

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 2280 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m2280)(571.12)

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Бондаренко Александр Сергеевич		15.06.2022

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мних Николай Михайлович	к.ф.-м.н.		15.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Бондаренко Александр Сергеевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2280 метров на газовом 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 нефтегазовом 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. • Тенденции развития телеметрических систем

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Кащук 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. Тенденции развития телеметрических систем	
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	Мних Николай Михайлович	к.ф.-м.н.		09.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Бондаренко Александр Сергеевич		09.02.2022

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Бондаренко Александр Сергеевич

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование</i>
3. <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:

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

Перечень графического материала

1. <i>Оценка конкурентоспособности ИП</i>
2. <i>Матрица SWOT</i>
3. <i>Диаграмма Ганта</i>

- | |
|--|
| 4. <i>Бюджет НИ</i> |
| 5. <i>Основные показатели эффективности НИ</i> |

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н доцент		28.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Бондаренко Александр Сергеевич		28.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б7В		Бондаренко Александр Сергеевич	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
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 2280 метров на газовом месторождении (Тюменская область)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: проектные решения строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2280 метров на газовом месторождении.</p> <p>Область применения: проект на строительство скважины.</p> <p>Рабочая зона: полевые условия.</p> <p>Климатическая зона: Тюменская область район Крайнего Севера.</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: буровая установка БУ-3000 ЭУК-1М.</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: бурение, спуско-подъемные операции, спуск обсадных колонн, промывка скважины, цементирование обсадных колонн, проведение геофизических исследований, отбор керна, перфорация пласта, освоение скважины</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> -ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. -ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. -ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. - статья 147 Трудового Кодекса РФ глава 47 настоящего кодекса. -ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. - ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. -ГОСТ 17.1.3.06-82 -СанПиН 1.2.3685-21 -ГОСТ 12.0.002-80 - Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации</p> <p>Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</p>	<p>Возможные опасные и вредные факторы при строительстве скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; – Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; – Повышенный уровень вибрации;

	<ul style="list-style-type: none"> – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего; – Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током; – Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты; <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> – виброгасящие коврики, виброрукавицы; – амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания – теплоизолированная спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор; – наушники, вкладыши, шлемы; – звукоизолирующие кожухи, малозумные машины и звукопоглощающие облицовки; – диэлектрические перчатки, ботинки, инструмент; – защитная каска, очки, сапоги.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<p>Воздействие на литосферу: отработанный буровой раствор; масла; дизельное топливо; нефтепродукты.</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение близко лежащих водяных пластов поступлением в них бурового раствора.</p> <p>Воздействие на атмосферу: выхлопные газы ДВС.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	<p>Возможные ЧС: лесные пожары; разливы; газонефтеводопроявления (ГНВП); взрывы ГСМ; разрушение буровой установки.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: газонефтеводопроявления (ГНВП).</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Бондаренко Александр Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 95 страниц без учета приложений, 7 рисунков, 43 таблицы, 40 литературных источников, 11 приложения.

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

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2280 метров на газовом месторождении (Тюменская область).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2280 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

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения	16
1.3 Зоны возможных осложнений	17
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	18
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	18
2.2. Проектирование конструкции скважины	18
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	18
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений.....	18
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	19
2.2.4. Выбор интервалов цементирования	20
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	21
2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн	21
2.3. Проектирование процессов углубления скважины.....	22
2.3.1. Выбор способа бурения	22
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента.....	23
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото	24
2.3.4. Расчет частоты вращения долот	24
2.3.5. Расчет необходимого расхода бурового раствора	25
2.3.6. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	26
2.3.7. Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	28
2.3.8. Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов	28
2.3.9. Разработка гидравлической программы промывки скважины	32
2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборке керна	33
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин.....	33
2.4.1. Расчет обсадных колонн на прочность	33
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений.....	34
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений	36
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине	37
2.4.2. Выбор технологической оснастки обсадных колонн	38

2.4.3. Расчет и обоснование параметров цементированья скважины	38
2.4.3.1. Обоснование способа цементированья	38
2.4.3.2. Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	39
2.4.3.3. Выбор типа и расчет необходимого количества цементирующего оборудования	40
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоение скважин	41
2.4.4.1. Выбор жидкости глушения	42
2.4.4.2. Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов.....	43
2.4.4.3. Выбор типа пластоиспытателя	44
2.4.4.4. Выбор типа фонтанной арматуры	45
2.5. Выбор буровой установки	45
3. ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ.....	47
3.1. Что такое телеметрическая система.....	47
3.2. LWD и MWD телесистемы	47
3.3. Классификация телесистем по каналам связи	49
3.4. Наиболее распространенные каналы связи в настоящее время.....	52
Заключение по разделу	59
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	60
4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	61
4.1.1. Анализ конкурентных технических решений	61
4.1.2. SWOT-анализ.....	62
4.2. Планирование научно-исследовательских работ	65
4.2.1. Структура работ в рамках научного исследования	65
4.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения	66
4.3. Бюджет научно-технического исследования	70
4.3.1. Расчет материальных затрат научно-технического исследования	70
4.3.2. Расчет амортизации специального оборудования	71
4.3.3. Основная заработная плата исполнителей темы	72
4.3.4. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	74

4.3.5. Накладные расходы.....	75
4.4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	76
Выводы по разделу.....	79
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	81
Введение.....	81
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения Безопасности.....	82
5.2. Производственная безопасность	84
5.2.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	85
5.3. Экологическая безопасность	89
5.3.1. Влияние на атмосферу	89
5.3.2. Влияние на гидросферу	90
5.3.3. Влияние на литосферу	90
5.3.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	91
Вывод по разделу	93
Заключение	94
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	96
Приложение А. Геологические условия бурения	100
Приложение Б. Конструкция забоя закрытого типа.....	101
Приложение В. Совмещенный график давлений и схема конструкции скважины.....	102
Приложение Г. Характеристика породоразрушающего инструмента по интервалам	103
Приложение Д. Расход бурового раствора	104
Приложение Е. КНБК для бурения по секциям.....	105
Приложение Ж. Результаты расчета бурильной колонны на прочность	110
Приложение З. Гидравлические показатели промывки скважины.....	111
Приложение И. Характеристика обсадных колонн	113
Приложение К. Технологическая оснастка обсадных колонн	114
Приложение Л. Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования	115

ВВЕДЕНИЕ

Выбор верных проективных решений при строительстве разведочных вертикальных скважин позволяет получить геологическую информацию, требующуюся для выявления рентабельности разработки месторождения, а также для безаварийного бурения проектируемых скважин.

Анализ геологических данных условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен преимущественно глинами и песчаниками с переслаивающимися алевrolитами. Породы преимущественно мягкой и твердой твердости. В скважине имеются газовые продуктивные пласты, которые сложены порово-трещиноватыми и поровыми коллекторами соответственно. Газовый пласт имеет высокое давление насыщения.

Как и на остальных месторождениях Восточной Сибири имеется проблема интенсивного поглощения технологических жидкостей, в результате которых снижается устойчивость ствола скважины, увеличивается вероятность прихватов, посадки, затяжки, сальникообразования компоновки низа буровой колонны, риск газонефтеводопроявлений.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимально верных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2280 м на месторождении Тюменской области с учетом данных геологических условий.

Таким образом, ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Ожидаемый литолого-стратиграфический разрез скважины представлен в таблице А.1 приложения А.

Градиенты давлений по разрезу скважины представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Градиенты давлений по разрезу скважины

Свита (ярус)	Глубина залегания, м	Градиент давления					
		пластового			гидроразрыва пород		
		кгс/см ²		Источник получения	кгс/см ²		Источник получения
		от	до		от	до	
Четвертичные отложения	0-200	0,100	0,100	ПГФ	0,159	0,159	ПГФ
Тибейсалинская	200-300	0,100	0,100	ПГФ	0,159	0,159	ПГФ
Ганькинская	300-620	0,100	0,100	ПГФ	0,159	0,160	ПГФ
Березовская	620-950	0,100	0,100	ПГФ	0,160	0,161	ПГФ
Кузнецовская	950-990	0,100	0,100	ПГФ	0,170	0,170	ПГФ
Марресалинская+ Яронгская	990-1704	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	ПГФ
Танопчинская	1704-2400	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	ПГФ

Исходя из наших данных можно сделать следующий вывод: аномально высоких пластовых давлений нет.

Краткая характеристика геологических условий бурения. Литологическая характеристика скважины в интервале 0-2280 м представлена глинами, песчаниками, алевролитами. По разрезу скважина представлена мягкими и твердыми по твердости горными породами, что подтверждает выбор

породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород, несовместимых интервалов по условию бурения.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Предполагаемые газонасыщенные интервалы представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Предположительно газонасыщенные интервалы

Свита	Пласт	Глубина залегания, м	Тип коллектора	Потенциальный дебит газа, тыс. м ³ /сут	Относительная плотность газа
Танопчинская	ТП ₀	1688-1696	Поровый	160 тыс.м ³ /сут	0,607
Танопчинская	ТП ₁	1704-1712	Поровый	240 тыс.м ³ /сут	0,607
Танопчинская	ТП ₂	1723-1745	Поровый	300 тыс.м ³ /сут	0,607
Танопчинская	ТП ₂ ²	1752-1760	Поровый	300 тыс.м ³ /сут	0,607
Танопчинская	ТП ₃	1774-1800	Поровый	160 тыс.м ³ /сут	0,75
Танопчинская	ТП ₄ ⁰	1829-1870	Поровый	230 тыс.м ³ /сут	0,75
Танопчинская	ТП ₄	1880-1914	Поровый	200 тыс.м ³ /сут	0,75
Танопчинская	ТП ₁₀₋₁₁	2056-2114	Поровый	140 тыс.м ³ /сут	0,75
Танопчинская	ТП ₁₂	2129-2168	Поровый	140 тыс.м ³ /сут	0,75
Танопчинская	ТП ₁₃	2178-2206	Поровый	140 тыс.м ³ /сут	0,75
Танопчинская	ТП ₁₄	2224-2249	Поровый	140 тыс.м ³ /сут	0,75

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные зоны осложнений представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
Четвертичные отложения	0	200	Осыпи и обвалы
Тибейсалинская	200	300	
Ганькинская	300	620	Прихваты и поглощения
Березовская	620	950	
Кузнецовская	950	990	Прихваты, осыпи
Марресалинская+ Яронгская	990	1704	Прихваты, газонефтеводопроявления, осыпи
Танопчинская	1704	2400	

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектируется вертикальная скважина, следовательно, расчеты профиля не проводятся.

2.2. Проектирование конструкции скважины

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

В виду слабой изученности разреза скважин и с целью последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин применяется забой закрытого типа. Схема конструкции забоя представлена в приложение Б.

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений показывает изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора. График строится на основании горно-геологических условий.

Совмещенный график давлений дает возможность выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. Анализ графика показывает, что зон несовместимых по условию бурения в разрезе нет, проектируем

одноколонную конструкцию скважины. Совмещенный график давлений представлен в приложении В.

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в моей скважине 200 м четвертичные отложения, тогда будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 210 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.

Исходя из геологических данных, наблюдается несколько продуктивных пластов с газом, поэтому необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны для каждого и выбрать наибольшее значение. Кондуктор спускается на глубины 1340 м с целью перекрытия неустойчивого интервала разреза и возможных осложнений. Расчет глубины спуска кондуктора представлен на рисунке 1.

ИМЯ ПЛАСТА	ПП ₀	ПП ₁	ПП ₂	ПП ₂ ²	ПП ₃	ПП ₄ ⁰	ПП ₄	ПП ₁₀₋₁₁	ПП ₁₂	ПП ₁₃	ПП ₁₄
L _{пр}	1688	1704	1723	1752	1774	1829	1880	2056	2129	2178	2224
Г _{пл}	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,1	0,1
Г _{прп}	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
у=	0,607	0,607	0,607	0,607	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Расчетные значения											
P _{пл}	168,8	170,4	172,3	175,2	177,4	182,9	188	205,6	212,9	217,8	222,4
P _{пр}	176,8	178,5	180,2	183,6	184,45	188,7	193,8	210,8	218,45	222,7	227,8
e ³	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,06	1,06	1,06	1,07	1,07	1,07
P _{пл} /e ₃	162,29	163,77	165,50	168,20	168,46	173,30	177,85	193,39	199,84	204,07	208,13
L _{конд min}	1040	1050	1060	1080	1085	1110	1140	1240	1285	1310	1340
Требуемый запас	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
Принимаемая глубина	1340										

Рисунок 1 – Расчёт глубины спуска кондуктора

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 2280 м.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 210 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 1340 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 м выше для газовой скважины. Так как имеется газовый пропласт интервал цементирования будет составлять 1440 м.

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из максимального дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 177,8 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 220,7 мм

Диаметр кондуктора составляет 244,5 мм, и диаметр долота 295,3 мм.

Диаметр колонны составляет 323,9 мм, а диаметр долота 393,7 мм.

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
Направление	0	210	0	210	323,9	393,7
Кондуктор	0	1340	0	1340	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	0	2280	840	2280	177,8	220,7

2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн

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 35-178x245 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-280/80x35.

2.3. Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1. Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, для интервала бурения под направление выбираем роторный способ, так как в этом интервале имеются четвертичные отложения из мягких пород. Для бурения интервалов под кондуктор и эксплуатационную выбираем способ бурения винтовым забойным двигателем, тем самым обеспечив максимальную механическую скорость проходки. Интервал под отбор керна будет использовать роторный способ бурения, чтобы как можно качественнее его сохранить. Способы бурения по интервалам представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	210	Роторный
210	1340	Винтовой забойный двигатель (ВЗД)
1340	2280	Винтовой забойный двигатель (ВЗД)
2214	2260	Роторный (Отбор керна)

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны 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 приложении Г.

