

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

<b>Тема работы</b>
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2440 МЕТРОВ НА ГАЗОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИИ (САМАРСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m2440)(470.43)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б6Б	Тетюшкин Феликс Олегович		11.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.х.н.		11.06.2021

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		11.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		11.06.2021

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		11.06.2021

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)     (Дата)     (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Тетюшкин Феликс Олегович

Тема работы:

<b>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2440 метров на газовом месторождении (Самарская область)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 76-60/с от 17.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазоконденсатном месторождении (Томской области).
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины;</b></li> <li>• <b>Обоснование конструкции скважины</b> (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);</li> <li>• <b>Углубление скважины:</b> (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);</li> <li>• <b>Проектирование процессов заканчивания скважин</b> (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</li> <li>• <b>Выбор буровой установки.</b></li> <li>• <b>Премиум резьбы для обсадных колонн</b></li> </ul>
<b>Перечень графического материала</b> <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	

<i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, Сечин Андрей Александрович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</b>	
<b>1. Горно-геологические условия бурения скважины</b>	
<b>2. Технологическая часть проекта</b>	
<b>3. Премиум резьбы для обсадных колонн</b>	
<b>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	
<b>5. Социальная ответственность</b>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
--	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.х.н.		18.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Тетюшкин Феликс Олегович		18.03.2021

Школа: инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования: бакалавриат  
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

<b>Срок сдачи студентом выполненной работы:</b>	11.06.21
---	----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2021	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
30.04.2021	2. Технологическая часть проекта	50
14.05.2021	3. Премиум резьбы для обсадных колонн	10
21.05.2021	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
28.05.2021	5. Социальная ответственность	15
03.06.2021	6. Предварительная защита	5

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.х.н.		18.03.2021

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		18.03.2021

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б6Б	Тетюшкин Феликс Олегович

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Бурение скважин
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормативные источники. 4. Налоговый кодекс РФ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

5. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
6. Планирование и формирование бюджета НТИ	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
7. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	2. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		21.05.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б6Б	Тетюшкин Феликс Олегович		21.05.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б6Б	Тетюшкин Феликс Олегович

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

<b>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2440 метров на газовом месторождении ( Самарская область )</b>	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: строительство вертикальной разведочной скважины на нефтегазоконденсатном месторождении Красноярского края.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	-правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности -рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); -рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно- бытового обслуживания рабочих).
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: -отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; -превышение уровней шума и вибрации; повышенная загазованность воздуха рабочей среды; -недостаточная освещенность рабочей зоны; Повреждения в результате контакта с живыми организмами; -мероприятия по устранению вредных факторов, в том числе индивидуальные и коллективные средства защиты. Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: -движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; -электрический ток; -расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли; -пожаровзрывоопасность; -мероприятия по устранению опасных факторов, в том числе индивидуальные и коллективные средства защиты.
3. Экологическая безопасность:	Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду: -на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); -на гидросферу (утечка горюче-смазочных материалов); -на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности (со ссылками на НТД по охране ОС)

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Провести анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте: -техногенного характера - (пожары и взрывы в зданиях); -природного характера - (лесные пожары); Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий
---	---

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		28.05.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Тетюшкин Феликс Олегович		28.05.2021

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 118 страниц, 14 рисунков, 41 таблиц, 47 источников литературы и 4 приложения.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, обсадная колонна, цементирование скважины, охрана окружающей среды, скважина, нефть, роторная управляемая система.

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 2440 метров на газовом месторождении

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2440 метров на газовом месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Рассмотреть премиум резьбы для обсадных колонн.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Все технологические решения для скважины приведены с учётом современных достижений в области техники и технологии строительства скважины.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчёты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint (представлены вместе с ВКР).

## **Сокращения.**

В данной работе применены следующие обозначения и 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;

**СБТ** – стальная бурильная труба;

**ЦКОД** – цементируемый клапан обратный дроссельный;

**ГНВП** – газонефтеводопроявление;

**СКЦ** – станция контроля цементирования;

**ПВО** – противовыбросовое оборудование;

**БУ** – буровая установка;

**ЦА** – цементируемый агрегат

**РУС** – роторная управляемая система

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ .....	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины .....	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади). 15	
1.3 Зоны возможных осложнений .....	14
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА.....	17
2.1 Проектирование конструкции скважины .....	17
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	17
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений.....	17
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	18
2.1.4 Выбор интервалов цементирования.....	19
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	20
2.2.1 Выбор способа бурения.....	21
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента .....	21
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото.....	22
2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	24
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	25
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны .....	27
2.2.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов.....	28
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины .....	35
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна .....	37
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважины .....	39
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность.....	39
2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений.....	39
2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений .....	41

2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине .....	42
2.3.2 Технологическая оснастка обсадных колонн.....	42
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины .....	43
2.3.3.1 Обоснование способа цементирования .....	43
2.3.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости .....	43
2.3.3.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	44
2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	46
2.3.4.1 Проектирование процессов испытания скважин.....	46
2.3.4.2 Выбор жидкости глушения .....	46
2.3.4.3 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов .....	47
2.3.4.4 Выбор типа пластоиспытателя .....	48
2.3.4.5 Выбор типа фонтанной арматуры .....	49
2.4 Выбор буровой установки.....	49
3 Премиум резьбы для обсадных колонн .....	51
<u>3.1 Проблемы герметичности и прочности резьбовых соединений.....</u>	<u>51</u>
<u>3.2 Преимущества применения резьб премиум класса при эксплуатации скважин .....</u>	<u>56</u>
<u>3.3 Сравнения обычной резьбы обсадных колон и премиум сегмента, плюсы и минусы.....</u>	<u>59</u>
3.4 Вывод.....	62
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	63
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	63
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение.....	64

4.1.3	Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей 66	66
4.1.4.	Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента..	66
4.1.5	Расчет нормативного времени на разбуриванию цементной пробки	67
4.1.6	Расчет нормативного времени на геофизические работы.....	68
4.1.7	Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами .....	68
4.2	Линейный календарный график выполнения работ.....	69
4.3	Корректировка сметной стоимости строительства скважины .....	70
4.3.1	Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	70
4.3.2	Расчет технико-экономических показателей .....	71
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	73
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	73
5.2	Производственная безопасность .....	74
5.3	Экологическая безопасность.....	79
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	83
5.5	Экологичность проекта .....	84
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	88
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	90
	Приложение А .....	94
	Приложение Б.....	102
	Приложение В .....	111

## **ВВЕДЕНИЕ**

Выбор оптимальных проектных решений при строительстве разведочных скважин позволяет Недропользователю получить геологическую информацию, необходимую для выявления рентабельности разработки месторождения, а также для безаварийного бурения последующих скважин.

Анализ горно–геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен преимущественно глинами, песчаниками с переслаивающимися алевролитами и аржиллитами. Породы преимущественно мягкие, средней твердости и твердые. В скважине присутствует два газовых продуктивных пласта, тип коллектора поровый.

Известно, что на месторождениях Самарской области имеются проблемы высокоинтенсивного поглощения технологических жидкостей, осыпей и обвалов, прихватоопасные зоны, риск газопроявлений.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2440 м на газовом месторождении с учетом данных горно–геологических условий.

Так же в работе рассматриваются премиум резьбы для обсадных колонн.

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

# 1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

## 1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, данные представлены в приложении А.1–А.2–А.3. Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Интервал, м		Градиенты давлений, кгс/см <sup>2</sup> на м				Температура в конце интервала, °С
от	до	пластового	порового	гидроразрыва	горного	
0	150	0,100	0,100	0,180	0,210	5
150	370	0,100	0,100	0,180	0,220	11
370	470	0,100	0,100	0,180	0,220	13
470	685	0,100	0,100	0,182	0,240	19
685	1180	0,100	0,100	0,182	0,240	28
1180	1530	0,100	0,108	0,182	0,240	38
1530	1880	0,100	0,108	0,182	0,250	47
1880	2010	0,100	0,108	0,185	0,250	52
2010	2270	0,100	0,108	0,185	0,250	57
2270	2450	0,101	0,110	0,185	0,250	60
2450	2500	0,101	0,110	0,185	0,250	60

## 1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоносности месторождения представлены в таблице 2. Характеристики водоносности представлены в приложении А.4.

## 1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, обвалы и осыпи стенок скважины, прихватоопасные зоны, нефтегазоводопроявление представлены в приложениях А5 – А8.

Таблица 2 - Характеристика нефтегазоносности

Индекс Стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Относительная плотность газа по воздуху, г/см <sup>3</sup>	Проницаемость, мД подвижность, мкм <sup>2</sup> (МПа·с)	Содержание в % по весу			Средний дебит		Температура на устье °С	Температура в пласте, °С	Газовый фактор нефти, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Содержание газового конденсата, г/м <sup>3</sup>
	от	до				серы	сероводорода, % об.	СО <sub>2</sub> ,, % об.	газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут	нефти, м <sup>3</sup> /сут				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
P2	1600	1700	Поровый	0,67	Более 20	–	–	0,2	175	–	Н.д.	45	–	–
C2–3	2400	2410	Поровый	0,69	До 100	–	0,1	3,5	225	–	Н.д.	57	–	–

## **2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА**

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

### **2.1 Проектирование конструкции скважины**

#### **2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя**

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

#### **2.1.2 Построение совмещенного графика давлений**

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

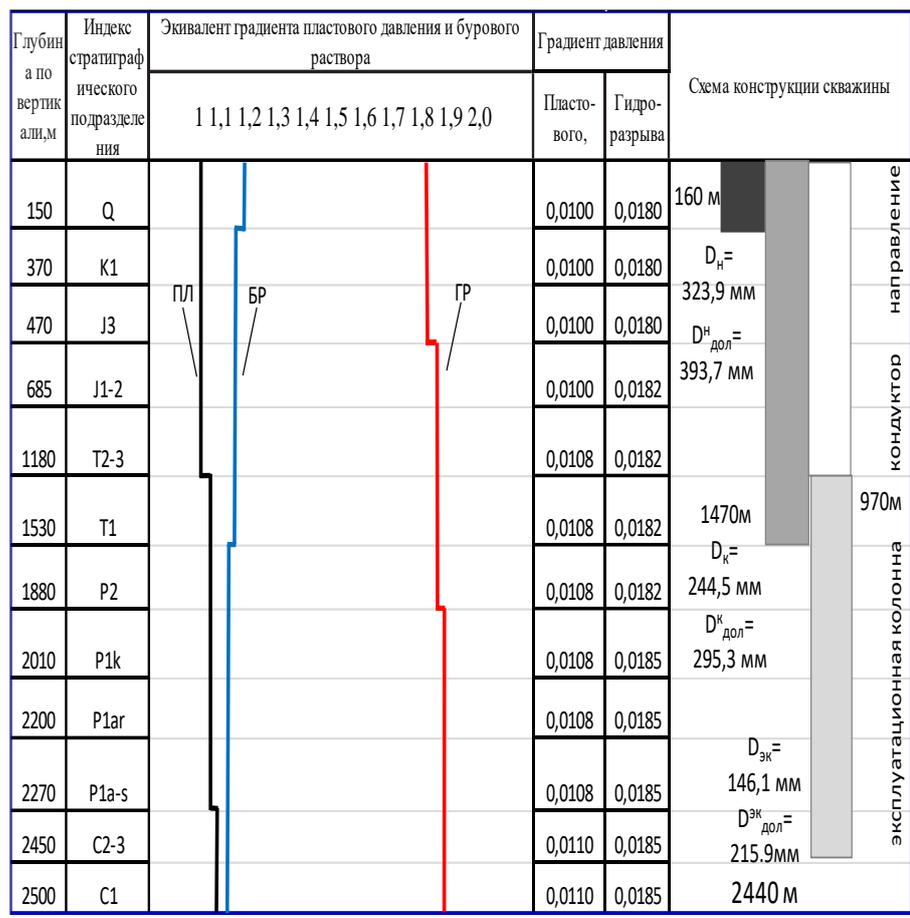


Рисунок 1 - График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

### 2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (приложение А, таблица А.1 Стратиграфический разрез скважины) на 10 м. Так как в моей скважине 150 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 160 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 расчетов (Таблица 3), было принято решение спускать кондуктор на 1470 м.

Таблица 3. Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	P2	C2-3
Глубина кровли продуктивного пласта, м ( $L_{кр}$ )	1600	2400
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см <sup>2</sup> /м ( $\Gamma_{пл}$ )	0,108	0,110
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см <sup>2</sup> /м ( $\Gamma_{грп}$ )	0,182	0,182
Относительная плотность газа по воздуху, ( $\gamma$ )	670	690
Расчетные значения		
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ( $P_{пл}$ )	172,8	264
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ( $L_{конд\ min}$ )	980	1470
Требуемый запас	1,08	1,08
Принимаемая глубина	1470	

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 30 м. под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2440 м.

#### **2.1.4 Выбор интервалов цементирования**

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 160 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 1470 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 м для газовой скважины. Значит интервал цементирования составляет 1940 м.

### 2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

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

Исходя из размера обсадной трубы равной 146, мм узнаем наружный диаметр соединительной муфты равной 166 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 146,1 мм равняется 15 мм. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем по формуле:

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

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

$\Delta$  – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм.

