикального участка под направление ствола перед спуском направления
2	Переводник Н177/161	0,538	61	
3	УБТС2-203	42	8988	
4	Переводник П161/162	0,53	90	
5	ПК-127х9,19Е	0,54	89	

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

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Масса, кг	Назначение
1	БТ7713МНА-039	0,3	35	Бурение вертикального участка под кондуктор проработка ствола перед спуском кондуктора
2	Переводник П 152/152	0,517	93	
3	К 295 МС	0,9	114	
4	Переводник М-152/171	0,517	60	
5	Д-240РС	10,1	2547	
6	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	105	

Продолжение таблицы Б.2

7	Обратный клапан КОБ-240РС	0,375	43	
8	Переводник П-163/152	0,521	87	
9	К 295 МС	0,9	114	
10	Переводник П-163/161	0,521	87	
11	УБТС2-203	24	5352	
12	Переводник П-161/147	0,517	60	
13	УБТС2-178	48	7488	
14	Переводник П-147/162	0,527	63	
15	ПК-127х9,19 Е	652	20349	

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (740-3220

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Масса, кг	Назначение
1	БТ9913МНА-043	0,2	20	Бурение вертикального участка под эксплуатационную колонну
2	Переводник П-117/133	0,47	37	
3	КЛС 220,7 СЦ	0,5	58	
4	Переводник М 133-117	0,457	30	

Продолжение таблицы Б.3

5	D500 1/2 LOBE 1/2 LOBE 1/2 LOBE	6	712	
6	Переливной клапан ПК- 172РС	6	103	
7	Обратный клапан КОБ 172РС	0,93	98	
8	Переводник П-133/147	0,51	31	
9	УБТС2-178	66	10296	
10	Переводник П-147/162	0,527	63	
11	ПК-127x9,19 Е	3138	97981	

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна (2983-3180 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Масса, кг	Назначение
1	БИТ 220,7/ВТ 613	0,2	20	Производиться отбор керна при бурение эксплуатационной колонны
2	СК1 178/100	12	850	
3	Переводник П133/147	0,457	30	
4	УБТС2-178	0,97	10296	
5	Переводник П117/133	0,37	37	
6	ПК- 127x9,19 Е	3186	99468	

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

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
0	60	60	393,7	-	1,4	10,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 6,5
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} = 62,2
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
60	980	920	295,3	323,9	1,4	92,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 2,6
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 57
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} = 3,8
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 27,6
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 200,9
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ = 250,1
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					
980	3250	2270	215,9	244,5	1,3	146,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,4
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 73,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} = 11
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 61,9
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 383,5
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ = 378,6