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 Т (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен твердыми горными породами.

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

Для участка с отбором керна проектируется буровая головка PDC марки Т (по типу горных пород), которая обеспечит качественный отбор керна. Выбор буровой головки обусловлен тем, что интервал сложен твердыми горными породами.

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 6.

Таблица – 6 Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал	0-210	210-1340	1340-2280	2214-2260
Исходные данные				
Порода	М	Т	Т	Т
D_d , см	39,37	29,53	22,07	22,07
$G_{пред}$, Т	28	10	10	5
Результаты проектирования				
$G_{доп}$, Т	22,4	8	8	4
$G_{проект}$, Т	8	6	6	4

где, D_d – диаметр долота, см;

$G_{пред}$, $G_{доп}$, $G_{проект}$ - предельная, допустимая и проектная осевая нагрузка соответственно, т.

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

2.3.4. Расчет частоты вращения долот

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

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

Таблица – 7 Результаты частоты вращения долота

Интервал		0-210	210-1340	1340-2280	2214-2260
Исходные данные					
$V_{л}, \text{ м/с}$		3,4	2	2	2
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,2207
	мм	393,7	295,3	220,7	220,7
Результаты проектирования					
$n_1, \text{ об/мин}$		165	129	173	173
$n_{\text{стат}}, \text{ об/мин}$		60-80	100-140	100-180	20-40
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		60	140	180	40

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-210 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 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.3.5. Расчет необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости

стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в приложении Д.

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 39 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 34 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для отбора керна принимается 20 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

2.3.6. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-210	210-1340	1340-2280	2214-2260
Исходные данные					
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,2207
	мм	393,7	295,3	220,7	220,7
G_{oc} , кН		78	59	59	39
Q , Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
$D_{зд}$, мм		-	236	177	-
M_p , Н*м		-	2322	1757	-
M_o , Н*м		-	148	110	-
$M_{уд}$, Н*м/кН		-	37	28	-

Для интервала бурения 210-1340 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240РС который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-178РС, 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 9.

Таблица 9 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-240РС	210-1340	240	10,1	2547	30-75	40-160	16,9	70-282
ДРУ2-178РС	1340-2280	178	5,0	1669	19-40	80-200	25,3	221-565

2.3.7. Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

Проектирование бурильной колонны осуществляется в соответствии с методичкой.

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Е.

Проектирование КНБК по интервалам бурения, проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «Бурсофтпроект»

Результат проверки КНБК на прочность представлены в приложение Ж.

2.3.8. Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

При бурении направления по пласту возможны 0-210 м 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 возможно наличие водоносных горизонтов, относящихся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению и снижению рабочей плотности бурового раствора.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (прихватоопасная зона; образование сальников), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый

раствор). 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 10.

Таблица 10 – Компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Концентрация, кг/м ³
Регулятор рН	0,7-1,2
Структурообразователь	50-80
Регулятор жесткости	0,8-1,2
Понизитель вязкости	0,5-1,5
Утяжелитель	125

Данный раствор обеспечивает следующие технологические свойства, таблица 11.

Таблица 11 – Технологические свойства бентонитового раствора

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

Породы, слагающие интервал от 210м до 1340м под кондуктор, характеризуются песками, алевролитами и, преимущественно, глинами. На данном интервале возможны осложнения такие как поглощение бурового раствора частично и до полного, сальникообразование, прихват по причине разбухания глин.

Разбуривание таких отложений сопряжено с большими трудностями. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить полимер-глинистый буровой раствор.

Для предупреждения возможных сальникообразований используется сульфанол. В качестве утяжелителя применяют так же барит. Компонентный состав полимер-глинистого раствора представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор рН	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,7-1,2
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	7-15
Высоковязкий понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3-0,5
Смазочная добавка	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	0,1-0,15
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	0,5-0,6
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5
Утяжелитель	Регулирование плотности	125

Данный раствор обеспечивает следующие технологические свойства, таблица 13.

Таблица 13 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,12
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

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 раствора на углеводородной основе.

Данный буровой раствор обрабатывается утяжелителем барит для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), известью, структурообразователем, эмульгатором, понизителем фильтрации. Компонентный состав раствора на углеводородной основе, таблица 14.

Таблица 14 – Компонентный состав раствора на углеводородной основе

Класс	Назначение	Концентрация
Углеводородная основа	Дизельное топливо	700
Известь	Источник кальция	15
Эмульгатор	Стабилизация эмульсии	1-3
Гидрофобизатор	Гидрофобизация выбуренной породы, уменьшение расхода эмульгатора	1-3

Продолжение таблицы 14 – Компонентный состав раствора на углеводородной основе

Регулятор реологии	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	1-2
барит	утяжелитель	147

Данный раствор после приготовления имеет следующие свойства, таблица 15.

Таблица 15 – Технологические свойства раствора на углеводородной основе

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,07
Условная вязкость, с	50-70
Пластическая вязкость, сПз	25-35
ДНС, дПа	40-125
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-30/60-100
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 4
Электростабильность, В	> 250

2.3.9. Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

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 приложение 3.

2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборке керна

При строительстве разведочной скважины планируется отбор керна для анализа газоносных пластов. Согласно геолого-техническому условию газоносность по разрезу скважины присутствует в интервалах: 2214 – 2260 м. Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC БИТ 220,7/100 В613 для получения более качественного отобранного материала. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен тем что интервал сложен горными породами твердой твердости.

В таблице 16 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 16 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип кернаотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2214-2260	КИ 7.1 195/100	4	40	20

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1. Расчет обсадных колонн на прочность

Для качественного цементирования обсадных колонн применяют серийно производимые тампонажные материалы, которые должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу бурения. Исходные данные к расчету представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости	$P_{\text{прод}}=1000 \text{ кг/м}^3$
Плотность буферной жидкости	$P_{\text{буф}}=1030 \text{ кг/м}^3$
Плотность тампонажного раствора нормальной плотности	$P_{\text{тр н}}=1850 \text{ кг/м}^3$
Плотность облегченного тампонажного раствора	$P_{\text{тр обл}}=1450 \text{ кг/м}^3$
Глубина скважины	$H=2280 \text{ м}$
Высота цементного стакана	$H=10 \text{ м}$

2.4.1.1. 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.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 2 и 3 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

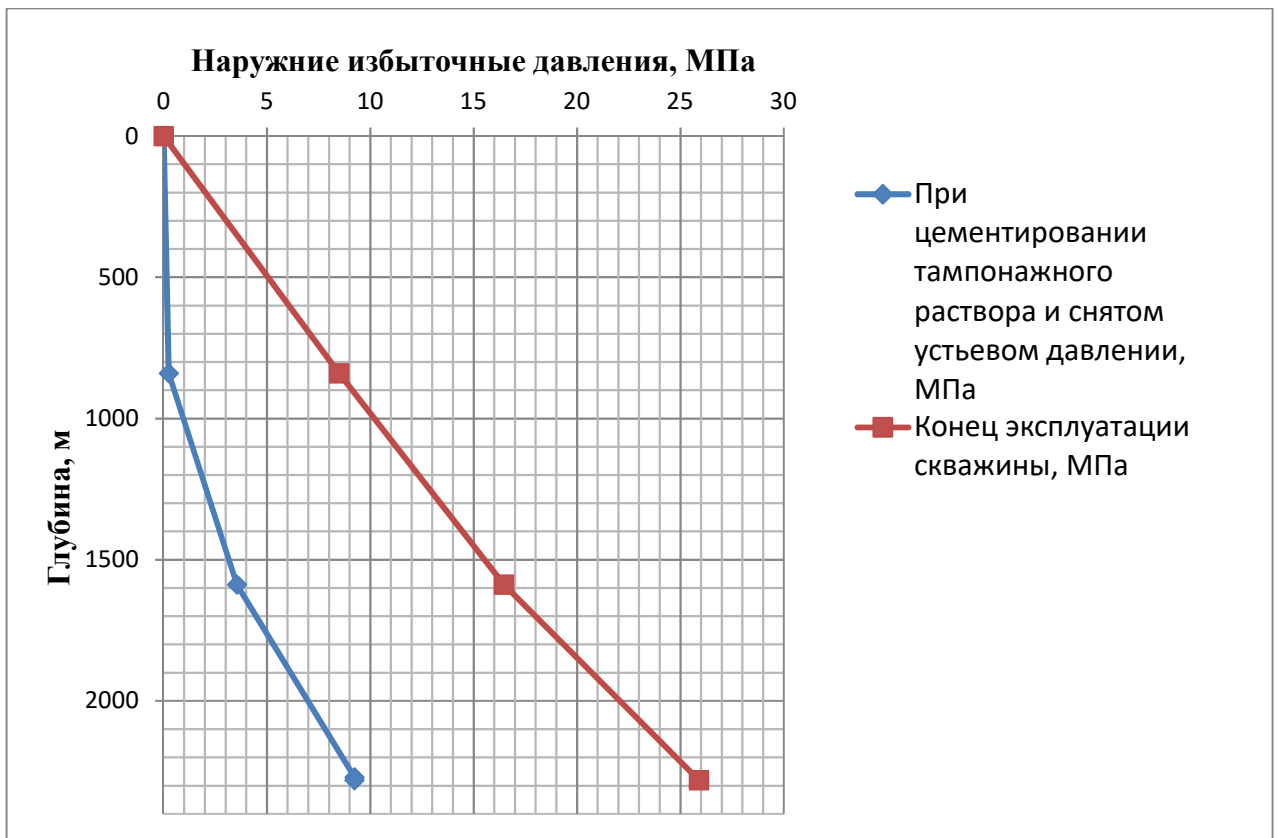


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

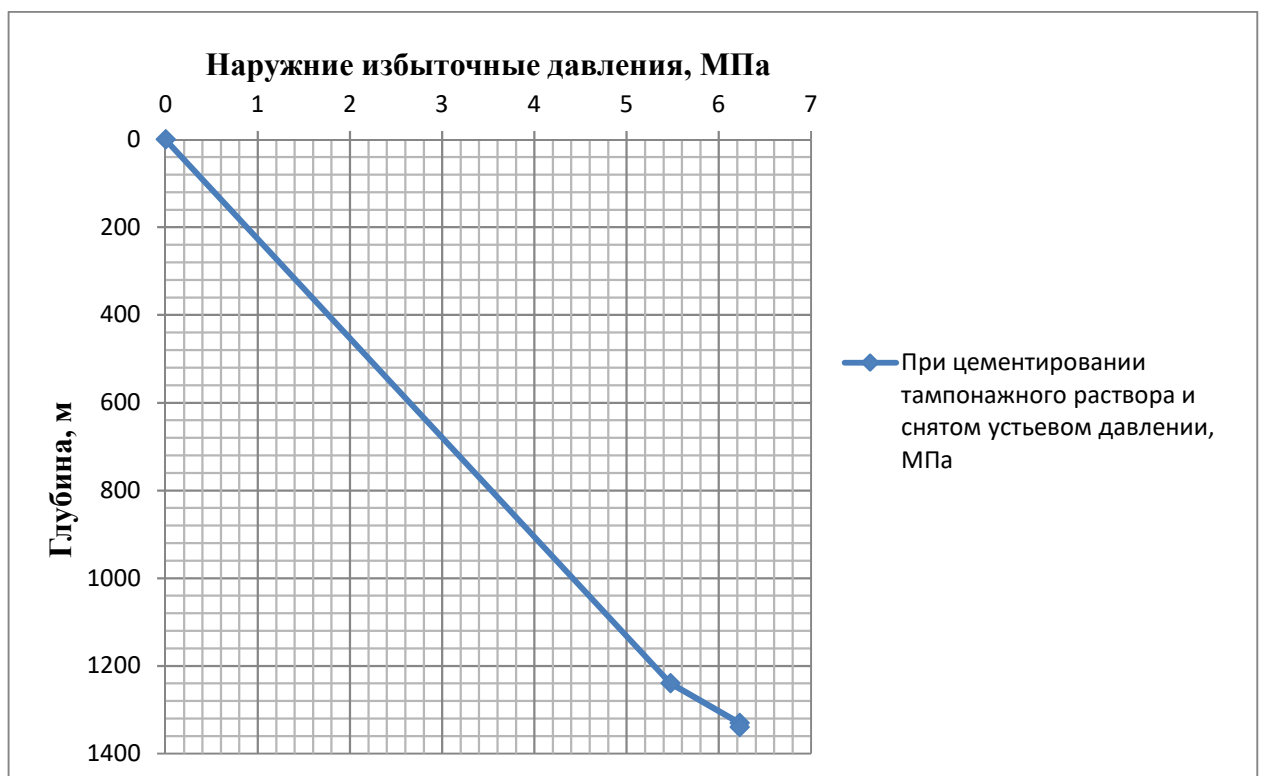


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

2.4.1.2. 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.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
 2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.
- скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 4 и 5 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора.