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 181 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 215,9 мм.

Внутренний диаметр технической колонны рассчитывается по формуле:

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

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

$(10 \div 14)$  – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

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

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

Далее по аналогичным формулам рассчитываем диаметры под остальные колонны.

### 2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 27,1 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5 – 350/80x35 (350 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35

– рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКО2-35-146х245х323 ХЛ (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

## 2.2 Проектирование процессов углубления скважины

### 2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Способы бурения по интервалам представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	160	Роторный
160	1470	Совмещенный (роторный + ГЗД )
1470	2440	Совмещенный (роторный + ГЗД )
1590	1710	Роторный (Отбор керна)
2390	2420	Роторный (Отбор керна)

### 2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал, м		0–160	160–1470	1470–2440
Шифр долота		PT 393,7 P419–40–1	TD 295,3 SVD 519–T1.2	TD 215,9 SVD 616 T1.2
Тип долота		PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295.3	215.9
Тип горных пород		M	MC	MC ,C
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 152	3 117
	API	7 5/8 reg	6 5/8 reg	4 1/2 reg
Длина, м		0.40	0,40	0,3
Масса, кг		140	60	40
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	1–13	1–14	1–12
	Предельная	-	-	-
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	230–60	300–40	300–60
	Предельная	230	300	300

### 2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

Результаты расчетов осевой нагрузки на долото приведены в таблице 6.

Таблица – 6 Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0–160	160–1470	1470–2440
Исходные данные			
Диаметр долота, см ( $D_d$ )	39	30	22
Предельная нагрузка, тс ( $G_{пред}$ )	13	14	12
Результаты проектирования			
Допустимая нагрузка, тс ( $G_{доп}$ )	10	11	10
Проектируемая нагрузка, тс ( $G_{проект}$ )	4	8	10

Для направления была выбрана максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны

максимально допустимые осевые нагрузки, которые попадают в интервал рекомендуемых статистических осевых нагрузок.

## 2.2.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 7.

Таблица – 7 Результаты частоты вращения долота

Интервал, м		0–160	160–1470	1470–2440
Исходные данные				
Скорость, м/с ( $V_d$ )		1	2	2
Диаметр долота ( $D_d$ )	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
Частота вращения $n_1$ , об/мин		40	120	160
Частота вращения $n_{\text{стат}}$ , об/мин		60	160	180
Частота вращения $n_{\text{проект}}$ , об/мин		48	129	176

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.

Для бурения интервала под направление, бурится роторным способом стандартная частота вращения ротора 40–60 об/мин по расчёту получается, что для эффективного разрушения горной породы требуется 48 об/мин. Выбранное значение не приведёт к износу долота.

Для всех остальных интервалов выбираются расчётные значения с применением ВЗД для эффективного разбуривания горной породы.

## 2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Расход бурового раствора.

Интервал, м	0–160	160–1470	1470–2440
Исходные данные			
Диаметр долота, м ( $D_d$ )	0,3937	0,2953	0,2159
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м <sup>2</sup> забоя (К)	0,65	0,5	0,4
Коэффициент кавернзности ( $K_k$ )	2,4	1,2	1,1
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ( $V_{кр}$ )	0,15	0,15	0,13
Механическая скорость бурения, м/ч ( $V_m$ )	0,011	0,008	0,005
Диаметр бурильных труб, м ( $d_{бр}$ )	0,127	0,127	0,127
Максимальный диаметр, м ( $d_{max}$ )	0,203	0,235	0,166
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ( $d_{нmax}$ )	0,0191	0,0159	0,0159
Число насадок (n)	3	7	5
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ( $V_{кпmin}$ )	0,5	0,5	0,5
Максимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ( $V_{кпmax}$ )	1,3	1,3	1,5
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_{см} - \rho_p$ )	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_p$ )	1,19	1,17	1,10
Плотность разбуриваемой породы, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_n$ )	2,0	2,3	2,5
Расход, л/с, Q1	78	44	23
Расход, л/с, Q2	56	42	25
Расход, л/с, Q3	123	83	44
Расход, л/с, Q4	60	48	21
Расход, л/с, Q4	28	46	43
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	-	32–75	20–40
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	54	54	31

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 54 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 54 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 31 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Под направление выбран максимальный рекомендуемый расход жидкости. Под кондуктор выбран максимальный расчетный расход обеспечивающий необходимую очистку ствола скважины, вынос шлама, минимальный расход на насадках и предотвращение прихватов. При бурение под эксплуатационную колонну выбран максимальный рекомендуемый расход жидкости, который близок к расчетным значениям.

### **2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя**

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

Таблица 9 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0–160	160–1470	1470–2440
Исходные данные				
Диаметр долота ( $D_d$ )	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Нагрузка, кН ( $G_{oc}$ )		39,22	78,45	98,06
Расчетный коэффициент, Н*м/кН ( $Q$ )		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Диаметр забойного двигателя, мм ( $D_{зд}$ )		–	236	172
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м ( $M_p$ )		–	3044	2794
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м ( $M_o$ )		–	147,65	107,95
Удельный момент долота, Н*м/кН ( $M_{уд}$ )		–	36,93	27,4

Для интервала бурения 160–1470 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР–240М.3/4.60 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР–178М.7/8.50, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР–240М.3/4.60	160–1470	240	9,47	2047	35-64	138–240	12,0–17,0	131–324
ДГР–178М.7/8.50	1470–2440	178	7,97	1115	25-35	107–150	9,0–12,5	160

## 2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б1 – Б4.

Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате.

Табличное значение  $Q_{\text{ТК}}$  для труб 127 мм группы прочности «Е» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 148 и 155 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата  $C=0,9$ .

$$Q_{\text{тк-300}} = 148 \cdot 0,9 = 133,2 \text{ т,}$$

$$Q_{\text{тк-400}} = 155 \cdot 0,9 = 139,5 \text{ т.}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{133,2}{7,02 + 77,011} = 1,58 > 1,15,$$

$$N_{400} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{139,5}{7,02 + 77,011} = 1,66 > 1,15.$$

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 11.

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

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Направление													
0–160 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,5	–	0,400	0,400	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	8,3	0,1928	1,600	2,000	–	–	–
	Калибратор	393,7	80,0	–	–	–	0,6	–	0,183	2,183	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	–	0,1928	1,600	3,783	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-95	142,3	0,0335	4,767	8,550	2,96	10	10
Кондуктор													

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
160-1470 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	–	0,4	–	0,150	0,150	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	9,65	–	0,209	0,359	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	16,6	0,1940	3,220	3,579	–	–	–
	Калибратор	295,3	90,0	–	–	–	0,9	–	0,113	3,713	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	8,3	0,1940	1,610	5,322	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-95	1434	0,0335	48,04	53,37	1,40	4,77	2,65
Эксплуатационная колонна													
1590-1710 Отбор керна КНБК №4	Бурильная головка	215,9	–	–	–	–	0,19	–	0,105	0,105	–	–	–
	Центратор	210,0	140,0	–	–	–	0,55	–	1,454	1,559	–	–	–
	Керноотборный снаряд	185,0	140,0	–	–	–	8,8	0,0511	0,450	2,009	–	–	–
	Центратор	210,0	140,0	–	–	–	0,55	–	1,454	3,463	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	18,9	0,149	2,700	6,163	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП- 162-95	1681	0,0335	56,31	62,48	3,75	4,08	2,59
2390-2420 Отбор керна КНБК №5	Бурильная головка	215,9	–	–	–	–	0,19	–	0,105	0,105	–	–	–
	Центратор	210,0	140,0	–	–	–	0,55	–	1,454	1,559	–	–	–
	Керноотборный снаряд	185,0	140,0	–	–	–	8,8	0,0511	0,450	2,009	–	–	–
	Центратор	210,0	140,0	–	–	–	0,55	–	1,454	3,463	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	18,9	0,149	2,700	6,163	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП- 162-95	2391	0,0335	80,10	86,26	2,91	2,95	1,89
1470-2440 Бурение КНБК №3	Долото	215,9	–	–	–	–	0,3	–	0,133	0,133	–	–	–
	Калибратор	215,9	70,0	–	–	–	0,75	–	0,077	0,211	–	–	–
	Двигатель	178,0	–	–	–	–	8,45	–	0,131	0,342	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	66,15	0,1450	9,590	9,932	–	–	–
	Яс гидрав.	171,0	70,0	–	–	–	5,7	–	0,105	10,04	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП- 162-95	2359	0,0335	79,01	89,05	2,38	2,86	1,67

### 2.2.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

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

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \quad (3)$$

где L – глубина скважины по стволу, м;

g – ускорение свободного падения, 9,81 м/с<sup>2</sup>;

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

P<sub>пл</sub> – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21]. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать. В таблице 12 представлена величина репрессии для интервалов. В таблице 13 запроектированная величина удельного веса бурового раствора для интервалов.

Таблица 12 – Величина репрессии для интервалов

Показатель	Интервал бурения				
	под направление	под кондуктор	под техническую колонну	под экспл. колонну	под хвостовик
Минимальная репрессия, %	10	10	5–10	5	5
Принимаемая репрессия, %	17–20	13–16	9–12	5,5–8	5,5–7

Таблица 13 – Величина удельного веса для интервалов

Показатель	Интервал бурения		
	под направление	под кондуктор	под ЭК
Удельный вес, кг/м <sup>3</sup>	1192	1151	1131

#### **Интервал под направление:**

При бурении четвертичных отложений возможны Размыв устья скважины, кавернообразования, обвалы стенок скважины, оттаивание многолетнемерзлых пород интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 50-60 сек.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале, целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бentonитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбурываемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. Компонентный состав бentonитового раствора представлен в таблице 14. Таблица 14 – Компонентный состав бentonитового раствора для бурения под направление

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Направление	
		кг	кг/м <sup>3</sup>	кг	уп.
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	1,2	91	4
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	60	4554	5
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	0,8	61	3
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	108,7	8250	9

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

Таблица 15 – Технологические показатели бентонитового раствора для бурения под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,19
Условная вязкость, с	50–60
Содержание песка, %	< 2

### **Интервал под кондуктор:**

Породы, слагающие интервал под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы.

Кавернообразование, осыпи и обвалы стенок скважины, подсыпание алевролитов, сужение ствола скважины из-за образования фильтрационной корки в проницаемых отложениях, сальникообразование, возможны прихваты бурильной колонны из-за перепада давления и в результате образования сальников, сужения ствола скважины. Газопроявления в отложениях P2–P1к. Поглощения бурового раствора в интервале 1590–2230 м от частичных до потери циркуляции.

На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить KCL/полимерного бурового раствора.

Особенностью данного раствора является высокая вязкость при низкой скорости сдвига, что позволяет обеспечивать эффективную очистку скважины в застойных зонах наклонных и горизонтальных участков ствола.

Компонентный состав KCL/полимерного (биополимерного) бурового раствора под кондуктор представлен в таблице 16

Таблица 16 – Компонентный состав KCL/полимерного (биополимерного) бурового раствора для бурения под кондуктор

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Кондуктор	
		кг	кг/м <sup>3</sup>	кг	уп
1	2	3	4	5	6
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,5	179	8
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,2	430	18
Регулятор реологических параметров: Ксантановая камедь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25	3,6	1290	52
Модифицированный крахмал (МКБ)	Регулятор фильтрации	25	18	6448	258
Ингибитор глин: Калий хлористый(KCl)	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1000	100	35820	36
Смазочная добавка: ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	186	18	6448	35
Утяжелители, закупоривающие материалы (разного фракционного состава)	Регулирование плотности, кольматация каналов	1000	100	35820	36
Бактерицид	Защита от микробиологической деструкции	25	0,5	179	8
Пенегаситель буровых растворов: Пента 465	Предотвращение пенообразования	25	0,5	179	8
Барит	Утяжелитель	1000	94	33670	34

Данные растворы после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 17.

Таблица 17 – Технологические показатели КСЛ/полимерного (биополимерного) бурового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,15
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10–15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40–70
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 6
рН	8–10
Содержание песка, %	< 0,5

#### **Интервал под эксплуатационную колонну:**

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и газо-водопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта С 2250/2440. Данные проблемы решаются с использованием КСЛ/полимерного бурового раствора.

Данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей (в качестве кольматанта используются минералы на основе карбоната кальция) эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %, что позволяет снижать затраты времени и средств на освоение скважины. Введение солевого ингибитора подавляет набухание глинистых минералов при попадании фильтрата в продуктивный пласт, что также способствует сохранению проницаемости коллектора.

Компонентный состав KCL/полимерного (биополимерного) бурового раствора представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Компонентный состав KCL/полимерного (биополимерного) бурового раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Экс. колонна	
		кг	кг/м <sup>3</sup>	кг	уп
1	2	3	4	5	6
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,5	125	5
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,2	300	12
Регулятор реологических параметров: Ксантановая камедь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25	3,6	899	36
Модифицированный крахмал (МКБ)	Регулятор фильтрации	25	18	4493	180
Ингибитор глин: Калий хлористый (KCl)	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1000	100	24920	25
Смазочная добавка: ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	186	18	4493	25
Утяжелители, закупоривающие материалы (разного фракционного состава)	Регулирование плотности, кольматация каналов	1000	100	24920	25
Бактерицид	Защита от микробиологической деструкции	25	0,5	125	5
Пенегаситель буровых растворов: Пента 465	Предотвращение пенообразования	25	0,5	125	5
МК	Утяжелитель	1000	82	20442	21

Данные растворы после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 19.