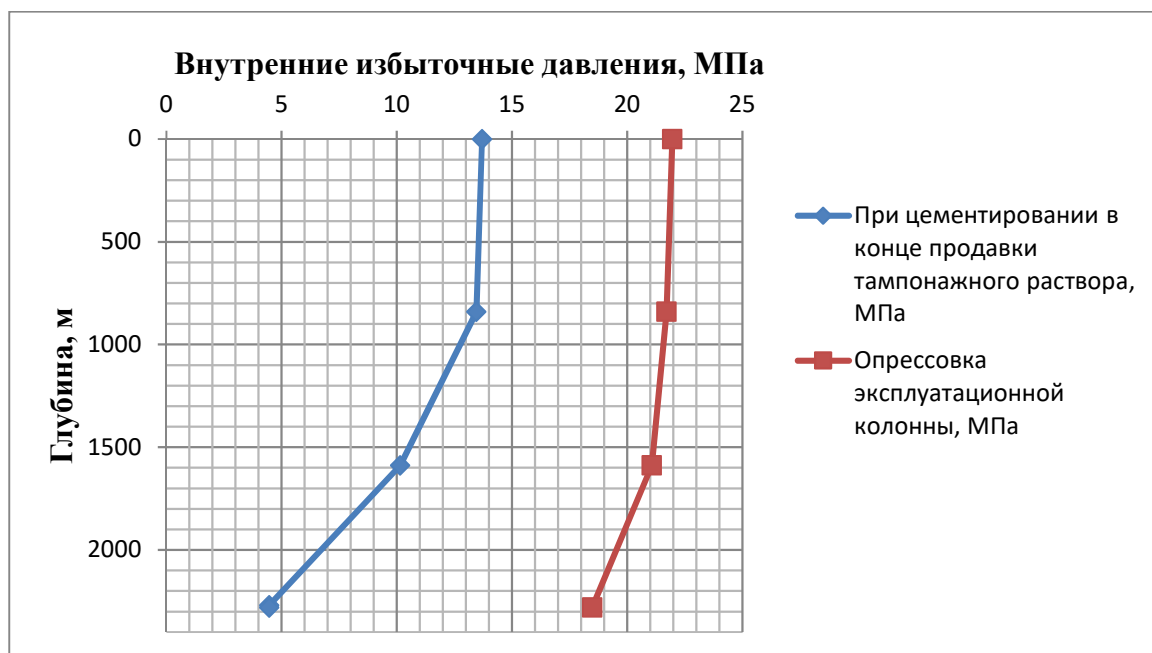


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

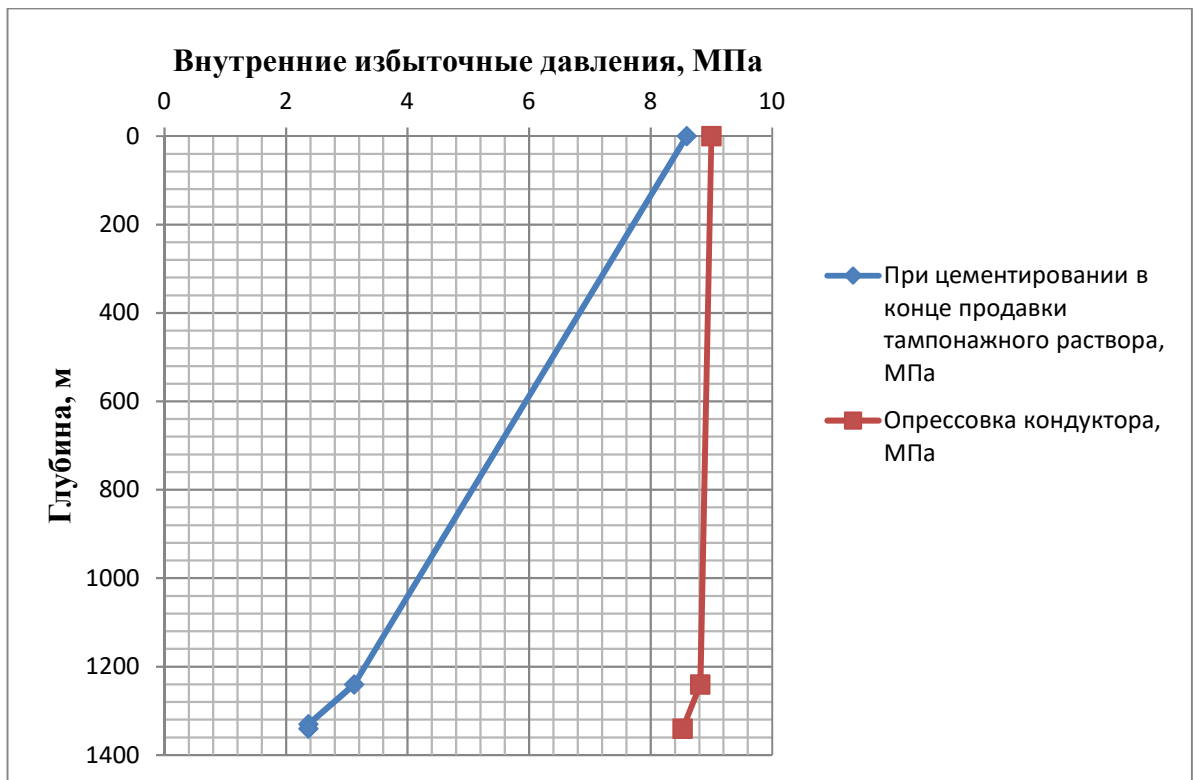


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

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

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в приложении И.

2.4.2. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Выбор элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в приложении К.

2.4.3. Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

2.4.3.1. Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

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

где, $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

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

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гд\ кп}$ определяются по формуле:

$$P_{гд\ кп} = \lambda \cdot L = 0,0013 \cdot 2280 = 2,96 \text{ МПа}, \quad (2)$$

где, L – длина скважины по стволу (м);

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

Проверяем условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора:

$$\begin{aligned} P_{гс\text{ кп}} + P_{гд\text{ кп}} &\leq 0,95 \cdot P_{гр}; \\ 31,67 + 2,96 &\leq 0,95 \cdot 0,017 \cdot 2280; \\ 34,65 &\leq 36,82. \end{aligned}$$

Условие выполняется, соответственно можно производить прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.3.2. Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Учитывая температуры на интервалах цементирования и используемые значения плотности тампонажного раствора нормальной плотности и облегчённого, выбираем для цементирования скважины следующие марки цемента:

Для облегчённого тампонажного раствора – ПЦТ-III-Об(4-6)-100

Для тампонажного раствора нормальной плотности – ПЦТ-II-100

Для повышения времени загустевания тампонажного раствора, необходимо добавить в его рецептуру нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) в концентрации 0,41 кг/м³.

В качестве буферной жидкости будем использовать водный раствор материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» и «МБП-МВ» в пропорции

1 к 4 к объёму буферной жидкости. Расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м³, а «МБП-МВ» – 15 кг/м³.

Результаты расчётов представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	5,17	1,03	1030	1,03	МБП-СМ	72,1
		4,14		4,14	МБП-МВ	62,1
Продавочная жидкость	45,94		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	13,57		1450	11,80	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	9 339
					НТФ	5,6
Нормальной плотности тампонажный раствор	12,13		1850	8,10	ПЦТ-II-100	15 626
					НТФ	4,97

2.4.3.3. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

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

В качестве цементировочного агрегата будем использовать – ЦА-320,

В качестве цементосмесительной машины – УС6-30,

В качестве осреднительной установки – УСО-20

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности необходима 2 машины УС6-30;

Для приготовления, облегченного тампонажного раствора необходимо 1 машина УС6-30;

Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования представлена в приложении Л.

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоение 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.

2.4.4.1. 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.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1086 \text{ кг/м}^3 \quad (3)$$

где, k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» 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.

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

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

$$V_{ж.г.} = 2 * V_{внэк.} = 2 * 44,79 = 89,59 \text{ м}^3 \quad (4)$$

где, $V_{\text{ВНХВ}}$ – внутренний объем хвостовика, м³,

$V_{\text{ВНЭК}}$ – внутренний объем ЭК, м³.

2.4.4.2. 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 19 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 19 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
------------------------------------	---	----------------	------------------------	--------------------------------	--------------------------------

Продолжение таблицы 19– Перфорация скважины

8	Кабель	Кумулятивная	ПК114КЛ ORION	40	Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля
---	--------	--------------	------------------	----	--

2.4.4.3. 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 КИИЗ-95.

2.4.4.4. Выбор типа фонтанной арматуры

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

Принимаем арматуру фонтанная АФ6-80/65х35.

2.5. Выбор буровой установки

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

Проектируется применение буровой установки БУ-3000 ЭУК-1М, запроектированная буровая установка представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Запроектированная буровая установка

БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	78,23	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	120 > 91,35
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	85,4	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	180 > 85,4
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	101,9	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	200/101,9 = 1,96 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3. ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

3.1. Что такое телеметрическая система

Телеметрические системы для бурения скважин представляют собой комплекс датчиков, фиксирующих и передающих информацию о состоянии оборудования и показателях его работы на специальный пульт, где она в таблице обрабатывается и анализируется. Это позволяет оператору работы эффективно контролировать ход работ и предотвращать возникновение аварийных ситуаций.

Принципиальной особенностью колонны систем телеметрии измерений в бурении скважин является передача значений фильтрует на значительные расстояния. Важным требованием защиты к системам телеметрии является мкР/ч выбор исходя такого ствола типа принцип сигнала, колонны который диапазон в процессе канал передачи качества от забоя канал до устья сложных скважины обороты будет обороты минимально приёмное искажаться.

3.2. LWD и MWD телесистемы

За рубежом в области каротажа в процессе бурения наиболее успешно работают фирмы Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Teleco, Eastman Cristensen (США), Sperry-Sun (Великобритания). Эти фирмы в конце 1980-х гг. разработали и используют телесистемы MWD {measurement while drilling – измерение во время бурения) с гидравлическим каналом связи, позволяющие осуществлять оперативный контроль траектории скважин путем измерения инкли- нометрических и некоторых технологических параметров.

В настоящее время зарубежные фирмы разрабатывают и предлагают системы LWD (logging while drilling – регистрация во время бурения) с гидравлическим каналом связи с набором методов, не уступающих системам каротажа на кабеле. Как правило, эти системы состоят из отдельных модулей, каждый из которых имеет блок памяти в скважинном приборе, позволяющее запоминать скважинные данные во время работы прибора. Кроме того, информация о пластах передается в реальном времени по каналу связи на поверхность. В настоящее время разработаны и широко используются системы с так называемым положительным и отрицательным импульсами. Актуальным и перспективным направлением деятельности зарубежных фирм стала разработка систем геонаправления, при которых выбор и корректировка траектории скважины производится на основе геологических данных о пласте, полученных в реальном времени. В таких системах измерительные датчики располагаются вблизи от долота в отличие от систем предшествующего поколения, где датчики отстоят от долота на 4–30 м.

Примером таких телесистем является новый прибор MWD фирмы Halliburton Strata Tracker – первый промышленный малогабаритный прибор, измеряющий гамма-излучение с азимутальным сканированием, отклонение на долоте, динамическую и статическую инклинометрию и скорость вращения долота.

Фирма Baker Hughes также имеет в своем распоряжении полную серию систем MWD как для контроля направления, так и для оценки пласта, рассчитанных на температуру 125–150°C и давление 140 МПа.

Фирма Schlumberger также рекомендует новый прибор Slim Access транспортируемый на трубах в повторно разбуриваемую скважину диаметром 95 мм с резкими изменениями направления ствола – 40 град./30 м.

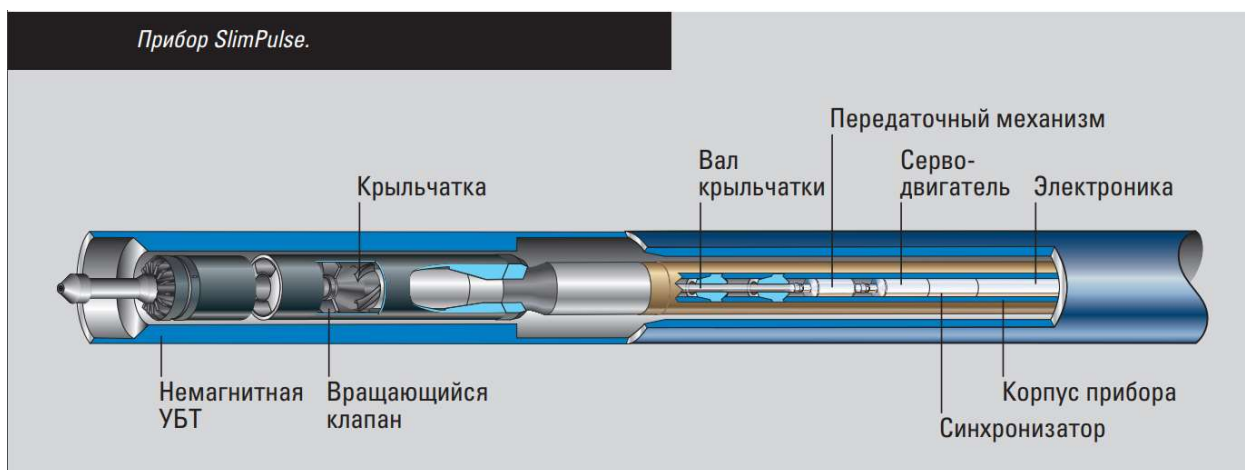


Рисунок 6 – прибор Slim Pulse

3.3. Классификация телесистем по каналам связи

Для передачи информации с забоя скважины на поверхность применяются различные каналы связи:

- 1) системы с акустическим каналом связи;
- 2) телесистемы с гидравлическим каналом связи;
- 3) электромагнитный (беспроводной) канал связи;
- 4) проводной канал связи;
- 5) комбинированный канал связи.

1. Системы с акустическим каналом связи используют звуковые колебания, распространяющиеся в скважине по промывочной жидкости, колонне бурильных труб или окружающей породе. Соответственно этому они подразделяются на три вида: гидроакустические, акустомеханические, сейсмические.

Сейсмические системы применяют пока только для пассивного контроля координат забоя. Из-за недостаточной точности определения положения забоя (десятки метров) они еще находятся на стадии научных и экспериментальных исследований. В качестве источника в таких системах используются звуковые

сигналы, которые сопровождают процесс работы бурового инструмента при разрушении горной породы на забое скважины. Сигналы с забоя улавливают сейсмические датчики на поверхности, и таким образом можно определить как положение забоя скважины, так и некоторые физико-механические параметры свойств горной породы.

2. В гидравлическом канале связи информация передаётся по столбу промывочной жидкости, заполняющей бурильные трубы, импульсами давления. Фаза, частота или амплитуда импульсов имеют функциональные зависимости с измеряемым параметром.

Широкое распространение гидравлического канала связи для передачи информации вызвано следующими его преимуществами:

– гидравлический канал связи является естественным каналом связи, так как в нем в качестве канала связи используется столб бурового раствора в бурильной колонне, а, следовательно, не требуется дополнительных затрат на организацию канала связи;

– гидравлический канал связи обладает большой дальностью действия.

3. Электромагнитный (беспроводной) канал связи использует колонну бурильных труб в качестве одного из проводов линии передачи. По простоте конструкции глубинных и наземных устройств, пропускной способности он является наиболее перспективным при организации устойчивой связи «забой – устье» при турбинном и роторном бурении скважин.

По сравнению с гидравлическим каналом электромагнитный канал связи обладает следующими преимуществами:

– повышенной надежностью деталей забойных устройств, контактирующих с абразивным потоком бурового раствора;

– простотой в управлении, возможностью обратной связи.

4. Проводной канал связи используется для передачи данных с телесистемы кабельного соединения.

Проводной канал связи имеет следующие преимущества перед всеми известными каналами связи: максимально возможная информативность;

быстродействие, многоканальность, помехоустойчивость, надежность связи; отсутствие забойного источника электрической энергии и мощного передатчика; возможность двухсторонней связи, подачи значительной электрической мощности для привода забойных механизмов (управляемого отклонителя, нагружателя и др.), использования при работе с продувкой воздухом и с использованием аэрированного бурового раствора; отсутствие зависимости от удельного сопротивления горных пород.

К недостаткам электропроводного канала связи относятся:

- наличие кабеля в бурильной колонне и за ней, что создает трудности при бурении;
- затраты времени на его прокладку;
- необходимость защиты кабеля от механических повреждений;
- невозможность закрытия превентора при нахождении кабеля за колонной бурильных труб.

4. Комбинированный канал связи – это сочетание различных по своей физической сущности каналов связи скважинного прибора с наземной регистрирующей и обрабатывающей аппаратурой, позволяющий в каждом конкретном случае выбрать оптимальный вариант системы. В настоящее время наиболее распространенной комбинацией является гидравлический и электромагнитные каналы связи. Виды комбинаций представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Виды комбинаций

Цель комбинации	Комбинация каналов	Результат комбинации
Увеличение дальности канала и пропускная способность канала	кабель + электромагнитный канал	увеличивается дальность и пропускная способность, усложняется система
Увеличение пропускной способности канала	кабель + акустический канал	усложняется система, работает при остановке бурения
Увеличение пропускной способности канала	кабель + гидроакустический канал	увеличивается дальность и пропускная способность

Продолжение таблицы 21 – Виды комбинаций

Увеличение дальности действия электромагнитного канала	применение ретрансляторов	увеличивается дальность и пропускная способность электромагнитного канала, усложняется система
--	---------------------------	--

3.4. Наиболее распространенные каналы связи в настоящее время

В наше время широко используются электромагнитный и гидравлический каналы связи, поэтому рассмотрим их более подробно.

1. Электромагнитный канал связи

Телеметрические системы ТЭМС позволяют проводить измерения следующих параметров в процессе бурения:

- Зенитный угол,
- Азимутальный угол,
- Положение отклонителя,
- Гамма-излучение пород,
- Температура на забое,
- Обороты генератора,
- Вибрация,
- Напряжённость магнитного поля,
- Вектор гравитационного поля Земли.

Рассмотрим телесистему с электромагнитным каналом связи на примере выпускаемым АО «Пермнефтемашремонт» ТЭМС с электромагнитным каналом связи следующих типоразмеров:

240, 203, 178 мм.

Особенности:

Телеметрические системы ТЭМС имеют следующие особенности:

- Допускают бурение с постоянным вращением бурильной колонны ротором,
- Допускают циркуляцию промывочной жидкости при нахождении скважинного прибора в колонне,
- Являются безбатарейными, т.е. используют в качестве источника питания забойный генератор, работающий от движения промывочной жидкости,
- Конструкция генератора не имеет торцевых уплотнений, масло в процессе эксплуатации генератора не расходуется, отсутствует необходимость контролировать уровень и добавлять масло в условиях буровой,
- Допускают эксплуатацию с использованием промывочной жидкости с повышенным (до 5%) содержанием песка,
- Нечувствительны к помехам от работы дизельного привода и насосов, состояния насосного оборудования,
- Не требуют высоких затрат на обслуживание проточной части.

Принцип работы:

- Телеметрическая система ТЭМС состоит из скважинного прибора, который устанавливается в компоновке низа бурильной колонны над гидравлическим забойным двигателем, и наземной аппаратуры,
- Скважинный прибор состоит из глубинного измерительного блока, разделителя, кабельной секции и генератора. В процессе бурения скважинный прибор производит измерения навигационных и геофизических параметров, кодирует их в электрический сигнал и передаёт его в окружающую среду.
- Наземная аппаратура состоит из антенн и датчик глубины, приёмного устройства (устройства сопряжения), компьютерной станции и монитора бурильщика. На поверхности Земли электрический сигнал, поступающий от скважинного прибора в окружающую породу, принимается антеннами и передаётся на приёмное устройство, которое усиливает, фильтрует и декодирует полученный сигнал. Декодированная информация поступает на монитор бурильщика и на компьютер оператора и сохраняется в памяти в любом удобном для работы формате.

- Программный комплекс, используемый для обработки показаний телеметрической системы, производит обмен информации, редактирование, привязку данных измерений к глубине, визуализацию на мониторе в цифровом и графическом виде.

Рабочие условия забойной части телеметрических систем ТЭМС представлены в таблице 22:

Таблица 22 – Рабочие условия забойной части телеметрических систем ТЭМС

Рабочие условия	ТЭМС-240	ТЭМС-203	ТЭМС-178	
Присоединительные резьбы скважинного прибора	3-152 (6 5/8 Reg), 3-177 (7 5/8 Reg)	3-152 (6 5/8 Reg), 3-171 (6 5/8 FH)	3-133 (NC-50)	
Глубина ствола скважины по вертикали	2700 м	2700 м	2700 м	
Рабочая/максимальная осевая нагрузка	450/2500 кН	450/2500 кН	400/2000 кН	
Рабочий/максимальный вращающий момент на корпусные детали	45/67 кН*м	45/67 кН*м	30/40 кН*м	
Обороты ротора (макс) при бурении с вращением	60 об/мин	60 об/мин	60 об/мин	
Расход промывочной жидкости	40...60 л/с	40...60 л/с	25...45 л/с	
Содержание песка в промывочной жидкости	не более 5%	не более 5%	не более 5%	
Диапазон рабочих температур	-10...+85°C (+125°C)	-10...+85°C (+125°C)	-10...+85°C (+125°C)	
Максимальное давление	90 МПа	90 МПа	90 МПа	
Уровень механических воздействий	подгруппа МС3-1 по ГОСТ 26116-84	подгруппа МС3-1 по ГОСТ 26116-84	подгруппа МС3-1 по ГОСТ 26116-84	
Виброустойчивость	до 12 g	до 12 g	до 12 g	
Ударопрочность	до 30 g	до 30 g	до 30 g	
Максимальная интенсивность искривления скважины	при бурении без вращения	3,5°/10 м	3,5°/10 м	4°/10 м
	при бурении с вращением	1,75°/10 м	1,75°/10 м	2,5°/10 м

Характеристики измеряемых параметров телеметрических систем ТЭМС представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Характеристики измеряемых параметров телеметрических систем ТЭМС

Изменяемые параметры		ТЭМС-240	ТЭМС-203	ТЭМС-178
Диапазон измерения азимута		0...360°	0...360°	0...360°
Диапазон измерения зенитного угла		0...180°	0...180°	0...180°
Диапазон измерения угла установки отклонителя		0...360°	0...360°	0...360°
Уровень естественного гамма излучения		0...250 мкР/ч	0...250 мкР/ч	0...250 мкР/ч
Температура		0...125°С	0...125°С	0...125°С
Вибрация		0...500 м/с ²	0...500 м/с ²	0...500 м/с ²
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности при измерении	азимута	± 2°	± 2°	± 2°
	зенитного угла	± 20'	± 20'	± 20'
	угла установки отклонителя	± 2°	± 2°	± 2°
	гамма-излучения	± 10%	± 10%	± 10%
	температуры	± 2°	± 2°	± 2°
	вибрации	± 10%	± 10%	± 10%
Частота излучаемого сигнала, Гц		10; 5; 2; 1;	10; 5; 2; 1;	10; 5; 2; 1;
Скорость передачи данных на частоте 10 Гц		4,8 сек	4,8 сек	4,8 сек
Время выдачи замера на частоте 10 Гц		43,2 сек	43,2 сек	43,2 сек
Допустимое сопротивление нагрузке		0,05...300 Ом	0,05...300 Ом	0,05...300 Ом

2. Гидравлический канал связи

Телеметрические системы ГКС позволяют проводить измерения следующих параметров в процессе бурения:

- Зенитный угол
- Азимутальный угол
- Положение отклонителя
- Гамма-излучение пород
- Температура на забое
- Обороты генератора
- Вибрация
- Напряжённость магнитного поля,
- Вектор гравитационного поля Земли.

Рассмотрим телесистему с гидравлическим каналом связи на примере выпускаемым АО «Пермнефтемашремонт» ГКС следующих типоразмеров:

203, 178, 108 мм.

Особенности:

Телеметрические системы ГКС имеют следующие особенности:

- Допускают бурение с постоянным вращением бурильной колонны ротором,
- Являются безбатарейными, т.е. используют в качестве источника питания забойный генератор, работающий от движения промывочной жидкости,
- Конструкция генератора не имеет торцевых уплотнений, масло в процессе эксплуатации генератора не расходуется, отсутствует необходимость контролировать уровень и добавлять масло в условиях буровой,
- Не имеют эксплуатационных ограничений, связанных с глубиной и геологическими условиями скважин.

Принцип работы:

- Телеметрическая система ГКС состоит из скважинного прибора, который устанавливается в компоновке низа бурильной колонны над гидравлическим забойным двигателем, и наземной аппаратуры,
- Скважинный прибор состоит из пульсатора, глубинного измерительного блока и генератора. В процессе бурения скважинный прибор производит измерения навигационных и геофизических параметров и с помощью пульсатора преобразует их в импульсы давления, которые распространяются по стволу жидкости в буровом инструменте и принимаются датчиком давления на манифольде.
- Наземная аппаратура состоит из датчика давления, приёмного устройства (устройства сопряжения), компьютерной станции, датчиков веса и глубины и монитора бурильщика. На поверхности Земли сигнал, принятый датчиком давления на манифольде, поступает на приёмное устройство, где он усиливается, фильтруется и декодируется. Декодированная информация поступает на монитор бурильщика и на компьютер оператора и сохраняется в памяти в любом удобном для работы формате.

Программный комплекс, используемый для обработки показаний телеметрической системы, производит обмен информацией, редактирование,

привязку данных измерений к глубине, визуализацию на мониторе в цифровом и графическом виде.