Таблица 19 – Технологические показатели полимерного инкапсулированного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,13
Условная вязкость, с	40–50
Пластическая вязкость, сПз	10–15
ДНС, дПа	60–100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30–40/40–70
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 6
рН	8–10
Содержание песка, %	< 0,5

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

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Б.6.

### **2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины**

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. 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 таблицах 20, 21, 22.

Таблица 20– Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм <sup>2</sup>
от(верх)	до (низ)					количество, шт	диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Под направление									
0	160	Бурение	0,385	0,046	Периферийная	5	12	99,1	2,79
Под кондуктор									
160	1470	Бурение	0,806	0,082	Периферийная	6	11	98,2	4,7
Под эксплуатационную колонну									
1470	2440	Бурение	1,024	0,087	Периферийная	5	10	81,4	3,39
Отбор керна									
1590	1710	Отбор керна	0,761	0.065	Периферийная	8	5	94,8	3,42
2390	2420	Отбор керна	0,761	0.065	Периферийная	8	5	94,8	3,42

Таблица 21 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество, шт	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндров втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
160	1470	Бурение	УНБТ-950	2	95	140	309,7	1	125	28	56
1470	2440	Бурение	УНБТ-950	1	95	150	266	1	125	32	32
1590	1710	Отбор керна	УНБТ-950	1	95	140	309,7	1	125	23,8	23,8
2390	2420	Отбор керна	УНБТ-950	1	95	140	309,7	1	125	23,8	23,8

Таблица 22 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обязке буровой установки
от (верх)	до (низ)	насадках долота	забойном двигателе					
0	160	Бурение	87,9	69,1	0	8,6	0,2	10
160	1470	Бурение	214,6	65,6	60,5	74,7	3,8	10
1470	2440	Бурение	237,6	44,3	125,7	44,1	13,3	10
1590	1710	Отбор керна	91,5	60	0	15,9	9,1	6,5
2390	2420	Отбор керна	101,3	60	0	22,3	12,5	6,5

### 2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа газоносных пластов. Планируемые интервалы отбора керна следующие:

- интервал отбора керна 1590–1710 м.
- интервал отбора керна 2390–2420 м.

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

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

Таблица 23 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
1590–1710	PDC.У6-215,9/100,6 (7x11,1мм)	1–6	50–80	20–31
2390–2420	PDC.У6-215,9/100,6 (7x11,1мм)	1–6	50–80	20–31

## 2.3 Проектирование процессов заканчивания скважины

### 2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1030
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр}}$ обл, кг/м <sup>3</sup>	1500	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{трн}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1950
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	690	Глубина скважины, м	2440
Высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	970	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	140
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$ , м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$ , м	1626,6

#### 2.3.1.1 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 три таких случая:

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

На рисунках 2, 3 построена эпюра наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

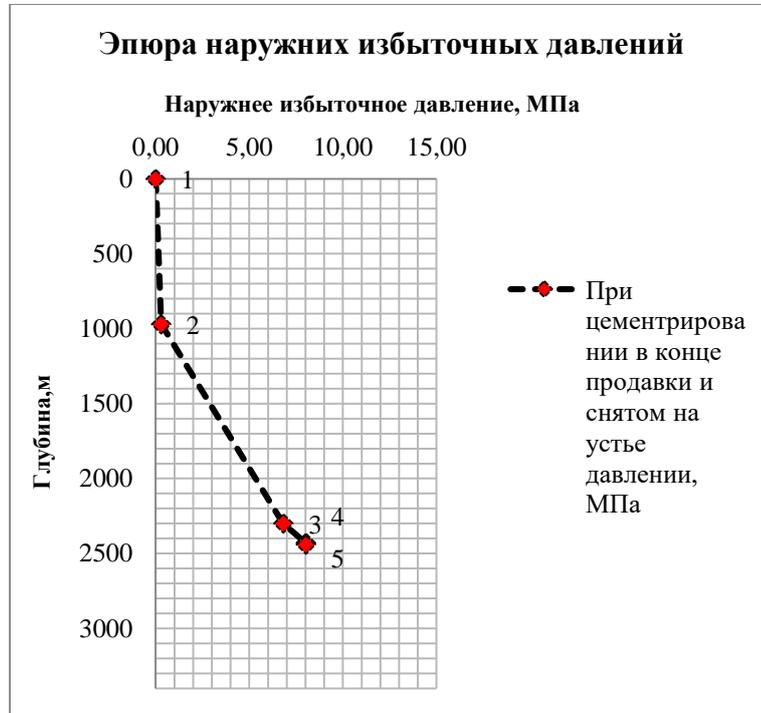


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

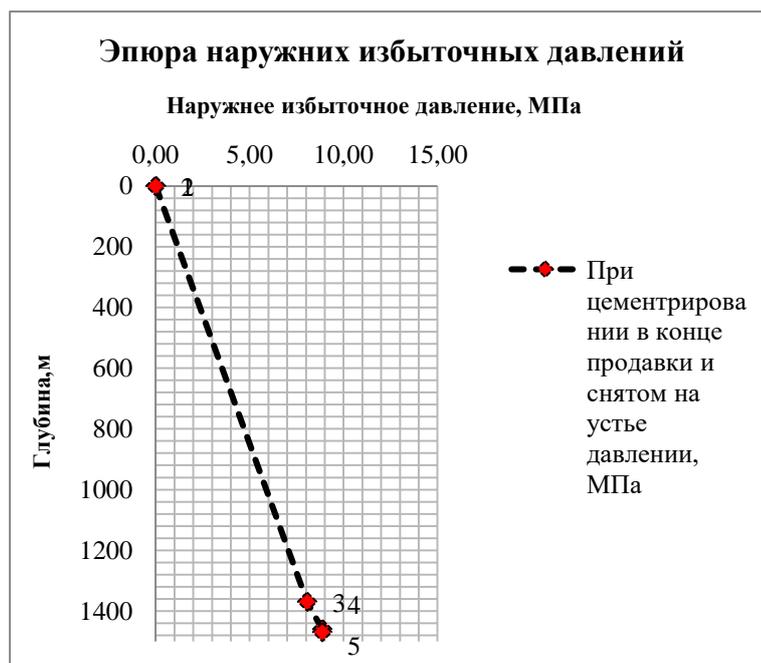


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

### 2.3.1.2 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 .

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н}, \quad (5)$$

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 4,5

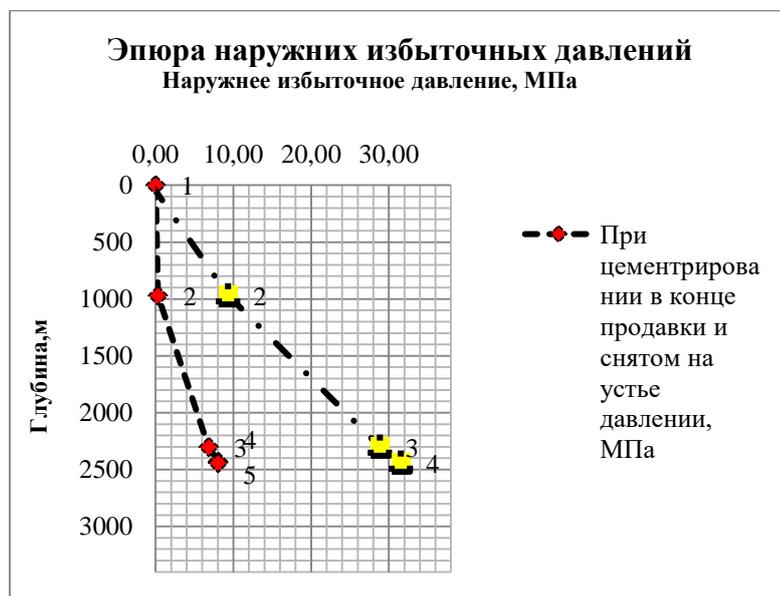


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений ЭЖ.



Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора.

### 2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	160	67,2	10752	10752	0–160
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1470	47,2	69384	69384	0–1470
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,7	90	35,8	3222	71372	2440–2350
2	ОТТМ	Д	8,5	2350	29	68150		2350–0

### 2.3.2 Технологическая оснастка обсадных колонн

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

Таблица 26 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D <sub>усл</sub>	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Кол-во элементов на интервале, шт.	Сумм. кол-во, шт.
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 324 мм	БКМ-324	160	160	1	1
	ЦПЦ 324/393	0	160	8	8
	ПРП-Ц 324	160	160	1	1
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245	1470	1470	1	1
	ЦКОДУ-245	1460	1460	1	1
	ЦГ – 245/295	160	1470	36	36
	ЦПЦ 245/295	0	160	6	26
		160	1470	20	
ПРП-Ц 245	1460	1460	1	1	

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная колонна, 168 мм	БКМ-146	2440	2440	1	1
	ЦКОДУ-146	2430	2430	1	1
	ЦПЦ 146/215	0	1470	37	66
		750	2330	29	
ПРП-Ц Н 146	2430	2330,2	1	1	

### 2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

#### 2.3.3.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (4)$$

Поскольку  $35,2 \leq 38,6$  условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень

#### 2.3.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 27.

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

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, кг	
1	2	3	4	5	6	
Буферная жидкость	8,14	1,63	1030	1,63	МБП-СМ	114,1
		6,52	1030	6,52	МБП-МВ	97,8
Продавочная жидкость	33,39	1000	-	Тех.вода	-	

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5	6
Нормальной плотности тампонажный раствор	3,92	1950	2,87	ПЦТ-11-100	5430
				НТФ	1,6
Облегченный тампонажный раствор	34,69	1500	30,04	ПЦТ-111-Об(4-6)-100	27310
				НТФ	14,22

### 2.3.3.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6, \text{ где} \quad (5)$$

$G_{\text{сух}}$  – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т.;

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

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

Облегченный тампонажный раствор:

$$m_2 = 27,3 / 10 = 2,73 - 3 \text{ УС } 6-30$$

Тампонажный раствор нормальной плотности:

$$m_2 = 5,43 / 13 = 0,41 - 1 \text{ УС } 6-30.$$

На рисунке 6 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

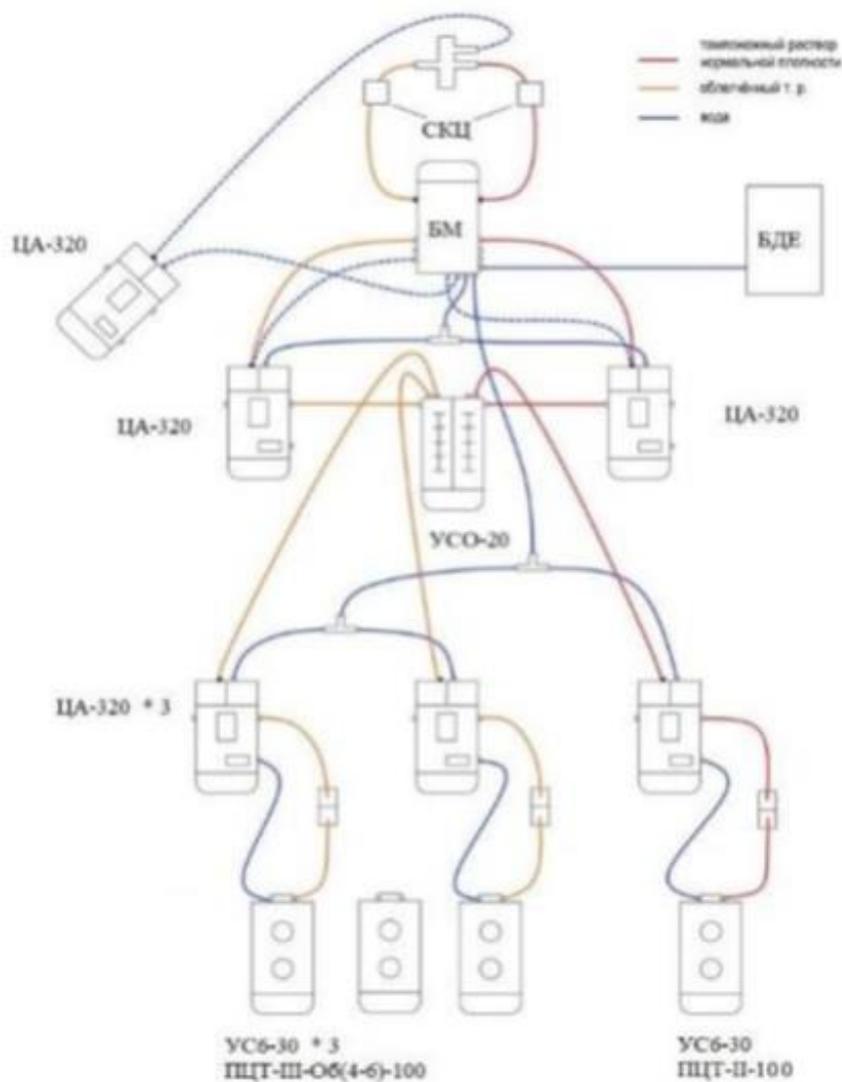


Рисунок 6 – Схема обвязки цементировочной техники с применением цементосмесительных установок и бачка затворения: 1 – цементосмесительная машина УС6–30; 2 – бачок затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА–320М; 4 – осреднительная емкость УО–16; 5 – цементировочный агрегат ЦА–320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН–43; 10 – устье скважины

## **2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин**

### **2.3.4.1 Проектирование процессов испытания скважин**

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

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

### **2.3.4.2 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:

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = \text{кг/м}^3, \quad (6)$$

$$P_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+0,05)*25,11}{9,81*2440} = 1101 \text{ кг/м}^3$$

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

$P_{\text{пл}}$  – Пластовое давление испытываемого пласта, Па,

$h$  – глубина испытываемого пласта, м.