Рабочие условия забойной части телеметрических систем ГКС представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Рабочие условия забойной части телеметрических систем ГКС

Рабочие условия		ГКС-203	ГКС-178	ГКС-108
Присоединительные резьбы скважинного прибора	к нижней НУБТ	3-152 (6 5/8 Reg)	3-133 (NC-50)	3-86 (NC-31)
	к верхней НУБТ	3-171 (6 5/8 FH)		
Глубина ствола скважины по вертикали		без ограничений		
Рабочая/максимальная осевая нагрузка		400/2000 кН	300/1000 кН	120/200 кН
Рабочий/максимальный вращающий момент на корпусные детали		30/45 кН*м	25/35 кН*м	12/18 кН*м
Обороты ротора (макс.) при бурении с вращением		60 об/мин	60 об/мин	60 об/мин
Расход промывочной жидкости		30...60 л/с	24...37 л/с	7...14 л/с
Минимальная плотность промывочной жидкости		900 кг/м ³	900 кг/м ³	900 кг/м ³
Содержание песка в промывочной жидкости		не более 2%	не более 2%	не более 2%
Диапазон рабочих температур		-10...+85°C (+125°C)	-10...+85°C (+125°C)	-10...+85°C (+125°C)
Максимальное давление		90 МПа	90 МПа	90 МПа
Перепад давления в импульсе		0,3-2 МПа	0,3-2 МПа	0,3-2 МПа
Уровень механических воздействий		подгруппа МС3-1 по ГОСТ 26116-84	подгруппа МС3-1 по ГОСТ 26116-84	подгруппа МС3-1 по ГОСТ 26116-84
Максимальная интенсивность искривления скважины	при бурении без вращения	5°/10 м	6°/10 м	8°/10 м
	при бурении с вращением	2,5°/10 м	3°/10 м	4°/10 м

Характеристики измеряемых параметров телеметрических систем ГКС представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Характеристики измеряемых параметров телеметрических систем ГКС

Измеряемые параметры		ГКС-203	ГКС-178	ГКС-108
Диапазон измерения азимута		0...360°	0...360°	0...360°
Диапазон измерения зенитного угла		0...180°	0...180°	0...180°
Диапазон измерения угла установки отклонителя		0...360°	0...360°	0...360°
Уровень естественного гамма излучения		0...250 мкР/ч	0...250 мкР/ч	0...250 мкР/ч
Температура		0...125°	0...125°	0...125°
Вибрация		0...500 м/с ²	0...500 м/с ²	0...500 м/с ²
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности при измерении	азимута	± 2°	± 2°	± 2°
	зенитного угла	± 20'	± 20'	± 20'
	угла установки отклонителя	± 2°	± 2°	± 2°
	гамма-излучения	± 10%	± 10%	± 10%
	температуры	± 2°	± 2°	± 2°
	вибрации	± 10%	± 10%	± 10%
Частота передачи, Гц		0,5; 0,8 Гц	0,5; 0,8 Гц	0,5; 0,8 Гц
Период обновления данных на частоте передачи 0,8 Гц		15,0 сек	15,0 сек	15,0 сек
Время выдачи замера на частоте передачи 0,8 Гц		156 сек	156 сек	156 сек

Заключение по разделу

В современном мире сложно представить область деятельности, где не использовались бы телеметрические системы. Телеметрия стала своего рода нервной системой промышленных и научно-исследовательских комплексов, помогает решать вопросы экологии, правоохранения, экономики, жилищного обустройства и многие другие.

В связи со сложностью поставленных задач, предъявляются жесткие требования как к техническим, так и к математическим средствам телесистем. Ужесточение предъявляемых требований объясняется не только стремлением добиться лучших показателей точности и оперативности работы, для получения качественной и своевременной информации, позволяющей принимать решения, но и желанием перейти от автоматизированных процессов производства к автоматическим.

Особый интерес представляет область нефтедобычи, где телесистемы работают в особо сложных условиях. На сегодняшний день поставлена, но до конца не решена задача геонавигации. Таким образом, возникла необходимость создания телеметрических систем нового поколения. Работы в этой области ведутся в течение последних десятилетий.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы. Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик над конкурентными разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы – будет ли продукт востребован на рынке, какова будет его цена, каков бюджет научного исследования, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок.

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.

Цель данной НИ (ВКР) – создание технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2280 метров на азовом месторождении (Тюменская область).

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

4.1.1. Анализ конкурентных технических решений

В связи с постоянным движением рынка анализ производства конкурента требуется проводить поэтапно. Исследуем предлагаемое технологическое решение с конкурентами, которые актуальны на ранке. В качестве конкурентных решений примем:

- 1) технологические решения строительства разведочной вертикальной скважины («Нефтебургаз»);
- 2) технологические решения строительства разведочной вертикальной скважины («Красноярскгазпром нефтегазпроект»).

Результат анализа сведем в таблицу 26.

Таблица 26 – Оценочная карта конкурентных технических решений проекта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1 Выход продукта	0,12	4	5	5	0,48	0,60	0,60
2 Качество продукта	0,12	4	4	5	0,48	0,48	0,60
3 Эффективность использования сырья и материалов	0,09	5	4	5	0,45	0,36	0,45
4 Энергоэкономичность	0,09	5	3	2	0,45	0,27	0,18
5 Износостойкость оборудования	0,08	3	5	4	0,24	0,40	0,32
6 Безопасность персонала	0,08	5	5	4	0,40	0,40	0,32
7 Экологичность	0,07	4	5	4	0,28	0,35	0,28
8 Простота реализации	0,05	5	3	2	0,25	0,15	0,10
Экономические критерии оценки эффективности							
1 Стоимость оборудования	0,09	4	4	2	0,36	0,36	0,18

Продолжение таблицы 26 – Оценочная карта конкурентных технических решений проекта

2 Стоимость сырья	0,10	5	3	3	0,50	0,30	0,30
3 Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	5	4	0,28	0,35	0,28
4 Уровень проникновения на рынок	0,04	5	2	1	0,20	0,08	0,04
Итого	1	53	48	41	4,37	4,10	3,65

Расчет конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (5)$$

где K – конкурентоспособность проекта;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл показателя.

Проведенный анализ конкурентных технических решений показал, что исследование является наиболее актуальным и перспективным, имеет конкурентоспособность.

4.1.2. SWOT-анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта, в этой работе проведен SWOT-анализ с детальной оценкой сильных и слабых сторон исследовательского проекта, а также его возможностей и угроз.

Первый этап, составляется матрица SWOT, в которую описаны слабые и сильные стороны проекта и выявленные возможности и угрозы для реализации

проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде, приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Матрица SWOT-анализа

<p>Сильные стороны проекта:</p> <p>С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии;</p> <p>С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями;</p> <p>С3. Экологичность технологии изготовления;</p> <p>С4. Актуальность научного исследования.</p>	<p>Слабые стороны проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствие ссылок и материалов для соответствующих научных исследований;</p> <p>Сл2. Большое количество конкурентов;</p> <p>Сл3. Высокие требования к экспериментальному оборудованию;</p> <p>Сл4. Вероятность получения брака.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Создание новых технологий получения целевого продукта;</p> <p>В2. Развивающиеся конкурентные отношения;</p> <p>В3. Повышение стоимости конкурентных разработок;</p> <p>В4. Сокращение численности безработных.</p>	<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства;</p> <p>У2. Развитая конкуренция технологий производства.</p>

На втором этапе на основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации. Соотношения параметров представлены в таблицах 28 – 31.

Таблица 28 – Интерактивная матрица «Сильные стороны и возможности»

		Сильные стороны проекта			
		С1	С2	С3	С4
Возможности проекта	В1	-	-	-	-
	В2	-	+	+	-
	В3	-	+	-	+
	В4	+	+	-	-

Таблица 29 – Интерактивная матрица «Слабые стороны и возможности»

		Слабые стороны проекта			
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Возможности проекта	В1	-	-	+	+
	В2	-	-	-	-
	В3	-	-	-	-
	В4	-	-	-	-

Таблица 30 – Интерактивная матрица «Сильные стороны и угрозы»

		Сильные стороны проекта			
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	-	+	-	-
	У2	-	+	-	-

Таблица 31 – Интерактивная матрица «Слабые стороны и угрозы»

		Слабые стороны проекта			
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	-	-	+
	У2	-	-	-	-

Результаты анализа представлены в итоговую таблицу 32.

Таблица 32 – Итоговая таблица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта</p> <p>С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии</p> <p>С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.</p> <p>С3. Экологичность технологии изготовления</p> <p>С4. Актуальность научного исследования.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта</p> <p>Сл1. Отсутствие ссылок и материалов для соответствующих научных исследований.</p> <p>Сл2. Большое количество конкурентов</p> <p>Сл3. Высокие требования к экспериментальному оборудованию.</p> <p>Сл4. Вероятность получения брака.</p>
<p>Возможности</p> <p>В1. Создание новых технологий</p> <p>В2. Развивающиеся конкурентные отношения</p> <p>В3. Повышение стоимости конкурентных разработок</p> <p>В4. Сокращение численности безработных</p>	<p>Направления развития</p> <p>В2С2С3. Высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции позволяет расширить спрос, использование новейшей информации и технологий соответствует потенциальному спросу на новые разработки.</p> <p>В3С2С4. Высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции и экологичность технологии являются хорошим основанием для внедрения технологии в аэрокосмической области.</p> <p>В4С1С2. Низкая цена исходного сырья и высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции являются основой для экспорта за рубеж и выхода на мировой рынок.</p>	<p>Сдерживающие факторы</p> <p>В1Сл3Сл4Сл5.</p> <p>Использование новейшего оборудования для удовлетворения требований исследований, также может уменьшить экспериментальную ошибку и предотвратить появление брака.</p>

Продолжение таблицы 32 – Итоговая таблица SWOT-анализа

Угрозы У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства У2. Развитая конкуренция технологий производства	Угрозы развития У1С2.Повышение конкурентоспособности из-за низкой стоимости материалов. У2С2.Бюджетное производство и актуальность могли бы устранить экономические трудности продвижения проекта.	Уязвимости: У1Сл4Сл5. Введение систем совершенствования производственных процессов для снижения погрешности и неопределенности.
--	--	--

4.2. Планирование научно-исследовательских работ

4.2.2. Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для оптимизации работ удобно использовать классический метод линейного планирования и управления.

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 33.

Таблица 33 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Научный руководитель
	2	Календарное планирование выполнения работ	Инженер, научный руководитель
Выбор способа решения поставленной задачи	3	Обзор научной литературы	Инженер
	4	Выбор методов исследования	Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Планирование эксперимента	Инженер, научный руководитель
	6	Подготовка образцов для эксперимента	Инженер
	7	Проведение эксперимента	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Обработка полученных данных	Инженер
	9	Оценка правильности полученных результатов	Инженер, Научный руководитель
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	10	Составление пояснительной записки	Инженер

4.2.3. Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

При проведении научных исследований основную часть стоимости разработки составляют трудовые затраты, поэтому определение трудоемкости проводимых работ является важным этапом составления сметы.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости использована следующая формула:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5}, \quad (6)$$

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

$t_{\min i}$ — минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\max i}$ — максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях T_{pi} , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i}, \quad (7)$$

где, T_{pi} — продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{\text{ож}i}$ — ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

$Ч_i$ — численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой (4.3):

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (8)$$

где, T_{ki} — продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} — продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ — календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{\text{кал.инж}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48 \quad (9)$$

где, $T_{\text{кал}}$ – общее количество календарных дней в году;

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

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

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 34.

Таблица 34 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{\text{ожг}}$, чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	2	-	4	-	2,8	-	2,8	4
2. Календарное планирование выполнения работ	1	3	3	4	1,8	3,4	2,6	4
3. Обзор научной литературы	-	6	-	10	-	7,6	7,6	11
4. Выбор методов исследования	-	3	-	5	-	3,8	3,8	6
5. Планирование эксперимента	2	6	4	8	2,8	6,8	4,8	7
6. Подготовка образцов для эксперимента	-	5	-	7	-	5,8	5,8	9
7. Проведение эксперимента	-	15	-	20	-	17	17	25
8. Обработка полученных данных	-	10	-	15	-	12	12	18

Продолжение таблицы 34 – Временные показатели проведения научного исследования

9. Оценка правильности полученных результатов	2	3	4	5	2,8	3,8	3,3	5
10. Составление пояснительной записки		8		10	-	8,8	8,8	13
Итого:	7	59	15	84	13,5	68,5	68,5	102

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.

Далее приведен календарный план-график с диаграммой Ганта на основе календарного плана проекта на рисунке 7. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках НИР с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

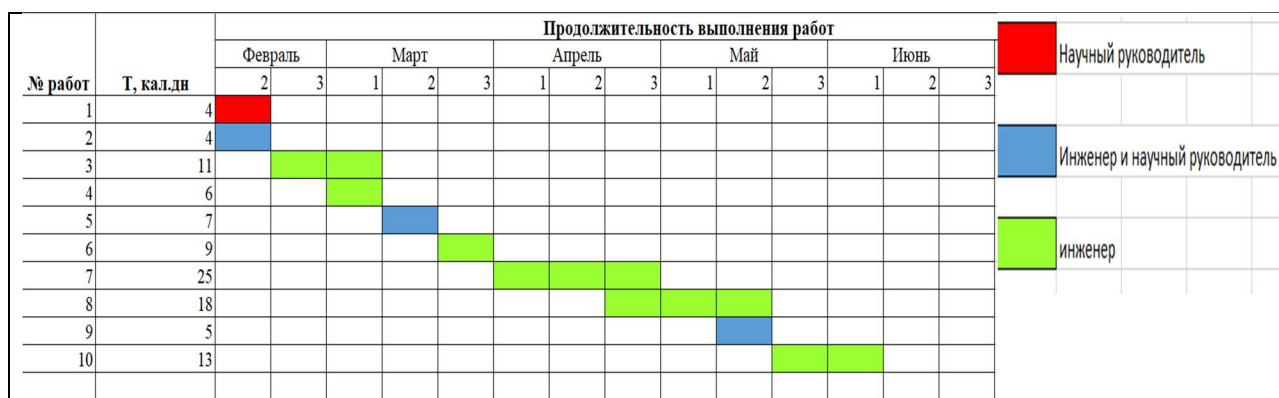


Рисунок 7 – Диаграмма Ганта на основе календарного плана проекта

Общее число календарных дней, в течении которых выполнялась работа – 102.

4.3. Бюджет научно-технического исследования

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.

4.3.2. Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Материальные затраты – это затраты организации на приобретение сырья и материалов для создания готовой продукции.

Данная часть включает затрат всех материалов, используемых при создании технологических решений. Результаты расчета затрат представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Затраты при создании технологических решений

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во, ед.	Сумма, руб.
Комплекс канцелярских принадлежностей	340	4	1 200
Картридж для лазерного принтера	3 490	1	3 490
Итого:			8 290

4.3.3. 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:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (10)$$

где, n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m, \quad (11)$$

где, I – итоговая сумма, тыс. руб.;

m – время использования, мес.