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

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

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк.}}) = 2(0 + 31,85) = 63,7 \text{ м}^3 \quad (7)$$

$V_{\text{внхв}}$  – внутренний объем хвостовика, м<sup>3</sup>,

$V_{\text{внэк}}$  – внутренний объем ЭК, м<sup>3</sup>.

### 2.3.4.3 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

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

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

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

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

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

Вид перфорации указан в таблице 28.

Таблица 28 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
10	Кабель	Кумулятивная	ПКО 102–АТ	20	2

#### 2.3.4.4 Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

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

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют

пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95/146.

#### **2.3.4.5 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 песчаником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ1–80/65х35.

#### **2.4 Выбор буровой установки**

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

В таблице 29 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

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

Выбранная буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q <sub>бк</sub> )	94,39	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	120 > 97,1
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q <sub>об</sub> )	71,3	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	180 > 71,3
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q <sub>пр</sub> )	122,7	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	200/122,7=1,6 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G <sub>кр</sub> )	200		

### 3 ПРЕМИУМ РЕЗЬБЫ ДЛЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

#### 3.1 Проблемы герметичности и прочности резьбовых соединений

Проблема герметичности и прочности резьбовых соединений труб нефтяного сортамента весьма актуальна, т.к. она неразрывно связана с безаварийностью проводки и крепления, долговечностью и безопасностью эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Вопросы герметичности резьбовых соединений в основном решают в двух направлениях: а) герметизацией резьб путем применения различных герметизирующих материалов; б) созданием резьбовых соединений «Премиум», которые имеют узлы герметичности.

Герметичность резьбовых соединений труб – это свойство соединений, обеспечивающее их непроницаемость при нагружении избыточным давлением жидкости или газа в течение длительного времени.

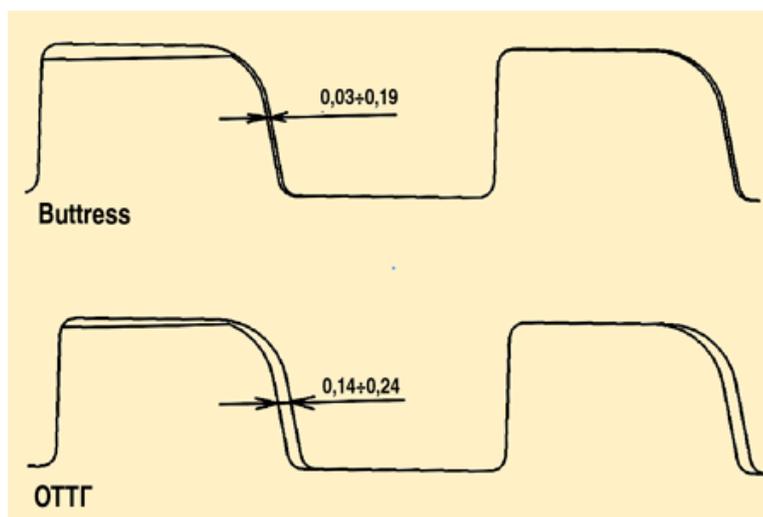


Рисунок 7. Конструктивные и технологические зазоры в резьбе Баттресс и ОТТГ (ОТТМ) (мм)

В первую очередь на проницаемость резьбовых соединений влияют конструктивные особенности резьбы. Зазоры в резьбе, показанные на рис. 7, представляют собой винтовые каналы и носят название конструктивных.

Основное назначение конструктивных зазоров – обеспечение удовлетворительного свинчивания резьбовых соединений.

Кроме конструктивных зазоров любой резьбе присущи также зазоры технологического характера, которые определяются отклонением элементов профиля от теоретических (номинальных) размеров. Конструктивные и технологические зазоры в резьбе приводят к тому, что контакт трубы с муфтой в резьбовых соединениях оказывается проницаемым, т. е. соединение само по себе негерметично. Для снижения проницаемости контакта элементов резьбовых соединений в практике применяют различные заполнители конструкционных и технологических зазоров – резьбовые смазки. Резьбовые смазки кроме заполнения зазоров должны предупреждать задиры и заедания резьбовых соединений труб, поэтому к ним предъявляются следующие требования

- а) хорошая смазывающая (покрывающая) способность;
- б) постоянство свойств смазки с течением времени и при изменении температуры в определенных пределах;
- в) определенная консистенция, чтобы давление жидкости или газа не смогли выдавить смазку из зазоров резьбы;
- г) предупреждение заеданий при свинчивании резьбовых соединений;
- д) защита от коррозии и т. д.

Экспериментальные данные и международная практика эксплуатации труб показывают, что применение резьбовых смазок не всегда обеспечивает и тем более гарантирует резьбовым соединениям требуемую герметичность.

Значительное количество причин, таких как недостаточно качественное удаление с резьбы консервационной смазки, излишнее или недостаточное нанесение смазки на резьбовые поверхности, равно как неравномерное ее нанесение, грязная резьба, недостаточная затяжка труб, чрезмерные усилия при свинчивании, несовершенство резьб, неправильная технология спуска труб до забоя и т. д., могут привести к развитию негерметичности соединений.

Как говорилось, в подавляющем большинстве случаев пропуски жидкости или газа в резьбовых соединениях связаны с наличием конструктивных и технологических зазоров, в которых смазки не удерживаются при нагружении соединений избыточным давлением. Таким образом, чтобы смазка не выдавливалась избыточным давлением из резьбы, она в идеале должна обладать двумя главными свойствами:

а) максимальной подвижностью (низкой вязкостью) в момент свинчивания резьбовых соединений, что обеспечивает надежное заполнение смазкой всех зазоров;

б) минимальной подвижностью (высокой вязкостью) при нагружении резьбового соединения избыточным давлением.

Такие условия могут быть выполнены при отказе от традиционных систем резьбовых смазок и переходе на Clear Make Up Technology «СМТ» – технологию чистого свинчивания.

Это новейшая разработка ООО «Полимер Сервис» в области обеспечения герметичности резьбовых соединений обсадных труб, внедренная в производство при активном участии и поддержке ЗАО «ТД «ТМК» и ОАО «ТАГМЕТ».



Рисунок 8. Внешний вид резьбы Баттресс производства ОАО «ТАГМЕТ» с фтор-полимерным самосмазывающим сухим покрытием «МАОК–ПЛАУН»

Технология «СМТ» основана на применении самосмазывающего фтор-полимерного сухого покрытия резьбы муфты «МАОК–ПЛАУН™»

Технология «СМТ» реально позволяет:

–отказаться от применения консистентных резьбоуплотнительных смазок, применяемых для обеспечения антифрикционных и герметизирующих функций в резьбах, содержащих в своем составе тяжелые металлы, минеральные смолы, жиры, ингибиторы, присадки и растворители;

–исключить попадание избыточной смазки в колонну;

–предотвратить дорогостоящую операцию по очистке ствола скважины;

–улучшить качество каротажных работ;

–при необходимости исключить операции по опрессовке труб перед спуском, т. к. поставщиком «СМТ» гарантируется герметичность резьбового соединения;

–исключить операции последующего удаления с резьбы паром или растворителями консервационных смазок,

–исключить операции нанесения консистентных резьбоуплотнительных смазок, которые перед нанесением в зимнее время сами должны быть соответствующим образом разогреты;

–сократить время спуска обсадных колонн до 15%;

–существенно снизить человеческий фактор при обеспечении герметичности крепи скважины;

–снизить трудоемкость спуска обсадной колонны;

–улучшить условия работы буровой бригады;

–снизить риски травматизма при производстве буровых работ.



Рисунок 9. Применение «Технологии чистого свинчивания» в промышленных условиях

В настоящее время технология «СМТ» прошла этапы заводских, стендовых и промышленных испытаний, а также этап промышленного внедрения.

Впервые в опытно-промышленных масштабах «Технология чистого свинчивания» была применена в декабре 2010 г. на двух скважинах Приразломного месторождения ООО «РН–Юганскнефтегаз», в условиях экстремально низких температур окружающей среды, и получила высокую оценку буровых подрядчиков.

В настоящее время российские нефтяные компании, в частности ОАО «НК Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Газпромнефть», ОАО «Томскнефть» и др., проявляют большой интерес к практическому применению инновационных разработок, освоенных ОАО «ТМК» в промышленном производстве. К таким разработкам, несомненно, относится «Технологии чистого свинчивания» обсадных труб. В ОАО «ТМК» уверены, что разработка и освоение новых технологий и новых видов продукции, обеспечивающих упрощенное использование своей продукции, снижающих эксплуатационное воздействие на окружающую среду, повышающих культуру производства и улучшающих условия труда персонала, занятого в бурении и

добыче полезных ископаемых, будут значительно востребованы в ближайшие годы на российском промышленном пространстве.

### **3.2 Преимущества применения резьб премиум класса при эксплуатации скважин**

При эксплуатации осложненного фонда, то есть в условиях агрессивных сред, аварийные риски кратно увеличиваются. Герметичность трубы и соединений снижается интенсивнее и быстрее обычного, риск обрыва также повышается.

Применение же высокопрочных премиальных резьб позволяет значительно снизить процент аварий обсадных колонн и продлить срок их службы даже в осложненных условиях. Именно поэтому заказчики предъявляют сегодня особые, высокие требования к качеству обсадной трубы, особенно резьбового соединения.

Все резьбы производства «ТМК – Премиум Сервис» создаются с учетом определенных условий эксплуатации и имеют повышенные прочностные и рабочие характеристики, позволяющие им выдерживать даже самые тяжелые нагрузки.

ТМК GF, ТМК FMC начальные премиальные газогерметичные резьбы для обсадных труб. Применяются в вертикальных и наклонно направленных участках скважин.

ТМК PF соединение обсадных труб для горизонтальных, вертикальных и наклонно направленных скважин нефтяных и газовых месторождений.

ТМК PF ET модификация служит для строительства скважин при повышенных изгибающих, сжимающих нагрузках, избыточном крутящем моменте.

Резьбовые соединения серий ТМК GF, ТМК FMC, ТМК PF (а также модификация ТМК PF ET) предназначены для обсадных труб. При этом GF и PF – это резьбы третьего поколения, которые отличает стопроцентная газогерметичность и возможность их применения при работе в наклонно направленных и горизонтальных участках скважин нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.



Рисунок 10. Линейка продукции класса «премиум»



Рисунок 11. Резьбовое соединение ТМК

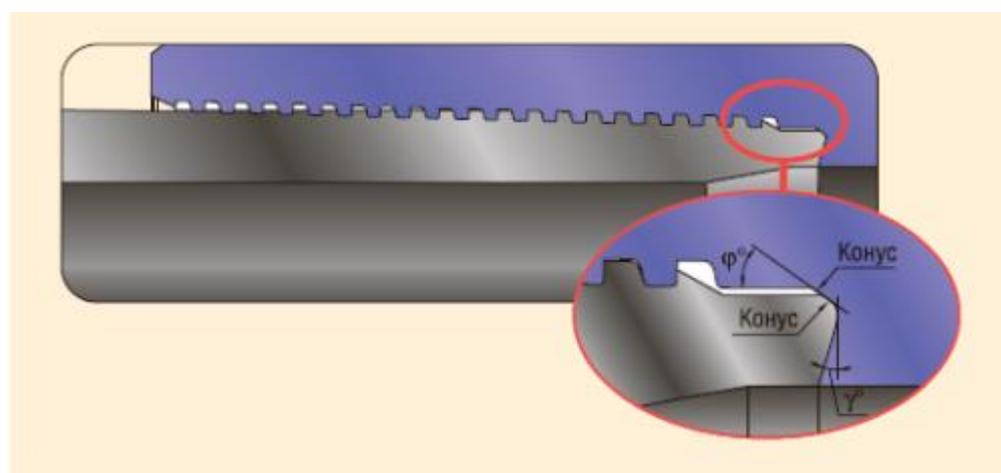


Рисунок 12. Конструкция резьбового соединения ТМК:  
герметизирующий узел

ТМК FMC – это премиальные газогерметичные резьбы. Их рекомендуется применять в вертикальных либо наклонно направленных участках скважин.

Наконец, высокопрочные безмуфтовые соединения ТМК ULTRA. Выпускаются подразделением ТМК в Северной Америке, в Россию поставляются оттуда же, что несколько сказывается на их стоимости.