Затраты на оборудования представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Дни эксплуатации	Срок службы, лет	Стоимость оборудования, тыс.руб.	Амортизационные отчисления, руб.
1	Персональный компьютер фирмы HP	55	8	141	2692,71
Итого,р:					2692,71

4.3.4. Основная заработная плата исполнителей темы

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя, помимо этого необходимо рассчитать расходы по заработной плате, определяемые трудоемкостью проекта и действующей системой оклада.

Основная заработная плата $Z_{осн}$ одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (12)$$

где, $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_д} = \frac{51285 \cdot 10,3}{246} = 2147,3 \text{ руб.}, \quad (13)$$

где, Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

$F_д$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

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

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_д} = \frac{33150 \cdot 11,2}{213} = 1743,1 \text{ руб.}. \quad (14)$$

Должностной оклад работника за месяц:

– для руководителя:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_o) k_p = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб.} \quad (15)$$

– для инженера:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_o) k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб.}, \quad (16)$$

где, Z_{mc} – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.;

k_{np} – премиальный коэффициент, равен 0,3;

k_o – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2;

k_p – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

Баланс рабочего времени исполнителей представлен в таблице 37.

Таблица 37 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	52/14	104/14
- выходные дни		
- праздничные дни		
Потери рабочего времени	48/5	24/10
- отпуск		
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	213

Расчет основной заработной платы исполнителей представлен в таблице 38.

Таблица 38 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	$Z_{нк}, руб$	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$Z_{м}, руб$	$Z_{дн}, руб$	$T_{р}, раб.дн.$	$Z_{осн}, руб$
Руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	2147,3	13,5	28988,6
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1743,1	68,5	119402,4
Итого:								148391

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 28988,6 = 4348,3 \text{ руб.} \quad (17)$$

– для инженера:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 119402,4 = 17910,4 \text{ руб.}, \quad (18)$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,15).

4.3.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} (Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (28988,6 + 4348,3) = 10001,1 \text{ руб.} \quad (19)$$

– для инженера:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} (Z_{осн} + Z_{дон}) = 0,3 \cdot (119402,4 + 17910,4) = 41193,8 \text{ руб.}, \quad (20)$$

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

4.3.6. Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

Группировка затрат по статьям представлена в таблице 39.

Таблица 39 – Группировка затрат по статьям

Статьи					
1	2	3	4	5	6
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов
2692,71	8 290	148391	22258,7	51194,9	257061,7

Величина накладных расходов определяется по формуле (4.16):

$$Z_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{нр}, \quad (21)$$

где, k_{np} – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости научно-исследовательской работы по форме, приведенной в таблице 40. В таблице также представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 40 – Группировка затрат по статьям

№	Наименование статьи	Сумма, руб.		
		Текущий Проект	Исп.2	Исп.3
1	Материальные затраты НИР	8290	9700	15945
2	Затраты на специальное оборудование	2692,71	32959,8	43453
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	148391	148391	148391
4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	22258,7	22258,7	22258,7
5	Отчисления во внебюджетные фонды	51194,9	51194,9	51194,9
6	Накладные расходы	51412,34	52900,88	49776,6
	Бюджет затрат НИР	308474,04	317405,28	331019,2

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

Для определения эффективности исследования рассчитан интегральный показатель эффективности научного исследования путем определения интегральных показателей финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получен в процессе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принят за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве аналогов данной НИР рассмотрены:

- 1) технологические решения строительства разведочной вертикальной скважины («Нефтебургаз»);
- 2) технологические решения строительства разведочной вертикальной скважины («Красноярскгазпром нефтегазпроект»).

Интегральный финансовый показатель разработки рассчитывается как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (22)$$

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

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения.

$\Phi_{\text{текущ.проект}} = 308474,04$ руб, $\Phi_{\text{исп.1}} = 317405,28$ руб, $\Phi_{\text{исп.2}} = 331019,2$ руб.

В результате расчета консолидированных финансовых показателей по трем вариантам разработки вариант 1 (текущий проект) с меньшим перевесом признан считается более приемлемым с точки зрения финансовой эффективности.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения НИР (I_{pi}) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра представлены в таблице 41.

Таблица 41 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность при использовании установки	0,15	4	4	4
2. Стабильность работы	0,2	4	4	5
3. Технические характеристики	0,2	5	3	3
4. Механические свойства	0,3	5	4	3
5. Материалоёмкость	0,15	5	5	5
ИТОГО	1	4,65	3,95	3,85

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 = 4,65;$$

$$I_{p2} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,3 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 = 3,95;$$

$$I_{p3} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 3 + 0,3 \cdot 3 + 0,15 \cdot 5 = 3,85.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя.

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта представлены в таблице 42.

Таблица 42 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,93	0,96	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,65	3,95	3,85
3	Интегральный показатель эффективности	5	4,11	3,85
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,82	0,77

Сравнение среднего интегрального показателя сопоставляемых вариантов позволило сделать вывод о том, что наиболее финансово- и ресурсоэффективным является вариант 1 (текущий проект). Разработка, представленная в текущей работе, является более эффективной по сравнению с конкурентами.

Выводы по разделу

В результате выполнения целей раздела можно сделать следующие выводы:

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

2. В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать рабочее время исполнителей. Определено следующее: общее количество календарных дней для выполнения работ составляет 102 дней; общее количество дней, в течение которых работал инженер, составляет 98 дней; общее количество дней, в течение которых работал руководитель, составляет 20 дней;

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 308474,04 руб;

4. Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

1) значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,93, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной по сравнению с аналогами;

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,65, по сравнению с 3,95 и 3,85;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 5, по сравнению с 4,11 и 3,85, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

В рамках данной выпускной квалификационной работы осуществляется проектирование процессов строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2280 метров на газовом 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 решений ВКР будет являться буровая установка, а именно роторная площадка. Основное оборудование: ротор – 1 шт, клиновой пневматический захват – 1 шт, универсальный механический ключ – 2 шт, автоматический ключ бурильщика – 1 шт, пульт управления – 1 шт, крюкоблок – 1 шт, подсвечник – 2 шт, вспомогательная лебёдка – 1 шт.

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

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

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ.

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162.

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

Работа на буровой относится к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин. Данное ограничение устанавливается постановлением правительства РФ от 25.02.2000 N 162.

Более того, согласно статье 147 Трудового Кодекса РФ, работникам с подклассом вредных условий труда полагается повышение оплаты труда. Минимальный размер составляет не менее 4% от оклада или тарифной ставки. Для рабочих, занятых в бурении, длительность рабочей смены составляет 12 часов. В подобных условиях используются особые 2-бригадные графики, которые могут чередоваться каждые 12 часов. В силу того, что места сооружения скважин труднодоступны, применяется вахтовый метод работы: 28 рабочих дней через 28 дней отдыха, или 14/14. Регулирование охраны труда производится трудовым кодексом РФ, вахтовые работы регламентируются согласно главе 47 настоящего кодекса.

На площадке, предназначенной для буровой установки, не должно быть посторонних наземных и подземных трубопроводов, кабелей и других инженерных сооружений.

Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газопроводов - не менее 50 м.

В зависимости от типа применяемого оборудования определяется размер рабочей площадки, с целью обеспечения свободного размещения на ней всех необходимых вспомогательных сооружений и оборудования, а также предусмотреть минимум затрат для проведения рекультивации.

При расположении буровой установки вблизи отвесных склонов (уступов) размеры рабочей площадки должны обеспечивать возможность размещения установки вне призмы обрушения (в любом случае расстояние от бровки склона до основания установки должно быть не менее 3 м).

Если буровая установка находится вблизи отвесных склонов, то размеры рабочей площадки должны обеспечивать возможность размещения установки вне призмы обрушения (в любом случае расстояние от бровки склона до основания установки должно быть не менее 3 м).

При использовании передвижной электростанции (ПЭС) с двигателем внутреннего сгорания (ДВС) ее размещение должно осуществляться в соответствии со следующими правилами:

а) Разрешена установка ПЭС мощностью до 125 кВт в привышечных сооружениях, если она обслуживает одну установку;

б) при обслуживании нескольких буровых установок ПЭС должна размещаться в обособленном помещении, находящемся на расстоянии от буровой установки не менее полуторной высоты вышки (мачты);

в) на расстоянии не более 25 м от постоянного рабочего места машиниста буровой установки или его помощника должны устанавливаться ПЭС, работающие без постоянного присутствия машиниста;

г) при бурении скважин в условиях возможных ГНВП ПЭС должна устанавливаться в обособленных помещениях на расстоянии от буровой установки, превышающем высоту вышки (мачты) не менее чем на 50 м. Данные требования регулируются правилами безопасности при геологоразведочных работах.

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 название характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

Таблица 43 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на площадке роторного стола

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими	МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
2. Повышенный уровень шума и другие неблагоприятные характеристики шума	Санитарные нормы и правила по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий ГОСТ 12.4.275-2014 (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования. Методы испытаний ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума.

Продолжение таблицы 43 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на площадке роторного стола

3. Повышенный уровень вибрации	ГОСТ 31192.1-2004 Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. ГОСТ 12.4.002-97 Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний
4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
5. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего	РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин
6. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током	Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ)
7. Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты	Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»

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

Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды

При воздействии повышенных температур могут наблюдаться функциональные расстройства со стороны нервной и сердечно-сосудистой систем, желудочно-кишечного тракта, почек, которые обусловлены сдвигами в

водно-солевым обмене и повышенным распадом белков, а при пониженных развитие заболеваний периферической нервной, сердечно-сердечно сосудистых систем. Строительство скважин выполняется круглый год на открытом воздухе. Согласно МР 2.2.7.2129-06 для Тюменской области допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытом воздухе при температуре -30°C , скорости ветра 8 м/с и производстве работ средней тяжести составляет 84 минуты, таким образом, число 10-ти минутных перерывов для обогрева составляет, как минимум, 6 в смену (смена 12 часов) [8]. Согласно МР от 28.12.2010 № 2.2.8.0017-10 при выполнении работ категории III не допускается находиться на рабочем месте при температуре воздуха более 31°C [9].

Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума

Шум на буровой установке возникает в результате работы бурового оборудования. Чрезмерный уровень шума оказывает негативное влияние на здоровье людей, прежде всего на органы слуха, нервную и сердечно-сосудистую системы. Шум может увеличить риск при действии с другими факторами. В соответствии с требованиями «Санитарных норм и правил по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий» допустимый уровень звука не должен превышать 85 дБА для данного вида работ [10]. Мероприятия по предотвращению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши, шлемы) согласно ГОСТ 12.4.275-2014 [11] и коллективных средств защиты (звукоизолирующие кожухи, малозумные машины и звукопоглощающие облицовки) согласно ГОСТ 12.1.029-80 [12].

Повышенный уровень вибрации

Вибрация возникает при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций. Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Нормативные значения (обеспечивающие отсутствие вибрационной болезни)

виброускорения и виброскорости составляют 0,1 м/с² и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 [13]. Для устранения вредного воздействия необходимо использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы) согласно ГОСТ 12.4.002-97 [14].

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Освещение рабочих мест внутри и снаружи буровой установки характеризуется освещённостью, яркостью и др. Недостаточная освещённость рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление, способствует развитию близорукости, сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме. На буровой установке используется естественное, искусственное и совмещенное освещение. Нормы освещённости на буровой установке, утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНПП). Согласно документу, рабочие зоны буровой площадки должны обеспечивать освещённость [15]: роторного ствола – 100 лк; пути движения талевого блока – 30 лк; помещения вышечного и насосного блоков – 75 лк; превенторной установки – 75 лк; лестниц, маршей, сходов, приемного моста – 10 лк.

Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего

Фактор проявляется при выполнении технологических операций при несоблюдении требований безопасности, а также при возникновении неисправности, приводящих к появлению механических травм, таким как переломы пальцев на руках и ногах, ушибы и ссадины. Мероприятия по предупреждению данного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНПП [15], проведение инструктажей по технике безопасности, расположение оповещающих знаков при ремонтных работах, обеспечение рабочего персонала

СИЗ (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.). Все механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет в Ростехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Ростехнадзора. Требования к испытанию установлены в РД 10-525-03 [16]. Испытание включает в себя внешний осмотр, статическое и динамическое испытания. В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть предусмотрены системы защиты, которые также подлежат испытанию.

Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током

Проявление фактора возможно при касании к незаземленным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Ток производит биологическое, термическое и электролитическое действие, и приводит к ожогам частей тела, потере зрения, нарушению дыхания и повреждению внутренних органов. Предупреждение поражений электрическим током на объектах включает в себя: применение блокировочных устройств; применение защитного заземления буровой установки, зануления; применение изолирующих, защитных средств (диэлектрические перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок; проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок в соответствии с требованиями ПУЭ [17] и приказа от 15 декабря 2020 года N 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [18]; обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением (изоляция, ограждения) знаки и площадки безопасности.

Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты

Данный фактор возникает при вышккомонтажных работах и спускоподъемных операциях и может стать причиной возникновения механических травм в результате падения. Мероприятия по предупреждению

падений проводятся согласно ПБНГП [15] и включают в себя: использование верховым рабочим страховочного троса; оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м; установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров – не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

5.3. Экологическая безопасность

Одна из самых загрязняющих экологию отраслей является нефтяная промышленность, потому что нарушение экологической обстановки может быть вызвано всеми технологическими процессами. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

5.3.1. Влияние на атмосферу

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных (пыль, туман, дымы) и антропогенных источников. К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техник.

Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух.

5.3.2. Влияние на гидросферу

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.

5.3.3. Влияние на литосферу

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.

5.3.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация - это ситуация, которая представляет непосредственную угрозу здоровью и жизни людей, имуществу или окружающей среде.

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- лесные пожары;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- взрывы ГСМ;
- разрушение буровой установки;

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора.
- недолив скважины при спуско-подъемных операциях;
- поглощение жидкости, находящейся в скважине;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин, возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

С целью предупреждения ГНВП перед вскрытием пласта с возможным проявлением нужно:

- провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ГНВП;

- проверить состояние буровой установки, ПВО,
- провести учебную тревогу;
- оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: «Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!».

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

- зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
- загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины (закрывать превенторы);
- оповестить руководство предприятия о ГНВП;
- далее действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП включает, вымыв флюида (процесс удаления из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность) и глушение скважины (заполнение скважины утяжелённым буровым раствором).

На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [24], можно выделить следующие классы возможных пожаров при ГНВП: пожары горючих жидкостей (В) и пожары газов (С).

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

Вывод по разделу

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека при работе на роторной площадке. Фактические значения выявленных вредных и опасных факторов не превышают нормативных значений.

Согласно классификации помещений по ПУЭ, основное рабочее место – роторная площадка, относится к помещениям особой опасности, т.к. из-за возможных разливов бурового раствора при спуско-подъемных операциях на ней находится большое количество влаги.

Персонал буровой установки должен иметь III группу по электробезопасности, т.к. он осуществляет эксплуатацию технического оборудования до 1000В.

Категорию тяжести труда бурильщика и помощников бурильщика относится к категории Пб за счет необходимости вручную перемещать различное оборудование в пределах роторной площадки.

Буровая установка по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории АН – повышенная взрывопожароопасность.

Строящаяся скважина относится к объектам, оказывающих умеренное негативное воздействие на окружающую среду, к объектам II категории, поскольку на ней еще не осуществляется добыча углеводородов.

Заключение

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимально верные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2280 м на месторождении Тюменской области. Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

Анализ геологических данных условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора и эксплуатационной колонн. При этом была выбрана колонная головка клиньевого типа.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Исходя из опыта строительства скважин в данном регионе, а также из крепости пород, для бурения под направление и кондуктор выбраны шарошечные долота. Для бурения под техническую и эксплуатационную колонны выбраны PDC долота. Сохранность вертикальности ствола скважины обеспечивается наличием УБТ.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Следует отметить, что в связи с возможными осложнениями при бурении под данные интервалы был спроектирован полимерглинистый буровой раствор. При бурении под эксплуатационную колонну был спроектирован буровой раствор, который в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %.

Задача увеличения выноса керна решалась за счет применения бурильной головки PDC и сборки трех секций керноотборного снаряда для отбора керна за один рейс.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем чтобы обеспечить прочность на смятие или на критические давления эксплуатационная колонна спроектирована односекционная с группой прочности Д. В силу требуемого увеличения герметичности были выбраны трубы ОТТГ.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Следует отметить, что в качестве буферной жидкости используются два состава для улучшения смыва глинистой корки. В связи с уменьшением стоимости проекта для цементирования скважины был выбран отечественный флот.

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

Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из пластовых давлений, было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1-35-178x245 К1 ХЛ, ОП5-280/80x35, АФ2-80/65x35.

Для проведения работ выбрана буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М, соответствующая допустимой максимальной грузоподъемности.

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 ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» / А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. Томск: ТПУ, 2016. – 152 с.;
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкции скважины: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2018. – 16 с.
4. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.
5. Анализ применения роторной управляемой системы при проведении зарезок в открытом стволе в многозабойных скважинах «рыбья кость» на Восточно-Мессояхском месторождении / А.Е. Воронин [и др.] // SPE 187702- RU. – 2017.
6. Дубровин А.И. Анализ проведения зарезок в открытом стволе при бурении многоствольных скважин / А.И. Дубровин, Н.В. Абалтусов // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2014. – № 3. – С. 8 – 14.
7. Опыт строительства многоствольной скважины в АО «Зарубежнефть» // Нефтяное хозяйство / Заикин И.П., Кемпф К.В., Шкарин Д.В. – 2017. – № 8. – С. 21–24.
8. Иктисанов В.А. Гидродинамические исследования и моделирование многоствольных горизонтальных скважин. - Казань : Плутон, 2017. – 123 с.
9. Многоствольные и многозабойные скважины // Allbest.ru: информационный ресурс. Открытый доступ:

https://otherreferats.allbest.ru/geology/00768077_0.html (дата обращения: 20.04.2022).

10. Многоствольные и многозабойные скважины // Drillings.ru: буровой портал. Открытый доступ: <http://www.drillings.ru/mnogostv> (дата обращения: 20.04.2022).

11. Определение оптимального типа заканчивания горизонтальной скважины и способа вывода ее на режим на примере разработки пласта ПК1- 3 Восточно-Мессояхского месторождения /Е.В. Загребельный, М.Е. Мартынов, С.В. Кузнецов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 5. – С. 40–43.

12. Официальный сайт компании ПАО «Сургутнефтегаз» [Электронный ресурс]: <https://www.surgutneftegas.ru/> (дата обращения 21.05.2022).

13. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200123084> (дата обращения: 20.05.2022).

14. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.

15. Письмо Минстроя России от 02.03.2022 № 8139-ИФ/09 «О рекомендуемой величине индексов изменения сметной стоимости строительства в I квартале 2022 года, в том числе величине индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексов изменения сметной стоимости пусконаладочных работ»

16. Постановление Правительства РФ от 26 июня 2015 г. N 640 "О порядке формирования государственного задания на оказание государственных услуг (выполнение работ) в отношении федеральных государственных учреждений и финансового обеспечения выполнения государственного задания"

17. Приказ Ростехнадзора от 30.11.2020 N 471 "Об утверждении Требований к регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведению государственного реестра опасных производственных объектов, формы свидетельства о регистрации опасных

производственных объектов в государственном реестре опасных производственных объектов"

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

19. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 г. №163 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда лиц моложе восемнадцати лет».

20. Федеральный закон «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» от 17.12.2001 № 173-ФЗ.

21. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016. – 16 с.

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

23. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 23 с.

24. ГОСТ EN 13819-2-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Акустические методы испытаний.

25. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.

26. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования. М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 31 с.

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

28. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005. – 49 с.

29. СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.

30. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.

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

32. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.

33. Приказ Минэнерго России № 204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

34. Приказ Минтруда и социальной защиты России № 328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

35. ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности.

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

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

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

39. Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".

ГОСТ 12.3.003-86 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности".

Приложение А. Геологические условия бурения

Таблица А.1 – Ожидаемый литолого-стратиграфический разрез скважины

Свита (ярус)	Глубина залегания, м	Литологическая характеристика
Четвертичные отложения	0-200	Пески, глины, супеси, суглинки
Тибейсалинская	200-300	Пески, алевролиты, глины
Ганькинская	300-620	Глины
Березовская	620-950	Глины, опоки
Кузнецовская	950-990	Глины
Марресалинская+ Яронгская	990-1704	Алевролиты, пески, песчаники
Танопчинская	1704-2400	Песчаники, алевролиты, аргиллиты

Приложение Б. Конструкция забоя закрытого типа

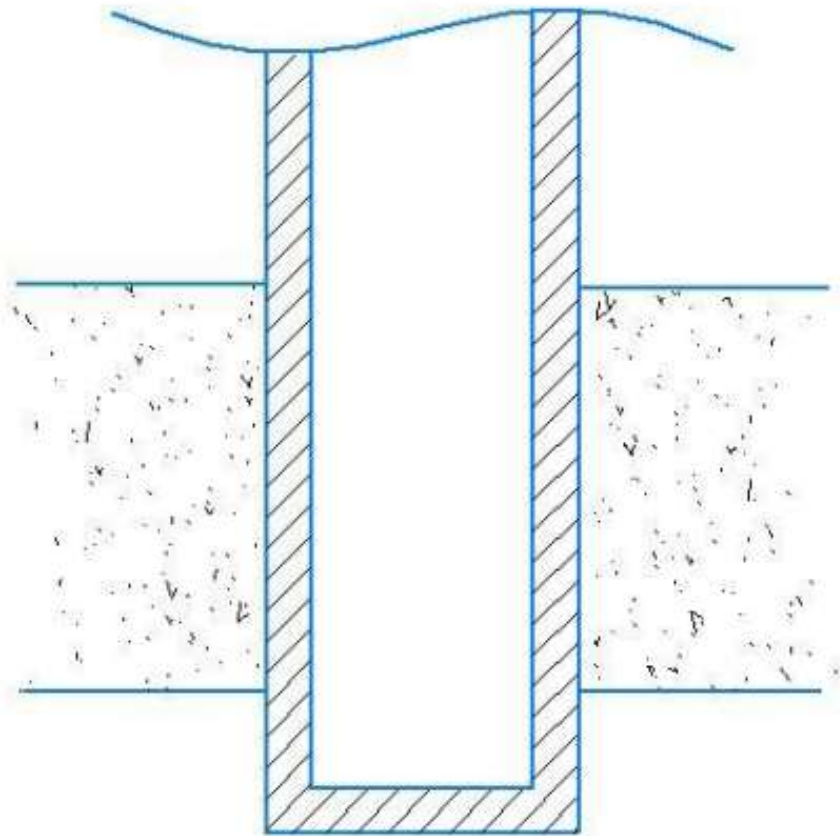


Рисунок Б.1 – Конструкция забоя закрытого типа

Приложение В. Совмещенный график давлений и схема конструкции скважины

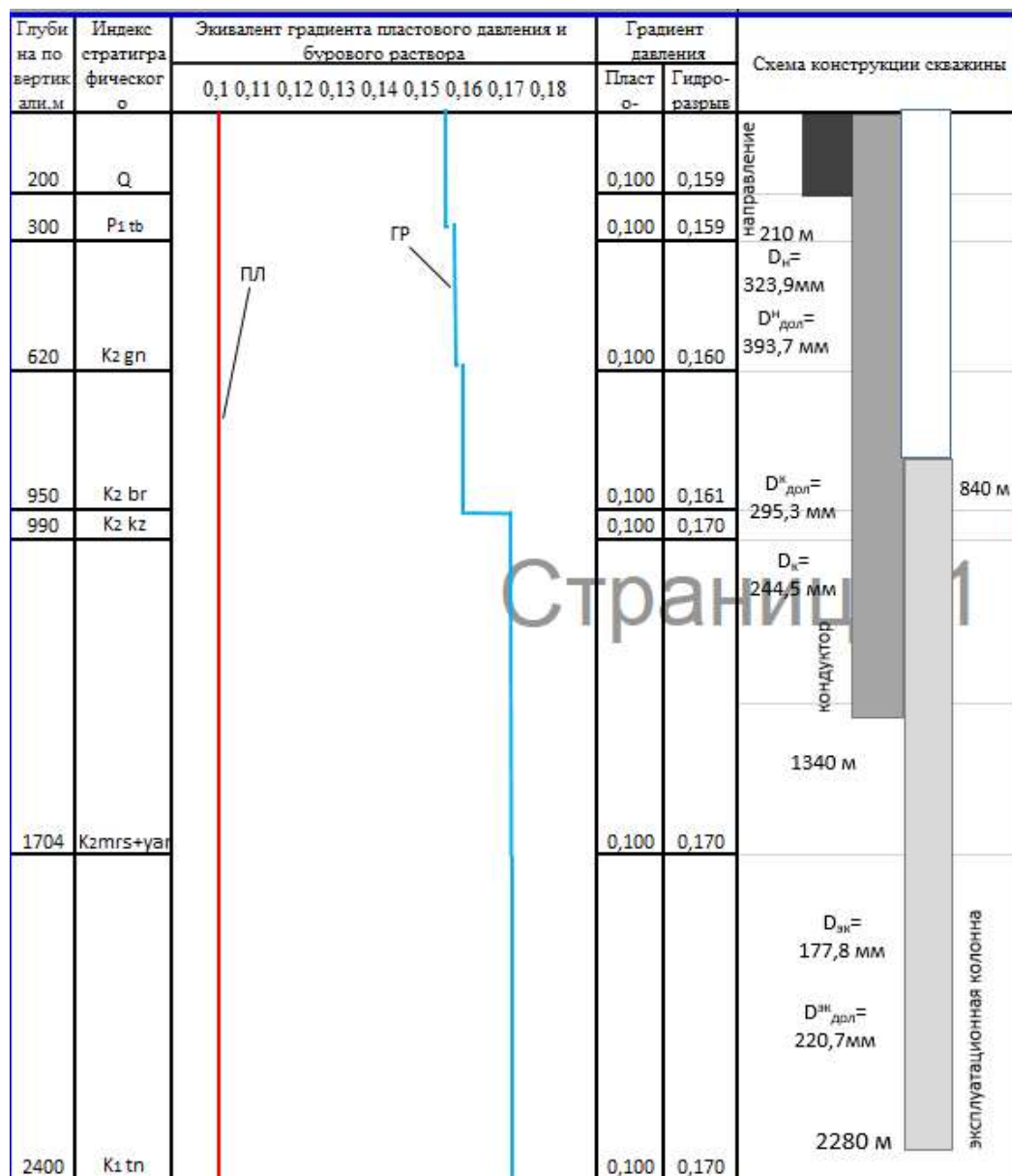


Рисунок В.1 – Совмещенный график давлений и схема конструкции скважины

Приложение Г. Характеристика породоразрушающего инструмента по интервалам

Таблица Г.1 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал		0–210	210-1340	1340-2280	2214-2260
Шифр долота		393,7 НьюТек Сервисез	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	БИТ 220,7 ВТ 416 У	БИТ 220,7/100 В 613
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	220,7	220,
Тип горных пород		М	Т	Т	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 152	3 117	3 161
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2	8 11/16
Длина, м		0,40	0,39	0,385	0,165
Масса, кг		163	35	20	20
G, тс	Рекомендуемая	14	2	2	2
	Максимальная	28	10	10	5
n, об/мин	Рекомендуемая	40	80	60	60
	Максимальная	600	440	400	120