Большинство известных проблем с обсадными колоннами (в том числе и коррозия) возникают именно в местах негерметичности труб, первое из которых – это резьба. Тот же обрыв колонны в основном происходит по резьбовому соединению. Поэтому сегодня качественная и надежная резьба – это не «дань моде», а способ экономии и снижения затрат на реализацию проекта. Экономический эффект от использования премиальных резьб становится заметен уже спустя 12 лет: практика показывает, что у компаний, применяющих трубы с высокогерметичными соединениями, сокращается количество аварий на промыслах, уменьшаются часы простоя.

### **3.3 Сравнения обычной резьбы обсадных колон и премиум сегмента, плюсы и минусы**

Соединения среднего класса основные отличительные особенности:

- упорная, трапецеидальная резьба с положительным углом наклона опорной грани;
- узел уплотнения, выполненный в форме замка, образованного двумя длинными конусами, обеспечивает герметичность в среде газа не более 45 МПа при действии комбинированных нагрузок.

Соединения предназначены для эксплуатации в вертикальных и наклонно-направленных скважинах. Величина осевых напряжений, в конструкции соединения, от сжимающей нагрузки (или изгиба) не превышает 50% от предела текучести материала тела трубы (рисунок 9).

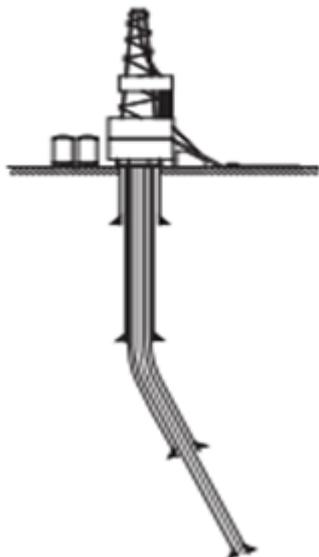


Рисунок 13. Соединения среднего класса

Соединения высокого класса основные отличительные особенности:

- упорная трапецеидальная резьба с отрицательным углом наклона опорной грани профиля;
- узел уплотнения, выполненный в форме замка, образован двумя короткими конусами или конусом и сферой, обеспечивает герметичность в среде газа, эквивалентной максимальному давлению по телу труб при действии комбинированных нагрузок.

Соединения предназначены для эксплуатации в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах большой глубины (более 3500м) и (или) протяженности (после согласования с производителем). Имеют профиль, исключаяющий «страгивание» резьбы при действии высокой осевой растягивающей нагрузки и изгибающего момента соединения. Разработаны с учетом возможности применения для труб из коррозионно-стойких сплавов.

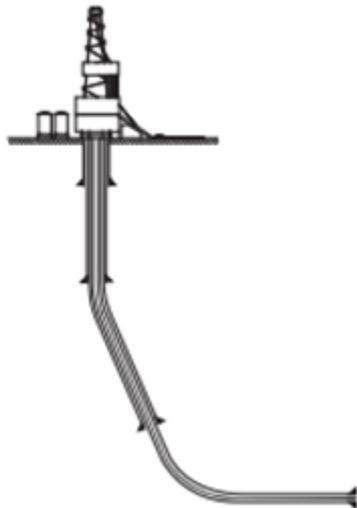


Рисунок 14. Соединения высокого класса

Соединения класса премиум позволяют:

- отказаться от применения консистентных резьбоуплотнительных смазок, применяемых для обеспечения антифрикционных и герметизирующих функций в резьбах, содержащих в своем составе тяжелые металлы, минеральные смолы, жиры, ингибиторы, присадки и растворители;
- исключить попадание избыточной смазки в колонну;
- предотвратить дорогостоящую операцию по очистке ствола скважины;
- улучшить качество каротажных работ;
- при необходимости исключить операции по опрессовке труб перед спуском, т. к. поставщиком «СМТ» гарантируется герметичность резьбового соединения;
- исключить операции последующего удаления с резьбы паром или растворителями консервационных смазок,

- исключить операции нанесения консистентных резьбоуплотнительных смазок, которые перед нанесением в зимнее время сами должны быть соответствующим образом разогреты;
- сократить время спуска обсадных колонн до 15%;
- существенно снизить человеческий фактор при обеспечении герметичности крепи скважины;
- снизить трудоемкость спуска обсадной колонны;
- улучшить условия работы буровой бригады;
- снизить риски травматизма при производстве буровых работ.

### **3.5 Вывод**

Применение высокопрочных премиальных резьб позволяет значительно снизить процент аварийных обсадных колонн и продлить срок их эксплуатации. Экономический эффект заметен после 1-2 года использования.

ТМК GF, ТМК FMC начальные премиальные газогерметичные резьбы для обсадных труб. Применяются в вертикальных и наклонно направленных участках скважин.

ТМК PF соединение обсадных труб для горизонтальных, вертикальных и наклонно направленных скважин нефтяных и газовых месторождений.

ТМК PF ET модификация служит для строительства скважин при повышенных изгибающих, сжимающих нагрузках, избыточном крутящем моменте.

Резьба третьего поколения GF и PF обладают стопроцентной газогерметичностью и возможностью их применения при работе в наклоннонаправленных и горизонтальных участках скважин нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

## 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные для расчета представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Исходные данные

Наименование скважины	
Проектная глубина, м:	2440
Способ бурения:	
под направление	роторный
под кондуктор и эксплуатационную колонну	с применением ГЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
направление	d 323,9 мм на глубину 160 м
кондуктор	d 244,5 мм на глубину 1470 м
эксплуатационная	d 146,1 мм на глубину 2440 м
Буровая установка	УралмашЗД-86
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
тип– количество, шт.	УНБТ-950–2 шт.
производительность, л/с:	
в интервале 0-160 м	54
в интервале 160-1470 м	54
в интервале 1470-2440 м	31
Утяжеленные буровые трубы (УБТ):	d 178 мм 66м d 203 мм 25м
Забойный двигатель (тип):	
в интервале 160-1470 м	ВЗД ДГР-240М.3/4.60
в интервале 1470-2440 м	ВЗД ДГР-178М.7/8.50
при отборе керна	УКР-172/101
Буровые трубы: длина свечей, м	36

## 4.2 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по представлены в таблице 31.

Таблица 31 - Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	160	160	0,028	460
2	160	1470	1310	0,028	810
3	1470	2440	970	0,038	310

Нормативное время на механическое  $N$ , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (8)$$

где  $T$  – норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

$H$  – количество метров в интервале, м. Для направления:

$$N = 160 \cdot 0,027 = 4,32 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
160	0,028	4,32
1310	0,028	36,68
970	0,032	31,04
Итого		72,04

Далее производится расчет нормативного количества долот  $n$  с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле

$$n = H / П, \quad (9)$$

где  $П$  – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 160 / 460 = 0,35$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 33.

Таблица 33 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале $H$ , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале $П$ , м	Нормативное количество долот, шт ( $n$ )
160	460	0,35
660	810	1,62
1820	1400	0,69
Итого на скважину		2,15

#### 4.1.2. Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ запалец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- смена долота;
- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;

- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО  $T_{СПО}$ , с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле

$$T_{СПО} = P * n_{сно}, \quad (10)$$

где  $n_{сно}$  – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;  $P$  – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложении В.1.

#### **4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей**

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит:

- направление:  $3 * 1 = 3$  мин;
- кондуктор:  $26 * 1 = 26$  мин;
- эксплуатационная колонна:  $69 * 1 = 69$  мин.

#### **4.1.4. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.**

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но

не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления -8 ч, кондуктора - 48 ч, эксплуатационной колонны – 48 ч.

#### **4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки**

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;

- спуск обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины;
- время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;

- цементирование скважины;
- время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;

- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;

Отворачивание долота – 7 минут. Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента  $L_c = 120$  минут;

- б) длина неизменной части бурильного инструмента  $L_c = 120$  минут;
- в) определяется, длина бурильных труб  $L_T = 103$  м.

#### **4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы**

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [2]. Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25ч.

#### **4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами**

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

#### **4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ**

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [10]. Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 266,2 часов или 11,09 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$266,2 \times 0,066 = 17,56 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 266,2 + 17,56 + 25 = 308,76 \text{ ч} = 12,86 \text{ суток.}$$

#### 4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа и авто транспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 34. Таблица 34 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала.

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	3
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 36.

- Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
- Буровая бригада (бурение);
- Бригада испытания;

Таблица 35 - Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ.		Месяцы											
Бригады, участвующие в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	1			2			3			4		
		Вышкомонтажные работы											
Буровые работы													
Освоение													

### 4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

#### 4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины представлено в таблице 36.

Таблица 36 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	Нормативная, ч	Проектная	
		ч	сут
Бурение			
Направление	1,5	1,6	0,09

### Продолжение таблицы 36

Кондуктор	35,96	39,19	1,68
Эксплуатационная колонна	87,53	95,4	5,46
Крепление			
Направление	3,56	3,92	0,16
Кондуктор	16,0	18,6	0,77
Эксплуатационная колонна	32,4	30,5	1,27
Итого	176,97	189,27	9,43

### 4.3.2 Расчет технико-экономических показателей

Результаты расчетов сводим в таблицу 37.

Таблица 37 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2440
Продолжительность бурения, сут.	9,64
Механическая скорость, м/ч	32,3
Рейсовая скорость, м/ч	21,17
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	10382
Проходка на долото, м	1150
Стоимость одного метра	58234

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49 [12]. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016

года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве.

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрены технологические решения по строительству нефтяной вертикальной скважины в районе приравненному к крайнему северу. Что в свою очередь подразумевает тяжелые климатические условия и большую опасность возникновения опасных условий труда. Поэтому организовать работу необходимо такими путем, при котором опасные условия труда и риски возникновения несчастных случаев будут сведены к нулю. Рассмотрим опасные и вредные факторы при производстве работ.

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 [36].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [37].

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» [38].

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [39].

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким

расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;

- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом  $\pm 60^\circ$  от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [40].

- конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

## **5.2 Производственная безопасность**

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлен в таблице 38.

Таблица 38 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74) [19]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Строительство скважины: 1. Эксплуатация бурового оборудования; 2. Механическое бурение; 3. Спуско-подъемные операции; 4. Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование; 5. Приготовление и обработка технологических жидкостей; 6. Освоение скважины.	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Превышение уровня шума; 3. Превышение уровня вибрации; 4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 6. Повреждения в результате контакта с живыми организмами.	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток; 3. Расположение рабочего места на значительной высоте; 4. Пожаровзрывоопасность.	МР 2.2.7.2129-06 [20] ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [21] ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [22] ГОСТ 12.1005-88 ССБТ [23] СНиП 2.04.05-91 [24] ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [25] Приказ от 12.03.2013 г. №101 [26] Р 3.5.2.2487—09 [27] РД 10-525-03 [28] ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [29] РД 34.21.122-87 [30] ПП РФ №316 [31] ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [32]

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона, в холодный период года. К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты – комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор).

Превышение уровня шума. В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [2] постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБ для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты.

Превышение уровня вибрации. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют 0,1 м/с<sup>2</sup> и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [22]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Для соблюдения требований ГОСТ 12.1.005-88 [23] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 39.

Таблица 39 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне [9]

Наименование вещества	Величина ПДК <sub>РЗ</sub> , мг/м <sup>3</sup>	Наименование вещества	Величина ПДК <sub>РЗ</sub> , мг/м <sup>3</sup>
Выхлопные газы, в т.ч. содержащие:	–	Пары нефти, бензина	10
– Углеводороды	100	Сероводород	3
– Диоксид серы	10	Оксиды серы	10
– Диоксид углерода	9000	Меркаптаны	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05-91 [24]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [25].

Недостаточная освещенность рабочей зоны. Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) [26] и приведены в таблице 40.

Таблица 40 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

Повреждения в результате контакта с живыми организмами. Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для

дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [27].

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [26], а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет и испытаны согласно РД 10-525-03 [28].

Электрический ток. Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ [29];
- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления буровой установки (расчет заземления приведен в приложении И);
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Расположение рабочего места на значительной высоте. Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП

[26] 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.

Пожаровзрывоопасность

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;

- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии;
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [30].

в целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП [26];
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [31]:

- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- сероводород – не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

### **5.3 Экологическая безопасность**

Анализ воздействия на атмосферу. Загрязнение атмосферы при бурении скважин в первую очередь происходит за счет использования дизельных установок. Также источником загрязнения атмосферы могут явиться выбросы при нефте-газопрооявлениях, сжигании углеводородов на факельных установках в процессе очистки призабойной зоны пласта, при работе котельных установок

на буровых. Для защиты атмосферы следует, в большем количестве использовать электрические приводы, не допускать нефте-газопроявления, а в случае возникновения в ближайшее время ликвидировать. С целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилегающих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое» [34].

Анализ воздействия на гидросферу. В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. При негерметичности шламового амбара 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:

- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков 86 (канализационные устройства, септики);
- контроль за герметичностью амбара;
- предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;
- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

Анализ воздействия на литосферу. Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;

- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;

- загрязнение почвы нефтепродуктами, химическими реагентами и другими веществами;

- засорение почвы производственными отходами и мусором. При бурении и креплении скважины должны выполняться следующие мероприятия с целью предотвращения загрязнения литосферы:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) на весь период строительства скважины; 87

- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;

- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);

- транспортировку жидких веществ (нефть, химические реагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;

- образующиеся вовремя СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар;

- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров. После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обволоку и спланировать площадку;

- произвести восстановление плодородного слоя земли. Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.0.0.01-76 [43].

С целью уменьшения объема подлежащего утилизации бурового раствора, предусмотрена четырехступенчатая система очистки от шлама.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению амбаров регламентированы РД 51-1-96 [32].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ПП РФ от 23.02.1994 №140 [33].

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы:

- очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки;
- строительство подъездных путей к некультивированным участкам, строительство въездов и дорог на них;
- покрытие площадки слоем плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушавшей землю.

Для обеспечения охраны недр и подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими

требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 [34].

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несет в себе следующие природоохранные функции:

- обеспечение охраны недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждение возникновения нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа;
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р – 402;
- уменьшение степени загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

## 5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном объекте	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ	Метеорологические опасные явления
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [13]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными

последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды.

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНПП [26]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [35].

## **5.7 Экологичность проекта**

Основными источниками загрязнения окружающей природной среды являются:

- буровые и тампонажные растворы;
- сточные буровые воды и шлам;
- пластовые воды;
- продукты испытания скважин;
- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания и котельных;
- материалы для приготовления, утяжеления и химической обработки буровых и тампонажных растворов;
- ГСМ;
- хозяйственно-бытовые сточные воды и твердые бытовые отходы;
- ливневые сточные воды.

Предусматриваемые в проекте природоохранные мероприятия обеспечивают:

- предотвращение загрязнения водных бассейнов и подземных вод жидкими и твердыми отходами;
- устранение вредного влияния на окружающую среду пыления грузов при транспортировании, погрузке, выгрузке и складировании;
- максимально возможную защиту атмосферного воздуха от отработавших газов и дыма;
- защиту прилегающих жилых районов от шума и вибрации.

Поверхностные воды (ливневые и талые) образуются из атмосферных осадков. Различают поверхностные воды «чужие», поступающие с соседних возвышенных участков, и «свои», образующиеся непосредственно на площадке.

Для перехвата «чужих» вод устраивают нагорные и водоотводные канавы или обваловывание вдоль границ площадки в повышенной ее части. Водоотводные канавы обеспечивают пропуск ливневых и талых вод в пониженных участках местности за пределы площадки, глубина их не менее 0,5 м, ширина – 0,5–0,6 м с высотой бровки над расчетным уровнем воды не менее 0,1–0,2 м.

Поверхностные воды отводят, придавая соответствующий уклон вертикальной планировке площадки и устраивая сети открытого или закрытого водостока, а также с помощью принудительного сброса через водоотводные трубопроводы посредством электрических насосов.

Для снижения шума и вибрации применяем:

- установку машин, при работе которых возникают вибрации, на самостоятельном фундаменте;
- увеличение массы фундаментов вибрирующего оборудования;
- устройство акустических разрывов и акустических швов вокруг фундаментов вибрирующего оборудования;

– применение звукоизолирующих кожухов и др.

Датчики ПДК на объектах бурения, добычи, промышленного транспорта нефти и газа установлены на высоте 0,5 м от уровня земли (пола):

- у основного входа на промплощадку;
- в помещениях у рабочего места персонала.

Дополнительно датчики ПДК установлены на буровой:

- у вибросита на высоте 0,5–0,7 м от его поверхности;
- на рабочей площадке на расстоянии 0,5 м от стола ротора (по горизонтали);
- в подвышечном пространстве на уровне универсального превентора на расстоянии 1 м от оси скважины в направлении преобладающего ветра;
- в насосном помещении между насосами;
- на добывающей скважине:
- у устья скважины на расстоянии 1 м от устья со стороны подхода обслуживающего персонала;
- на объектах промышленного транспорта нефти и газа:
- у камер приема и запуска очистительных устройств на расстоянии 1 м от основного разъема на уровне разъема;
- у дренажной емкости и сепаратора на расстоянии 1 м со стороны подхода обслуживающего персонала;
- на входных манифольдах на расстоянии 1 м от арматуры (один датчик на каждые 10 м зоны обслуживания);
- у надземных кранов-отсекателей промышленных трубопроводов на расстоянии 1 м со стороны подхода обслуживающего персонала.

Датчики дозрывоопасных концентраций (ДВК) на открытых площадках установлены на высоте 0,5–1,0 м от поверхности земли (пола).

Газосигнализаторы обеспечивают подачу предупреждающего светового и звукового сигналов при предельно допустимой концентрации (ПДК) вредных веществ.

Газосигнализаторы диалогово вычислительного комплекса (ДВК) обеспечивают подачу предупреждающего светового и звукового сигналов при концентрации горючих газов 20 % и аварийного – при 50 % от нижнего концентрационного предела воспламенения (НКПВ).

Допускается временное хранение отходов на территории предприятия сроком до одного года без оформления разрешения при соблюдении правил временного хранения отходов. Площадки временного хранения отходов оборудованы таким образом, чтобы свести к минимуму загрязнение окружающей природной среды. Нормирование объемов и условий накопления токсичных промышленных отходов на площадках временного хранения осуществляется в соответствии с нормативно-методическим документом – Предельное количество накопления токсичных промышленных отходов на территории предприятия (организации).

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В данной выпускной квалификационной работе на основании исходного технического задания были разработаны оптимальные решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2440 метров на нефтяном месторождении Самарской области.

Анализ горно–геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора и эксплуатационной колонны.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Основываясь на собственном опыте строительства скважин в данном регионе, а также из твердости пород, для бурения под направление, кондуктор и эксплуатационную колонны выбраны PDC долота.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Чтобы обеспечить высокую производительность при бурении под направление и кондуктор, а также обеспечить вынос шлама было запроектировано 2 насоса УНБТ – 950.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования.

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКО2–35–146x245x323 ХЛ, ОП5–350/80x35, АФ1–80/65x35.

Проанализировав применение премиум резьбы для обсадных колонн можно сделать вывод, что применение высокопрочных премиальных резьб

позволяет значительно снизить процент аварийных обсадных колонн и продлить срок их эксплуатации. Экономический эффект заметен после 1–2 года использования.

ТМК GF, ТМК FMC начальные премиальные газогерметичные резьбы для обсадных труб. Применяются в вертикальных и наклонно направленных участках скважин.

ТМК PF соединение обсадных труб для горизонтальных, вертикальных и наклонно направленных скважин нефтяных и газовых месторождений.

ТМК PF ET модификация служит для строительства скважин при повышенных изгибающих, сжимающих нагрузках, избыточном крутящем моменте.

Резьба третьего поколения GF и PF обладают стопроцентной газогерметичностью и возможностью их применения при работе в наклоннонаправленных и горизонтальных участках скважин нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

Спроектированное техническое решение отвечает требованиям производственной и экологической безопасности.

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 ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92 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 конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.

4. Инженерный отчет по результатам выполнения опытно-промышленных испытаний «ОПИ устройства обводной промывки МОС производства компании «NOV». // ПАО «Оренбургнефть», 2015 г.

5. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm) (дата обращения: 26.05.2019).

6. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.

7. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html> (дата обращения: 26.05.2019).

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

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

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

11. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

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

13. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.

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

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

16. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 N 28222) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).

17. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.

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

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

20. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

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

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

23. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

24. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

34. СНиП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

35. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности»
36. Совершенствование технологического процесса углубления скважины”, Е.Г. Леонов, С.Л. Симонянц, Учебное пособие, 2014;
37. Буслаев, В. Ф. Техничко-технологические решения по строительству горизонтальных и разветвлённых скважин / В. Ф. Буслаев // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №3 – С. 8-10.
38. Григулецкий, В. Г. Оптимальное управление при бурении скважин / В. Г. Григулецкий. – М. : Недра. – 2018. – 229 с.
39. Бухаленко Е.И. Нефтепромышленное оборудование: – М.: Недра, 2010. – С.200
40. Вирнавский А.С. Вопросы эксплуатации нефтяных скважин: – М.: Недра, 2017. - С.248
41. Марицкий Е.Е., Миталев И.А. Нефтяное оборудование. Т. 2: – М.: Гипронефтемаш, 2010. - С.103
42. Марков А.А. Справочник по добыче нефти и газа: - М.: Недра, 2009. – С.119
43. Молчанов А.Г. Нефтепромысловые машины и механизмы: – М.: Недра, 201. – С.184
44. Муравьёв В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: – М.: Недра, 2009. – С. 260
45. Овчинников В.А. Нефтяное оборудование, т. II: - М.: ВНИИ нефтемашин, 2013. – С.213
46. Раабен А.А. Ремонт и монтаж нефтепромыслового оборудования: – М.: Недра, 2007. – С.180
47. Руденко М.Ф. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: – М.: Труды МИНХ и ГТ, 2005. – С.136

**Приложение А**  
**ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ**

Таблица А.1 – Литолого-стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Стратиграфическое подразделение		Глубина залегания по вертикали, м		Толщина, м	Элементы залегания по подошве, градус		Горная порода  стандартное описание породы (структура, текстура, минеральный состав)	Коэффициент кавернозности
название	индекс	от (верх)	до (низ)		угол	азимут		
1	2	3	4	5	6		7	8
Кайнозойская группа Четвертичная система	Q	0	150	150	Нет данных		Суглинки опесчаненные с гравием, галькой, валунами с линзами и прослоями галечников	1,3
Меловая система Нижний отдел	K <sub>1</sub>	150	370	220	Нет данных		Глины темно-серые и песчано-алевритовые породы, неравномерно глинистые	1,3
Юрская система Верхний отдел	J <sub>3</sub>	370	470	100	Нет данных		Глины сильно известковистые, неравномерно алевритистые, в нижней части разреза – переслаивание глин неравномерно алевритистых, известковистых, песчаников неравномерно известковистых, глинистых и алевролитов глинистых	1,3
Нижний-средний отделы	J <sub>1-2</sub>	470	685	215	Нет данных		Пески светло-серые, кварцевые, с прослоями алевролитов, глин и песчаников	1,3
Триасовая система Средний-верхний отделы	T <sub>2-3</sub>	685	1180	495	Нет данных		Переслаивание глин зеленовато-серых, с включениями конкреций сидерита и углефицированных растительных остатков, песчаников серых, глинистых и алевролитов светло-серых, мелкозернистых	1,2

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Нижний отдел	T <sub>1</sub>	1180	1530	350	Нет данных	Переслаивание глин коричнево-красных, неравномерно алевритистых, с растительным детритом, алевролитов серых, зеленовато-серых, глинистых, плотных и песчаников зеленовато-серых, полимиктовых, разнозернистых, глинистых	1,2
Пермская система Верхний отдел	P <sub>2</sub>	1530	1880	350	Нет данных	Переслаивание песчаников серых, полимиктовых, неравномерно глинистых, известковистых, алевролитов серых, глинистых, местами окремненных, аргиллитов темно-серых, черных, с прослоями угля небольшой мощности, глин аргиллитоподобных, углистых, с многочисленными включениями растительных остатков	1,2
Нижний отдел Кунгурский ярус	P <sub>1k</sub>	1880	2010	130	Нет данных	Аргиллиты темно-серые, плотные, с включениями растительного детрита и трещинами, заполненными кальцитом, с подчиненными прослоями алевролитов светло- и темно-серых, неравномерно глинистых, с включениями брахиопод, пелеципод и мшанок, частично пиритизированных, и песчаников серых, полимиктовых, участками известковистых	1,2
Артинский ярус	P <sub>1ar</sub>	2010	2200	190	Нет данных	Известняки серые, глинистые, скрытокристаллические, переходящие в мергели. В верхней части разреза – пролои кварцевых алевролитов	1,2
Ассельский-сакмарский ярусы	P <sub>1a-s</sub>	2200	2270	70	Нет данных	Известняки серые, мелкокристаллические, прослоями глинистые, с отпечатками брахиопод и обилием криноидей	1,2

Окончание таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Каменноугольная система Верхний-средний отделы	C <sub>2-3</sub>	2270	2450	180	Нет данных	Известняки светло-серые, органогенно-обломочные и органогенно-детритовые, пелитоморфные и кристаллические, преимущественно массивные, неравномерно доломитизированные, пористо-кавернозные и плотные, неравномерно окремненные, с включениями кремнистой породы в виде прослоев толщиной до 20 см и желваков размером до 6 x 8 см	1,2
Нижний отдел	C <sub>1</sub>	2450	2500	320	Нет данных	Известняки и доломиты с прослоями аргиллитов и алевролитов, ангидриты. Известняки серые, тесно-серые, плотные, крепкие, органогенно-детритовые, неравномерно доломитизированные, массивные. Доломиты серые, тонкозернистые, плотные, выщелоченные, каверны заполнены ангидритом и кальцитом. Ангидриты темно-серые, серые с голубоватым оттенком, плотные, крепкие, массивные.	1,2

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

Индекс стратиграфического горизонта	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кг/мм <sup>2</sup>	Абразивность	Категория по промышленной классификации (мягкая и т. д.)	Коэффициент Пуассона, доли ед.	Модуль упругости, 10 <sup>-4</sup> МПа
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q	0	150	Песок Суглинки Супесь	1900	35	До 500	40-50	–	25-50	2	М	Н.д.	0,05-0,06
K <sub>1</sub>	150	370	Глины Алевролиты Песчаники	2000	5	До 20	70-80	–	40-100	4-6	М+С	0,38-0,45 0,30-0,33 0,30-0,35	0,04-0,14 0,15-1,10 0,09-2,87
J <sub>3</sub>	370	470	Глины Алевролиты Песчаники	2100	5	До 20	70-80	До 30	40-100	4-6	М+С	0,38-0,45 0,30-0,33 0,30-0,35	0,04-0,14 0,15-1,10 0,09-2,87
J <sub>1-2</sub>	470	685	Глины Песчаники	2100	5	До 20	50-60	–	40-100	4-6	М+С	0,38-0,45 0,30-0,35	0,04-0,14 0,09-2,87
T <sub>2-3</sub>	685	1180	Глины Алевролиты Песчаники	2100	10-14	20-30	70-80	–	60-100	4-6	С	0,38-0,45 0,30-0,33 0,30-0,35	0,04-0,14 0,15-1,10 0,09-2,87
T <sub>1</sub>	1180	1530	Глины Алевролиты Песчаники	2100-2300	10-14	20-30	70-80	–	60-120	4-6	С	0,38-0,45 0,30-0,33 0,30-0,35	0,04-0,14 0,15-1,10 0,09-2,87
P <sub>2</sub>	1530	1880	Песчаники Аргиллиты Алевролиты	2100-2300	15-30	10-100	50-60	20-30	80-120	4-6	С	0,30-0,35 0,38-0,45 0,30-0,33	0,09-2,87 0,04-0,14 0,15-1,10
P <sub>1k</sub>	1880	2010	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	2100-2300	5	10-50	50-60		80-120	4-6	С	0,38-0,45 0,30-0,33 0,30-0,35	0,04-0,14 0,15-1,10 0,09-2,87

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
P <sub>1a-s-ag</sub>	2010	2270	Известняки	2100-2300	12-18	До 100	20-40	60-80	80-150	4-6	С	0,17-0,38	2,0-5,0
C <sub>2-3</sub>	2270	2450	Известняки	2400	10-30	До 500	10-20	60-70	80-200	4-6	С+Т	0,17-0,38	2,0-5,0
C <sub>1</sub>	2450	2500	Известняки Доломиты Ангидриты Аргиллиты	2400	10-14	300-400	До 20	70-80	90-150	4-5	С	0,17-0,38 0,35-0,38 0,38-0,44 0,38-0,45	2,0-5,0 5,0-8,0 0,3-2,7 0,04-0,14

Таблица А.3 - Водоносность

Индекс стратиграфического горизонта	Интервал, м		Тип коллектора	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>	Минерализация общая, г/л	Тип воды по классификации В.А. Сулина СН-сульфатнатриевый ГКН-гидрокарбонатнатриевый ХМ-хлормагниевый ХК-хлоркальциевый	Химический состав воды, мг-экв						Относится к источнику питьевого водоснабжения
	от (верх)	до (низ)						Анионы			Катионы			
								Cl	SO <sub>4</sub>	HCO <sub>3</sub>	Na+K	Ca	Mg	
1	2	3	4	5	6	7	8	9						10
Q	0	150	Поровый	Перелив не предполагается	1000	до 3	Различного типа	Скв. 3 – Василковская (инт. 36-40 м, mgm III-2)						Да (при минерализации до 1 г/л)
								167,9	0,1	11,4	155,8	4,4	19,0	
K1– P1k	150	2010	Поровый, трещинно-поровый	То же	1000-1030	1-50	ХК	Скв. 133 – Кумжинская (инт. 1570-1579 м, P2kz+t)						Нет
								740	1,07	2,0	548,4	132,0	64,0	

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9						10
P1ar – C1	2010	2500	Поровый, трещинно-поровый, каверново-поровый	--	1030-1120	50-180	ХК	Скв. 12 – Кумжинская (инт. 2449-2460 м, С2m)						Нет
								2440	24,6	11,7	1973,8	347,0	159,0	
По региональными данным, водонасыщенные интервалы отложений Q возраста, приуроченные к сезонно талому слою и к таликам сквозного и несквозного характера, вмещают пресные и солоноватые воды различного состава и типа.														

Таблица А.4 - Геокриологические данные разреза

Интервал залегания ММП, м	Глубина залегания нейтрального слоя, м	Температура пород нейтрального слоя, °С	Глубина нулевой изотермы, м	Распределение температуры, °С	Льдистость, %	Интервалы залегания, м									
						консолидированных глин		плывунов		межмерзлотных таликов		газогидратов		криопегов	
						от	до	от	до	от	до	от	до	от	до
0-370	Н.д.	Н.д.	Н.д.	-1-3	До 30	100	300	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет

Таблица А.5 - Дополнительные сведения по мерзлоте

Засоленность пластовой воды в интервале ММП, %	Давление разрыва пород, МПа	Объемная теплоемкость пород, Дж / (кг · Ко)		Коэффициент теплопроводности пород, Вт / (м · Ко)		Температура фазового перехода воды в лед, °С
		талые	мерзлые	талые	мерзлые	
0,10-0,30	Н.д.	750	560	Пески 2,15 супеси 1,55 глины 1,30	Пески 2,35 супеси 1,65 глины 1,45	-1

Таблица А.6 – Возможные осложнения

Стратиграфическое подразделение	Интервал, м		Вид, характеристика осложнения	Мероприятия по предупреждению осложнений
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q - К - J2-3	0	650	Размыв устья скважины, кавернообразования, обвалы стенок скважины, оттаивание многолетнемерзлых пород	Спуск кондуктора на гл. 650 м для перекрытия зоны многолетнемерзлых пород. Промывка скважины полимер-глинистым раствором с пониженной температурой. Применение тампонажного раствора, твердеющего при температурах от 0° до + 5°С.
J1-2 - Т - Р	650	2250	Кавернообразование, осыпи и обвалы стенок скважины, подсыпание алевролитов, сужение ствола скважины из-за образования фильтрационной корки в проницаемых отложениях, сальникообразование, возможны прихваты бурильной колонны из-за перепада давления и в результате образования сальников, сужения ствола скважины. Газопроявления в отложениях Р <sub>2</sub> -Р <sub>1к</sub> . Поглощения бурового раствора в интервале 1590-2230 м от частичных до потери циркуляции	<p>Применение хлоркалийевого бурового раствора с пониженной диспергирующей способностью. Регулирование параметров бурового раствора в соответствии с требованиями проекта. Профилактические проработки ствола скважины в интервалах сужения.</p> <p>Обязательное применение смазочных добавок и детергентов, использование наполнителей различного вида и фракционного состава. Использование 4-х ступенчатой системы механической очистки, включая ФЦУ. Введение ограничений на оставление инструмента без движения при бурении или промывке. Применение КНБК, включающих УБТ со спиральными канавками. Спуск промежуточной колонны на гл. 2250 м.</p>

Продолжение таблицы А.6

С	2250	2500	<p>Кавернообразование, осыпи и обвалы стенок скважины, подсыпание алевролитов, сужение ствола скважины из-за образования фильтрационной корки в проницаемых отложениях, наработка бурового раствора, сальникообразование, возможны прихваты буровой колонны из-за перепада давления и в результате образования сальников, сужения ствола скважины, Газопроявления в интервале 2390-2500м.</p>	<p>Применение хлоркалиевого бурового раствора с пониженной диспергирующей способностью. Регулирование параметров бурового раствора в соответствии с требованиями проекта. Профилактические проработки ствола скважины в интервалах сужения.</p> <p>Обязательное применение смазочных добавок и детергентов, использование наполнителей различного вида и фракционного состава. Использование 4-х ступенчатой системы механической очистки, включая ФЦУ. Введение ограничений на оставление инструмента без движения при бурении или промывке. Применение КНБК, включающих УБТ со спиральными канавками. Спуск эксплуатационной колонны на гл. 2500 м с цементированием расширяющимися цементными растворами с повышенной сульфатостойкостью.</p>
---	------	------	---	--

**Приложение Б**  
**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА**

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-160 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 (0–160 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	РТ 393,7 Р419-40-1	0,50	393,7	-	3-171	Ниппель	0,2
2	Переводник М171хМ152	0,44	225	100	3-171	Муфта	0,24
					3-152	Муфта	
3	УБТ-203х100 Д	8,3	203	100	3-152	Ниппель	1,84
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3-152	Ниппель	1,9
					3-171	Муфта	
5	КЛС-390 М	0,6	390	80	3-171	Ниппель	2,01
					3-171	Муфта	
6	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3-171	Ниппель	2,07
					3-152	Муфта	
7	УБТ-203х100 Д	8,3	203	100	3-152	Ниппель	3,67
					3-152	Муфта	
8	Переводник М133хН152	0,529	225	76	3-152	Ниппель	3,73
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8
9	ТБПК 127x9,19 Е	20,3	127	108	3-133	Ниппель	4,36
					3-133	Муфта	
10	КШЗ-133x35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	4,4
					3-133	Муфта	
11	Переводник М133xН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	4,43
					3-133	Муфта	
12	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	4,51
					3-133	Муфта	

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (160-1470 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 (160-1470 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Долото TD 295,3 SVD 519-Т1.2 (7x12,7мм)	0,4	220,7	-	3-152	Ниппель	0,06
2	ВЗД ДГР-240М.3/4.60	9,65	240	-	3-152	Муфта	2,08
					3-171	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-240	0,65	240	-	3-171	Ниппель	2,19
					3-171	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-240	0,84	240	-	3-171	Ниппель	2,29
					3-171	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
5	УБТ-203x100 Д	8,3	203	100	3-171	Ниппель	3,9
					3-171	Муфта	
6	УБТ-203x100 Д	8,3	203	100	3-171	Ниппель	5,5
					3-171	Муфта	
7	Переводник М152xН171	0,51	200	100	3-171	Ниппель	5,59
					3-152	Муфта	
8	Калибратор КЛС 295 МС	0,9	295	90	3-152	Ниппель	5,71
					3-152	Муфта	
9	Переводник М171xН152	0,51	200	100	3-152	Ниппель	5,8
					3-171	Муфта	
10	УБТ-203x100 Д	8,3	203	100	3-171	Ниппель	7,4
					3-171	Муфта	
11	Переводник М147xН171	0.47	200	90	3-171	Ниппель	7,49
					3-147	Муфта	
12	Переводник М133xН147	0.43	178	80	3-147	Ниппель	7,55
					3-133	Муфта	
13	Бурильная труба ТБПК 127x9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	30,61
					3-133	Муфта	
14	КШЗ-35 М133xН133	0,40	178	76	3-133	Ниппель	30,66
					3-133	Муфта	
15	ВБТ-К 133 Н 147	16	133	82	3-133	Ниппель	34,46
					3-147Л	Муфта	

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1470-2440м)

№	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 (1470-1590; 1710-2390; 2420-2440 м)							
1	Долото TD 215,9 SVD 616 T1.2 (5x11,1мм)	0,3	215,9	-	3-117	Ниппель	0,04
2	Калибратор КЛС 215	0,75	215	70	3-117	Муфта	0,1
					3-117	Ниппель	
3	ВЗД ДГР-178М.7/8.50	8,45	178	-	3-117	Муфта	1,25
					3-147	Муфта	
4	Клапан обратный КОБ-178	0,34	178	-	3-147	Ниппель	1,29
					3-147	Муфта	
5	Переливной клапан ПК-178	0,42	178	-	3-147	Ниппель	1,33
					3-147	Муфта	
6	УБТ-178x80 Д	66,15	178	80	3-147	Ниппель	10,92
					3-147	Муфта	
7	Переводник М133xН147	0,39	178	89	3-147	Ниппель	10,97
					3-133	Муфта	
8	Яс гидравлический 4ЯГГ-171	5,7	171	70	3-133	Ниппель	11,57
					3-133	Муфта	
9	Бурильная труба ТБПК 127x9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	90,54
					3-133	Муфта	
10	КШЗ-35М133xН133	0,40	178	76	3-133	Ниппель	90,59
					3-133	Муфта	
11	ВБТ-К 133Н 147	16	133	82	3-133	Ниппель	94,39
					3-147Л	Муфта	

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна (1590-1710; 2390-2420 м)

№	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 (1590-1710; 2390-2420 м)							
1	Бурильная головка PDC У6-215,9/100,6 (7х11,1мм)	0,19	215,9	100,6	3-161	Муфта	0.02
2	Центратор нижний 211/139	0,55	210	140	3-161	Ниппель	0,82
					3-171	Ниппель	
3	Кернотборный снаряд УКР-172/101	8,8	185	140	3-171	Муфта	1,27
					3-171	Муфта	
4	Центратор промежуточный 211/139	0,55	210	140	3-171	Ниппель	1,95
					3-171	Ниппель	
5	Переводник верхний М147хН117	0,73	185	140	3-171	Муфта	2,73
					3-147	Муфта	
6	УБТ-178х80 Д	18,9	178	80	3-147	Ниппель	5,43
					3-147	Муфта	
7	Переводник М133хН147	0,39	178	89	3-147	Ниппель	5,48
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	84,45
					3-133	Муфта	
9	КШЗ-35 М133хН133	0,40	178	76	3-133	Ниппель	84,5
					3-133	Муфта	
10	ВБТ-К 133 Н 147	16	133	82	3-133	Ниппель	88,3
					3-147Л	Муфта	

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

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
0	160	160	393,7	–	1,30	25,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =16,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> =0,8
Объем раствора в конце бурения интервала						V1 =25,3
Объем раствора к приготовлению:						V <sub>бр</sub> =78,3
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V <sub>перев1</sub> =0
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
160	1470	1310	295,3	306,9	1,25	119,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =12
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =73,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> =6,55
Объем раствора в конце бурения интервала						V2 =119,4
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V <sub>бр</sub> =339
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V <sub>перев1</sub> =0
Объем раствора к приготовлению:						V2 =339
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V <sub>перев2</sub> =59,2
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
1470	2440	970	215,9	228,7	1,2	102,95
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =6,28
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =29,5
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> =4,85
Объем раствора в конце бурения интервала						V3 =102,95
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V <sub>бр</sub> =279,6
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V <sub>перев2</sub> =59,2
Объем раствора к приготовлению:						V3 =220,4

Таблица Б.6 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Каустическая сода	Регулирование кислотности среды	25	91	4	179,1	7	124,8	5	394,9	17
Кальценированная сода	Связывание ионов кальция и магния	25	60,7	3	429,84	17	299,5	12	790	32
Глинопорошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	1000	4554	5	0	0	0	0	4554	5
МКБ	Регулятор фильтрации	25	0	0	6447,6	258	4492,8	180	10940,4	440
KCL	Ингибитор	1000	0	0	35820	36	24920	25	60740	61
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	186	0	0	6447,6	35	4492,8	25	10940,4	60
Утяжелители	Регулирование плотности, кольматация каналов	1000	0	0	35820	36	24920	25	60740	61
Ксантановая камедь	Структурообразователь	25	0	0	1289,52	52	898,5	36	2188,02	87

Продолжение таблицы Б.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Барит	Утяжелитель	1000	8250,3	9	33670	34	0	0	41920,3	42
МК	Утяжелитель	1000	0	0	0	0	20442,24	21	20442,24	21
Пеносгаситель	Предотвращение пенообразования	25	0	0	179,1	7	124,8	5	303,9	13
Бактерицид	Защита от микробиологической деструкции	25	0	0	179,1	7	124,8	5	303,9	13

## Приложение В

### ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Таблица В.1 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки долота,	номера таблицы	номера графы	интервал бурения, м	нормы времени, ч/м	
I	0-160	393,7	460	11	24	0-160	0,0119	1,90
II	160-1470	295,3	810	12	32	160-200	0,0120	0,48
						200-300	0,0131	1,31
						300-400	0,0144	1,44
						400-500	0,0144	1,44
						500-600	0,0144	1,44
						600-700	0,0153	1,53
						800-900	0,0159	1,59
						900-1000	0,0159	1,59
						1000-1100	0,0159	1,59
						1100-1200	0,0159	1,59
						1200-1300	0,0159	1,59
						1300-1400	0,0159	1,59
						1400-1470	0,0159	1,11
<b>ИТОГО</b>								20,10
III	1470-2440	215,9	310	12	32	1470-1500	0,0157	0,47
						1500-1600	0,0158	1,58
						1600-1700	0,0164	1,64
						1700-1800	0,0175	1,75
						1800-1900	0,0186	1,86
						2000-2100	0,0188	1,88
						2100-2200	0,0191	1,91
						2300-2400	0,0197	1,97
						2400-2440	0,0208	0,83
<b>Итого</b>								33,99

Таблица В.2 - Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины

№	№ сметного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость тысяч рублей
			Прямые затраты
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	61121
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	229
3	1.3	Техническая рекультивация земель	12192
Итого по подготовительным работам			73542
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования			
4	2.1	Строительство и монтаж	151301
5	2.2	Разборка и демонтаж	1210
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	450
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	140
Итого по вышкостроению и монтажу			153101
Раздел III. Бурение и крепление			
8	3.1	Бурение скважины	49726
9	3.2	Крепление скважины	118103
Итого по бурению и креплению			167829
Раздел IV. Испытание скважин			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	7190,4
11	4.2	Испытание объекта	42595
12	4.3	Оборудование устья скважины	3418
Итого по испытанию			53203
Раздел V. Промыслово-геофизические работы			
13	5.1	11% от раздела III и IV	24313
Итого по промыслово-геофизическим работам			24313
Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
14	6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раздела I и II	12238
15	6.2	Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	1790
16	6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной установки	40910
Итого по разделу VI			54938
ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV			526926
Раздел VII. Накладные расходы			
17	7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	131731
Итого по разделу VII			131731
1	2	3	4

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4
Раздел VIII. Плановые накопления			
18	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог пря-мых затрат по разделам I–VII	32932
Итого по разделу VIII			32932
ИТОГО с накладными и плановыми			691589
Раздел IX. Прочие работы и затраты			
19	9.1	Премияльные доплаты 24,5 %	169439
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 4,4%	30429
21	9.3	Северные льготы 2,98%	12128
22	9.4	Лабораторные работы 0,15%	3315
23	9.5	Авиатранспорт	43447
24	9.6	Транспортировка вахт	9618
25	9.7	Перевозка вахт до г.Томска	18623
26	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	4500
27	9.9	Топографо-геодезические работы	6200
28	9.10	Бурение скважины на воду	25000
29	9.11	Услуги по отбору и транспортировке керна	32632
Итого прочих затрат и работ			335331
ИТОГО по разделам I-IX			1246920
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
30	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	25126
ИТОГО			1272046
Подрядные работы			
Раздел XI. Авторский надзор			
31	2144	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I- X	2144
Итого по подрядным работам			2144
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			1274190
С учетом коэффициента удорожания $k=204,2$ к ценам 1985 г.			260189598
НДС 20 %			53037920
ВСЕГО с учетом НДС			313227518

Таблица В.3 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	27634,4	3,00	82903,16	-	-	-	-	-	-
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Повременная з/п буровой бригады, сут	214,16	2	428,32	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30,4%, сут	-	-	128,496	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады, сут	229,96	-	-	1,99	458,3	3,98	915,2	18,4	4231
Социальные отчисления, 30,4%, сут	-	-	-	-	137,49	-	274,5	-	1269
Повременная з/п доп. Рабочих на заготовку раствора в одну смену, сут	17,95	2	35,9	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30,4%, сут	-	-	10,77	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. Рабочих на заготовку раствора в одну смену, сут	19,25	-	-	1,99	38,3	3,98	76,6	18,4	354,2
Социальные отчисления, 30,4%, сут	-	-	-	-	11,5	-	22,9	-	106,3
Повременная з/п слесаря , сут	11,20	2	22,4	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%, сут	-	-	6,72	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п слесаря , сут	11,97	-	-	1,99	23,8	3,98	47,6	18,4	220,2
Социальные отчисления, 30,4%, сут	-	-	-	-	7,1	-	14,3	-	66,1
Повременная з/п д эл/монтера, сут	11,20	2	22,4	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30,4%, сут	-	-	6,72	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п эл/монтера , сут	11,97	-	-	1,99	23,8	3,98	47,6	18,4	220,2
Социальные отчисления, 30,4%, сут	-	-	-	-	7,1	-	14,3	-	66,1
Повременная з/п вышкомонтажной бригады, сут	165,50	2	331	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30,4%, сут	-	-	99,3	-	-	-	-	-	-
Содержание бурового оборудования, сут	222,28	2	444,56	1,99	442,3	3,98	884,67	18,4	4084,9
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании, сут	407,50	2	815	1,99	810,9	3,98	1621,85	18,4	7498

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Материалы и запасные части при бурении ГЗД,сут	153,75	-	-	-	-	3,98	611,93	18,4	2829
Содержание комплекта ГЗД ,сут	122,28	2	244,56	1,99	242,2	3,98	486,6	18,4	2249,2
Содержание бурильных труб ,сут	30,86	2	61,72	1,99	61,41	3,98	122,8	18,4	567,8
Содержание полевой лаборатории,сут	22,86	2	45,72	1,99	45,5	3,98	90,9	18,4	420,6
Содержание средств диспетчерского контроля,сут	8,9	2	17,8	1,99	17,7	3,98	35,42	18,4	163,76
Содержание ДЭС,сут	15,25	2	30,5	1,99	30,34	3,98	60,695	18,4	280,6
Электроэнергия кВт/сут.	140,5	2	281	1,99	279,6	3,98	559,19	18,4	2585,2
Содержание ЛЭП,сут	26	2	52	1,99	51,7	3,98	103,48	18,4	478,4
Содержание техники и оборудования для монтажа,сут	456	2	912	1,99	907	3,98	1814,88	18,4	4682,4
Дежурство бульдозера,сут	177,60	2	355,2	1,99	353	3,98	706,88	18,4	3267,8
Амортизация вагон-домиков ,сут	194,12	2	388,24	1,99	386	3,98	772,59	18,4	3571,8
Техническая вода,м3	2,9	-	-	22,8	66,12	109	316,1	114	330,6
Порошок бентонитовый марки Б,т	75,4	-	-	4,55	108,5	-	-	-	-
Сода каустическая,т	220,5	-	-	0,09	4,41	0,18	22,1	0,125	70,56
Сода кальцинированная марки,т	77,5	-	-	0,06	1,55	0,43	4,65	0,3	4,65
Утяжелители,т	215,6	-	-	-	-	35,8	7500	24,9	5160
МКБ,т	1144	-	-	-	-	6,45	5545	4,5	3500
Барит,т	1350	-	-	8,25	8250	33,7	33700	-	-
Пенегаситель,т	800	-	-	-	-	0,18	180	0,124	150
Бактерицид,т	1622	-	-	-	-	0,18	240	0,124	180
KCL,т	215,6	-	-	-	-	35,8	823	24,9	572
Смазывающая добавка,т	1054,1	-	-	-	-	6,44	64400	4,49	4490
Ксантановая камедь,т	1223,5	-	-	-	-	1,29	1200	0,9	900
Мраморная крошка ,т	198,6	-	-	-	-	-	-	20,44	4500
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	25,3	-	-	24,2	612,26	120	3036	150	3795
Итого затрат зависящих от времени, руб				4740		6700		20789	

Окончание таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
РТ 393,7 Р419-40-1,шт	2686,4	-	-	0,14	376,1	-	-	-	-
TD 295,3 SVD 519-T1.2,шт	4852,7	-	-	-	-	0,3	1455,8	-	-
TD 215,9 SVD 616 T1.2,шт	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,86	4501,58
PDC У6-215,9/100,шт	5232	-	-	-	-	-	-	0,32	1674,24
Калибратор 393,7 МС,шт	529	-	-	0,14	74,06	-	-	-	-
Калибратор 295,3 МС,шт	458,9	-	-	-	-	0,4	183,6	-	-
Калибратор 215 МС,шт	442,6	-	-	-	-	-	-	0,8	354,1
Транспортировка труб и долот,г	4,91	-	-	21,2	104,1	22,6	111	45,2	221,9
Транспортировка вахт, руб, смена	1268								
Итого затрат зависящим от объема работ, руб	-	0		855,74		263,7		6799	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	6540		6702,74		18790,7		39 121	
Всего по сметному расчету, руб	89000								

Таблица В.4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	6	7	8	9	10	11
<b>Затраты, зависящие от объема работ</b>								
Башмак колонный БКМ-323,9	шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-244,5	шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БКМ-146,1	шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-244,5/295	шт	25,4	-	-	15	381	-	-
Центратор ЦПН-146,1/216	шт	18,7	-	-	-	-	86	1608.2
ЦКОДМ-323,9	шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-
ЦКОДМ-244,5	шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
КОДГ-146	шт	105	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПРП-Ц-323,9	шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-244,5	шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-146,1	шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Головка цементирующая ГЦУ-323,9	шт	3960	1	3960	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-244,5	шт	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-146,1	шт	2880	-	-	-	-	1	2880
Обсадные трубы 323,9x8,5	м	37,21	40	1488,4	-	-	-	-
Обсадные трубы 244,5x7,9	м	28,53	-	-	660	18829	-	-
Обсадные трубы 146,1x10,7	м	23,67	-	-	-	-	700	16569
Обсадные трубы 146,х8,5	м	19,96					40	798,4
Портландцемент тампонажный ПЦТ-11-100	т	26,84	2,23	59,85	21,87	594.35	27,3	1080
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-111-Об(4-6)-100	т	29,95	-	-	-	-	5.43	173.6
Техническая вода	м3	2,9	5	14,3	26.56	77	33,39	166.5
Заливка колонны, тампонажный цех	гр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	6	875,94
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,77	21,87	131,4	56,9	342
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	2	72,8	2	72,8

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	6	7	8	9	10	11
Опресовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	1	80,6	1	80,6
Работа ЦА-320М	шт	36,8	2	73,6	3	110,4	6	220,8
Работа УС6-30	шт	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2
Работа КСКЦ 01	шт	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	24	371,76	24	371,76	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,8	652,85	80,4	1508,3
Транспортировка вахт, руб		1268						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	-	-		5770		28494		30123
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб				1				
Всего по сметному расчету, руб				67387				