Приложение Д. Расход бурового раствора

Таблица Д.1 – Расход бурового раствора

Интервал	0-210	210-1340	1340-2280	2214-2260
Исходные данные				
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2207	0,2207
K	0,6	0,4	0,3	0,3
K_k	1,3	1,15	1,1	1,1
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,12	0,1	0,1
V_m , м/ч	30	25	20	20
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{нmax}$, м	0,0143	0,0111	0,0095	0,0103
n	3	6	6	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	1,0	1,0
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,1	1,1	1,1	1,1
ρ_n , г/см ³	2,0	2,2	2,35	2,35
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	73	27	11	11
Q_2 , л/с	61	32	16	16
Q_3 , л/с	55	28	26	26
Q_4 , л/с	25	39	34	36
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ , л/с	25-73	27-39	11-34	11-36
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
$Q_{проект}$, л/с	70	39	34	20

Приложение Е. КНБК для бурения по секциям

Таблица Е.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-210 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–210 м)							
1	Ш 393,7 НьюТек Сервисез	0,4	393,7	-	3-152	Ниппель	0,163
2	Переводник М152хМ171	0,52	225	100	3-152	Муфта	0,093
					3-171	Муфта	
					3-171	Муфта	
3	КЛС-393,7С-Н	1,6	393,7	80	3-171	Ниппель	0,515
					3-171	Муфта	
4	Переводник М171хН161	0,54	225	73	3-171	Ниппель	0,061
					3-161	Муфта	
5	УБТС2- 203х100 Д	36	203	100	3-161	Ниппель	7,704
					3-161	Муфта	
6	Переводник М161хН163	0,53	225	76	3-161	Ниппель	0,090
					3-163	Муфта	
7	Обратный клапан	0,37	240	80	3-163	Ниппель	0,043
					3-163	Муфта	
8	Переводник М163хН161	0,52	225	76	3-163	Ниппель	0,087
					3-162	Муфта	
9	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	5,291
					3-162	Муфта	

Таблица Е.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (210-1340 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (210–1340 м)							
1	PDC БИТ 295,3 BT 419 CP	0,39	295,3	-	3-152	Ниппель	0,035
2	Переводник M152xM152	0,52	240	-	3-152	Муфта	0,093
					3-152	Муфта	
3	К 295,3 MC	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
4	Переводник M171xH152	0,52	225	80	3-152	Ниппель	0,060
					3-171	Муфта	
5	Д-240PC	10,1	240	-	3-171	Ниппель	2,547
					3-163	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-240PC	0,48	240	55	3-163	Ниппель	0,105
					3-163	Муфта	
7	Клапан обратный КОБ-240PC	0,37	240	55	3-163	Ниппель	0,043
					3-163	Муфта	
8	Переводник M152xH163	0,521	225	101	3-163	Ниппель	0,087
					3-152	Муфта	
9	2ЯГ-172/70	5,7	172	70	3-152	Ниппель	0,682
					3-152	Муфта	
10	К 295,3 MC	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,114
					3-163	Муфта	
11	Переводник M163xH161	0,521	225	101	3-163	Ниппель	0,087
					3-161	Муфта	
12	УБТС2-203x100 Д	12	203	100	3-161	Ниппель	2,568
					3-161	Муфта	

Продолжение таблицы Е.2

13	Переводник М161хН147	0,52	225	100	3-161	Ниппель	0,060
					3-147	Муфта	
14	УБТС2-178х90 Д	24	178	90	3-147	Ниппель	3,744
					3-147	Муфта	
15	Переводник М147хН162	0,53	225	100	3-147	Ниппель	0,063
					3-162	Муфта	
16	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	40,025
					3-162	Муфта	

Таблица Е.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1340-2280 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1340–2280 м)							
1	PDC БИТ 220,7 ВТ 416 У	0,385	220,7	-	3-117	Ниппель	0,020
2	Переводник М117хМ133	0,47	172	-	3-117	Муфта	0,037
					3-133	Муфта	
3	Калибратор К 215,9 СТ	0,40	220	70	3-133	Ниппель	0,058
					3-133	Муфта	
4	Переводник М133хН117	0,46	172	80	3-133	Ниппель	0,030
					3-117	Муфта	
5	ДРУ2-178РС	5,0	178	-	3-117	Муфта	1,669
					3-133	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-172РС	0,84	172	66	3-133	Ниппель	0,103
					3-133	Муфта	
7	Клапан обратный КОБ- 172РС	0,93	172	55	3-133	Ниппель	0,098
					3-133	Муфта	
8	Переводник М147хН133	0,51	172	78	3-133	Ниппель	0,031
					3-147	Муфта	
9	2ЯГ-120/55	5,5	120	55	3-147	Ниппель	0,320
					3-147	Муфта	
10	УБТС2 178х90 Д	42	178	90	3-147	Ниппель	6,552
					3-147	Муфта	
11	Переводник М133хН147	0,53	171,4	80	3-147	Ниппель	0,063
					3-162	Муфта	
12	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	69,401
					3-162	Муфта	

Таблица Е.4 – КНБК для отбора керна

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2214–2260 м)							
1	PDC БИТ 220,7/100 В613	0,165	220,7	100,6	3-161	Муфта	0,02
2	Керноотборный снаряд КИ 7.1 195/100	7,8	195	100	3-161	Ниппель	0,7
					3-161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТС2-178х90 Д	24	178	90	3-147	Ниппель	3,744
					3-147	Муфта	
5	Переводник М147хН162	0,53	171,5	80	3-147	Ниппель	0,06
					3-162	Муфта	
6	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	69,527
						Муфта	

Приложение Ж. Результаты расчета бурильной колонны на прочность

Таблица Ж.1 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	210	ПК 127х9	127	Е	9,2	ЗП-178-102	171,96	5,369	13,74	2,35	7,66	9,48	9,93
бурение	210	1340	ПК 127х9	127	Е	9,2	ЗП-178-102	1286	42,28	49,68		2,83	2,85	2,98
бурение	1340	2280	ПК 127х9	127	Е	9,2	ЗП-178-102	2225	73,17	81,79		1,79	1,7	1,78
Отбор керна	2214	2260	ПК 127х9	127	Е	9,2	ЗП-178-102	2228	69,55	73,92	2,97	2,02	1,8	1,88

Приложение 3. Гидравлические показатели промывки скважины

Таблица 3.1 – 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, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	210	БУРЕНИЕ	0,483	0,058	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15,9	118,1	4,97
Под кондуктор									
210	1340	БУРЕНИЕ	0,68	0,066	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	10	95,4	3,63
Под эксплуатационную колонну									
1340	2280	БУРЕНИЕ	1,107	0.089	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9,5	80,1	3,20
Отбор керна									
2214	2260	Отбор керна	0,679	0.052	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	117,5	4,03

Таблица 3.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	210	БУРЕНИЕ	УНБ-750	2	90	180	155,7	0,85	130	35,2	70,39
210	1340	БУРЕНИЕ	УНБ-750	2	90	160	197,1	0,85	105	22,48	44,96
1340	2280	БУРЕНИЕ	УНБ-750	2	90	130	293,4	0,85	123	17,04	34,08
2214	2260	Отбор керна	УНБ-750	1	90	140	238,5	0,85	122	19,97	19,97

Таблица 3.3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)		насадках долота	забойном двигателе				
0	210	БУРЕНИЕ	141,0	98,1	0	32,6	0,3	10
210	1340	БУРЕНИЕ	163	63	32,9	53,5	3,7	10
1340	2280	БУРЕНИЕ	194,3	41	76,1	47,5	19,8	10
2214	2260	Отбор керна	133,0	88,1	0	22,5	18,0	4,4

Приложение II. Характеристика обсадных колонн

Таблица И.1 – Характеристика обсадных колонн

№ секции	Тип резбо- вого соедине- ния	Группа прочно- сти	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммар- ный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТМ	Д	8,5	210	67,2	14112	14112	0-210
Кондуктор								
1	ОТМ	Д	7,9	1340	47,2	63248	63248	0-1340
Эксплуатационная колонна								
1	ОТГ	Д	11,5	642	47,3	30366,6	85731	2280-1638
2	ОТГ	Д	8,1	1638	33,8	55364,4		1638-0

Приложение К. Технологическая оснастка обсадных колонн

Таблица К.1 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 178 мм	БКМ-178 («Уралнефтемаш»)	2280	2280	1	1
	ЦКОД-178 («Уралнефтемаш»)	2270	2270	1	1
	ЦПЦ-178/220 («НефтьКам»)	0	1320	44	140
		1320	1370	5	
		1370	1680	31	
		1680	2280	60	
	ЦТ-178/220 («НефтьКам»)	1680	2280	60	60
	ПРП-Ц-В-178 («Уралнефтемаш»)	2270	2270	1	1
ПРП-Ц-Н-178 («Уралнефтемаш»)	2270	2270	1	1	
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	1340	1340	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1330	1330	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	180	6	48
		180	230	5	
		230	1340	37	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1330	1330	1	1	
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	210	210	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	200	200	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	210	1 ЦПЦ/30м	7
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	200	200	1	1

Приложение Л. Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

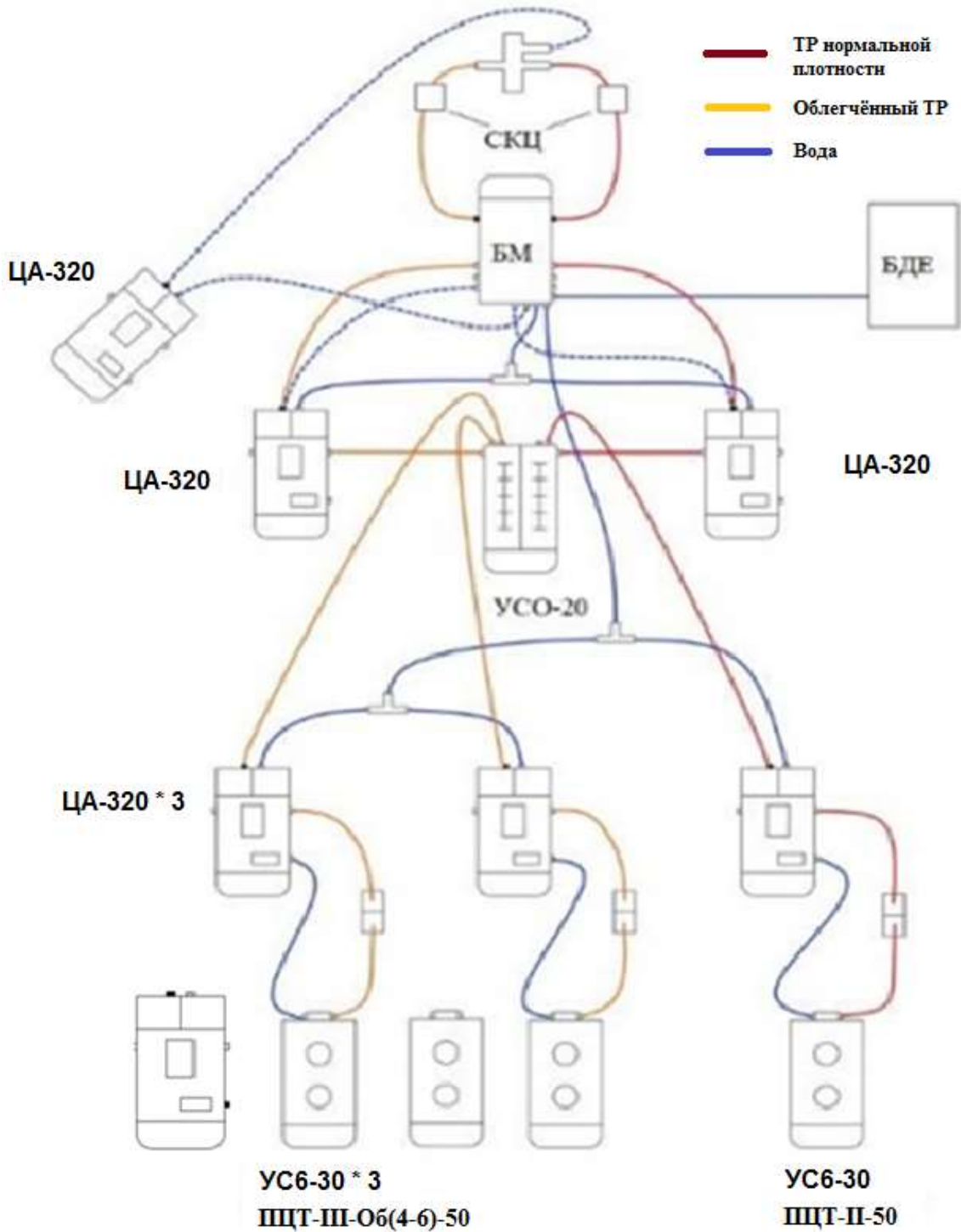


Рисунок Л.1 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования