



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП: Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация

Бурение нефтяных и газовых скважин

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ 2х ЯРУСНОЙ МНОГОЗАБОЙНОЙ СКВАЖИНЫ НА ЮРЯХСКУЮ СВИТУ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 622.243.085.24:622.276

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Белоглазов Феликс Игоревич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ ИШПР	Лукин Алексей Анатольевич	к.г-м.н		

Томск – 2023 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ**21.03.01 Нефтегазовое дело****ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»****Специализация «Бурение нефтяных и газовых скважин»**

Код	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки и эксплуатации месторождений, производственных процессов при строительстве скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса строительства нефтяных и газовых скважин
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности строительства скважин и новых стволов на нефть и газ

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (ООП): 21.03.01 Нефтегазовое дело (Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин)

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП/ОПОП

 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б93	Белоглазов Феликс Игоревич

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной 2х ярусной многозабойной скважины на Юряхскую свиту нефтегазоконденсатного месторождения	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>№40-8/с от 09.02.2023</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	20.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Особые условия бурения: произвести расчет на смятие колонн в зоне ММП 3. Интервал отбора керна: - 4. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком с 2 забоями 5. Данные по профилю: Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 2,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м. Точку расчленения ствола скважины определить. Верхний ярус: Отход на кровлю Т1/ длина горизонтального участка ствола: 700 метров / 500 метров Нижний ярус: Отход на кровлю Т1/ длина горизонтального участка ствола: 750 метров / 500 метров
---------------------------------	---

	<ul style="list-style-type: none"> 6. Минимальный уровень жидкости в скважине: до полного опорожнения 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 8. Диаметр хвостовика: определить расчетами 9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый 10. Конструкция забоя: верхний ярус – фильтр, нижний ярус зацементированная колонна с оборудованием под МГРП 11. Способ освоения скважины: струйный насос
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</p>	<ul style="list-style-type: none"> 1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ <ul style="list-style-type: none"> 1.1. Геологическая характеристика разреза скважины 1.2. Характеристика нефтегазоводности месторождения (площади) 1.3. Зоны возможных осложнений 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ul style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Проектирование конструкции скважины <ul style="list-style-type: none"> 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн 2.3. Проектирование процессов углубления скважины <ul style="list-style-type: none"> 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Выбор типа калибратора 2.3.4. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.5. Расчет частоты вращения долота 2.3.6. Расчет необходимого расхода бурового раствора 2.3.7. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.8. Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны 2.3.9. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.10. Разработка гидравлической программы промывки скважины 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин <ul style="list-style-type: none"> 2.4.1. Расчет обсадных колонн на прочность <ul style="list-style-type: none"> 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.3. Расчет и обоснование параметров цементирования скважины 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважины <ul style="list-style-type: none"> 2.4.4.1. Выбор жидкости глушения 2.4.4.2. Освоение скважины 2.4.4.3. Выбор типа фонтанной арматуры 2.5. Выбор буровой установки 3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ»
<p>Перечень графического материала</p>	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Креницына Зоя Васильевна, к.т.н., доцент ОСГН ШБИП
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович, старший преподаватель ООД ШБИП

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Мних Николай Михайлович	к.ф.-м.н.		10.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Белоглазов Феликс Игоревич		10.02.2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (ООП): 21.03.01 Нефтегазовое дело (Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин)
 Уровень образования: Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б93	Белоглазов Феликс Игоревич

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной 2х ярусной многозабойной скважины на Юряхскую свиту нефтегазоконденсатного месторождения

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	20.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2023	1. Горно-геологические условия бурения скважины	10
05.04.2023	2. Технологическая часть	40
22.04.2023	3. Специальный вопрос	20
13.06.2023	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
14.06.2023	5. Социальная ответственность	15

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Мних Николай Михайлович	к.ф.-м.н.		10.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ ИШПР	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Белоглазов Феликс Игоревич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 80 страниц, 7 рисунков, 36 таблиц, 26 литературных источников, 9 приложений.

Ключевые слова: бурение, буровая установка, буровой раствор, породоразрушающий инструмент, конструкция скважины, цементирование, заканчивание скважин.

Цель работы – проектирование технологических решений для строительства эксплуатационной 2х ярусной многозабойной скважины на Юряхскую свиту нефтегазоконденсатного месторождения.

В процессе выполнения работы был составлен проект на строительство эксплуатационной 2х ярусной многозабойной скважины на Юряхскую свиту нефтегазоконденсатного месторождения глубиной 1697,5м и 1741,5м для верхнего и нижнего яруса соответственно (по вертикали).

В разделе специального вопроса был проведён анализ применяемых при строительстве скважин систем телеметрии.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена организационная структура предприятия, а также рассчитана сметная стоимость компонентов для приготовления бурового раствора.

В разделе социальная ответственность были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, опасные и вредные производственные факторы, а также вопросы экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивании скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью электронных таблиц Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «КОМПАС», использовано программное обеспечение ООО «Бурсофтпроект».

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ	13
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)	19
1.3 Зоны возможных осложнений	19
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	21
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	21
2.2 Проектирование конструкции скважины	24
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины.....	24
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	25
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	25
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	26
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	27
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	27
2.3 Проектирование процессов углубления скважины	27
2.3.1 Выбор способа бурения	27
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	28
2.3.3 Выбор типа калибратора	29
2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	30
2.3.5 Расчет частоты вращения долота	30
2.3.6 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	31
2.3.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	31
2.3.8 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	32
2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	33
2.3.10 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	39
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	40
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	40

2.4.1.1 Расчёт наружный избыточных давлений.....	40
2.4.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений	40
2.4.1.3 Конструирование обсадных колонн по длине	41
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	41
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	43
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	45
2.4.4.1 Выбор жидкости глушения	45
2.4.4.2 Освоение скважины	46
2.4.4.3 Выбор типа фонтанной арматуры	47
2.5 Выбор буровой установки.....	48
3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ»	49
3.1 Существующие типы телесистем	49
3.2 Классификация телесистем по типу канала связи «забой-устье».....	50
3.2.1 Электропроводный канал связи.....	51
3.2.2 Электромагнитный канал связи.....	51
3.2.3 Гидравлический канал связи.....	53
3.3 Выводы к разделу специальный вопрос	54
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	57
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия	57
4.1.1 Основные направления деятельности предприятия	57
4.1.2 Организационная структура предприятия.....	58
4.2 Расчёт сметной стоимости буровых растворов.....	58
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	62
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	62
5.2 Производственная безопасность.....	64
5.2.1 Производственные факторы, связанные с аномальными микrokлиматическими параметрами воздушной среды	65

5.2.2 Повышенный уровень шума и вибрации.....	66
5.2.3 Повышенная запыленность и загазованность	67
5.2.4 Отсутствие или недостаток искусственного освещения.....	67
5.2.5 Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты	68
5.2.6 Производственные факторы, связанные с электрическим током	68
5.2.7 Пожаровзрывоопасность	70
5.3 Экологическая безопасность.....	72
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	74
5.5 Выводы для раздела «социальная ответственность»	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	76
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	77
Приложение А	81
Приложение Б.....	87
Приложение В.....	88
Приложение Г	89
Приложение Д.....	90
Приложение Е.....	92
Приложение Ж.....	94
Приложение И	96
Приложение К.....	98

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день добыча нефти и газа практически неразрывно связана со строительством скважин. Независимо от назначения скважин в технологии их строительства наблюдаются тенденции к усовершенствованию и усложнению процессов.

Нефтегазовая отрасль всё более адаптируется к добыче трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. Вследствие этого, процесс бурения скважин неизбежно претерпевает изменения в сторону усложнения. Возникает необходимость в бурении скважин в осложнённых условиях, а также в проводке скважин сложного профиля, скважин с большой протяжённостью горизонтального участка, применении технологий увеличения нефтеотдачи, таких как многостадийный гидроразрыв пласта.

Отсюда вытекают все требования, предъявляемые к этапу проектирования технологических решений для строительства, как к одному из наиболее важных, который должен включать в себя рациональные, наукоёмкие решения и производиться из расчёта экономической и технологической целесообразности.

Этим обосновывается актуальность рассматриваемых вопросов в рамках выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Технологические решения для строительства эксплуатационной 2х ярусной многозабойной скважины на Юряхскую свиту нефтегазоконденсатного месторождения».

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ГНО – глубинное насосное оборудование;

МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта;

ОКК – обвязка колонная клиньевая;

ОП – оборудование противовыбросовое;

СВП – система верхнего привода;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТС – утяжелённые бурильные трубы сбалансированные;

УБТН – утяжелённые бурильные трубы немагнитные;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъёмные операции;

ММП – многолетнемёрзлые породы;

БКМ.ВР.ОК – башмак колонный металлический вращающийся с обратным клапаном;

ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный;

ЦЩ – центратор пружинный цельный;

ФПГР – фрак-порт гидравлический разрывной;

ПХГМЦ – подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая;

ПРП-Ц-В – пробка продавочная цементировочная верхняя;

ПРП-Ц-Н – пробка продавочная цементировочная нижняя;

ПрП – пробка прочистная;

МБП – материал буферный порошкообразный;

НТФ – нитрилотриметилфосфовая кислота;

СКЦ – станция контроля цементирования;

БДЕ – блок дополнительных емкостей;

БМ – блок манифольдов;

УСО – установка смесительно-осреднительная;

ЦА – цементирувочный агрегат;

УС – установка смесительная;

ПТЦ – портландцемент;

АФ – арматура фонтанная;

MWD – (Measurement While Drilling) измерение во время бурения;

LWD – (Logging While Drilling) каротаж во время бурения;

ЗТС – забойная телеметрическая система;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ЗБС – зарезка боковых стволов;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ПДВ – предельно допустимые выбросы.

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Таблица 1 – Стратиграфический разрез скважины с указанием типа горных пород

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от(верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
J ₁ uk	0	100	пески песчаники	50 50	Пески и песчаники серые, разномерные.
Є ₂ br	100	210	мергели аргиллиты	80 20	Мергели доломитовые, аргиллиты, прослой алевролитов.
Є ₂ mt	210	335	доломиты мергели	60 40	Глинистые доломиты, мергели доломитовые, карбонатные брекчии с прослоями известняков.
Є ₁₋₂ ic	335	390	известняки доломиты ангидриты	40 30 30	Известняки темно-серые, мелко-среднекристаллические, доломиты серые, коричневатые-серые мелкокристаллические, ангидриты.
Є ₁ cr	390	720	соли доломиты известняки	40 30 30	Каменная соль белая, доломиты глинистые и известняки.
Є ₁ ol	720	880	известняки доломиты гипсы ангидриты	25 25 25 25	Известняки и доломиты светло-серые, серые с запахом конденсата, иногда битуминозные, гипсы и ангидриты.
Є ₁ tb ₂	880	1110	доломиты соли аргиллиты мергели	30 30 20 20	Переслаивание доломитов с мощными пластами каменных солей белого и розового цвета, прослоями аргиллитов и доломитовых мергелей.
Є ₁ tb ₁	1110	1180	доломиты аргиллиты мергели соли	60 20 10 10	Доломиты, доломиты глинистые с прослоями аргиллитов и доломитовых мергелей, отдельные пласты каменной соли.
Є ₁ el	1180	1260	доломиты известняки	60 40	Доломиты и известняки с тонкими прослоями глинистых доломитов.

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
Є ₁ nl	1260	1340	доломиты мергели соли	70 20 10	Доломиты с прослоями мергелей и аргиллитов, с мощными пластами каменной соли.
Є ₁ jurg	1340	1600	доломиты аргиллиты мергели	55 25 20	Переслаивание доломитов глинистых, аргиллитов и мергелей.
Є ₁ bl	1600	1670	известняки доломиты	30 30	Известняки и доломиты с прослоями мергелей и аргиллитов.
V - Є ₁ jurh	1670	1752	доломиты аргиллиты	80 20	Доломиты часто известковистые, доломиты глинистые с прослоями аргиллитов.
V ₂ kd	1752	1792	доломиты известняки мергели аргиллиты	40 30 20 10	Доломиты сероцветные, глинистые, известняки, иногда ангидритизированные, прослои доломитовых мергелей и аргиллитов

Таблица 2 – Физико-механические свойства горных пород

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, Дарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность, породы	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.д.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм ² × 10 ⁻⁴ МПа	Гидратационное разуплотнение (набухание) породы
	от (верх)	до (низ)															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
J ₁ uk	0	100	пески песчаники	2100-2300	11-20	нет данных	50-90	0	-	1-4	75-280	1-3	3	мягкая	0,25-0,45	0,1-3,9	нет данных
Є ₂ br	100	210	мергели аргиллиты	2100-2300	5-10	нет данных	0-10	0-50	0-10	2,5	100-150	1-2	4-9	мягкая	0,28-0,35	0,4-2,6	то же
Є ₂ mt	210	335	доломиты мергели	2100-2300	5-10	нет данных	0-10	0-50	0-10	2,5	100-150	1-2	4-9	мягкая	0,28-0,35	0,4-2,6	то же
Є ₁₋₂ ic	335	390	известняки доломиты ангидриты	2300	10-20	нет данных	0-10	0-90	0-20	1,5-2	200-350	3-4	4-6	крепкая	0,25	0,4-6,7	то же

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Є ₁ cr	390	720	соли доломиты известняки	2200 2600	10-20	нет данных	0-10	0-25	0-85	2	до 350	3-4	2-6	мягкая крепкая	0,25- 0,44	2,4-6,7	то же
Є ₁ ol	720	880	известняки доломиты гипсы ангидриты	2300 2400	10-20	нет данных	0-10	0-90	0-20	1,5-2	200-350	3-4	4	крепкая	0,25	0,4-6,7	то же
Є ₁ tb	880	1180	доломиты аргиллиты мергели соли	2200 2300	5-10	0,2-0,001	15-90	5-90	0-80	2-4	280-1000	3-4	3-5	мягкая средняя	0,25- 0,45	0,1-6,7	то же
Є ₁ el	1180	1260	доломиты известняки	2300 2400	10-20	0,2-0,001	0-40	0-80	0-80	1,5-2	100-350	3-4	4-6	твердая крепкая	0,25- 0,33	0,4-6,7	то же
Є ₁ nl	1260	1340	доломиты мергели соли	2300 2400	5-10	0,2-0,001	15-90	5-90	0-80	2-4	280-1000	3-4	3-5	мягкая средняя	0,25- 0,45	0,1-6,7	то же
Є ₁ jurh	1340	1600	доломиты аргиллиты мергели соли	2300 2400	5-10	0,2-0,001	15-90	5-90	0-80	2-4	280-1000	3-4	3-5	мягкая средняя	0,25- 0,45	0,1-6,7	то же
Є ₁ bl	1600	1670	доломиты аргиллиты известняки мергели соли	2300 2400	5-10	0,2-0,001	15-90	5-90	0-80	2-4	280-1000	3-4	3-5	мягкая средняя	0,25- 0,45	0,1-6,7	то же
Є ₁ jurh	1670	1752	доломиты известняки мергели	2300 2400	5-10	0,2-0,001	15-90	5-90	-	2-4	280-1000	3-4	3-5	мягкая средняя	0,25- 0,45	0,1-6,7	то же
V ₂ kd	1752	1792	доломиты аргиллиты известняки мергели	2400- 2500	5-10	0,2-0,001	15-90	5-90	0-80	2-4	280-1000	3-4	3-5	мягкая средняя	0,25- 0,45	0,1-6,7	то же

Таблица 3 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс	Интервал, м		Градиент давления						Градиент						Температура в конце интервала	
			пластового				порового		гидро разрыва пород			горного давления			С °	источник получе ния
			кгс/см ² на 10 м		источни к получе ния	кгс/см ² на 10 м		источни к получе ния	кгс/см ² на 10 м		источни к получе ния	кгс/см ² на 10 м		источни к получе ния		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
J ₁ uk	0	100	0	0,86	ПГФ, РФЗ по скважинам Иктехского месторождения	-	-	ПГФ, РФЗ по скважинам Иктехского месторождения	0	1,7	ПГФ, РФЗ по скважинам Иктехского месторождения	0,00	2,20	ПГФ, РФЗ по скважинам Иктехского месторождения	-2	ПГФ, РФЗ по скважинам Иктехского месторождения
Є ₂ br	100	210	0,86	0,94		-	-		1,70	2,30		2,20	2,70		0	
Є ₂ mt	210	335	0,94	0,96		-	-		2,30	2,00		2,70	2,57		1,1	
Є ₁₋₂ ic	335	390	0,96	0,97		-	-		2,00	1,90		2,57	2,50		2,5	
Є ₁ cr	390	720	0,97	0,98		-	-		1,90	2,10		2,50	2,70		4,5	
Є ₁ ol	720	880	0,98	1,0		-	-		2,10	2,10		2,70	2,80		4,9	
Є ₁ tb ₂	880	1110	1,0	1,04		-	-		2,10	2,20		2,80	2,80		5,5	
Є ₁ tb ₁	1110	1180	1,04	1,04		-	-		2,20	2,10		2,80	2,64		5,9	
Є ₁ el	1180	1260	1,04	1,04		-	-		2,10	2,30		2,64	2,94		6,1	
Є ₁ nl	1260	1340	1,0	1,0		-	-		2,30	2,30		2,94	2,84		6,8	
Є ₁ jurg	1340	1600	1,0	1,0		-	-		2,30	2,20		2,84	2,80		8,8	
Є ₁ bl	1600	1670	1,0	0,98		-	-		2,20	2,20		2,80	2,80		9,0	
V - Є ₁ jurh	1670	1752	0,98	0,98		-	-		2,20	2,20		2,80	2,80		10,0	
V ₂ kd	1752	1792	0,98	1,0	-	-	2,20	2,20	2,80	2,80	10,5					

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Таблица 4 – Нефтегазоносность по разрезу скважины

Пласт	Интервал, м		Тип флюида	Плотность в пластовых условиях, кг/м ³ (для газа - относительная плотность по воздуху)	Свободный дебит, м ³ /сутки (для газа – тыс. м ³ /сутки)	Давление насыщения, МПа
	от	до				
Осинский	1675	1693	нефть	780	8-15	2,2
V - €1 jurh	1693	1720	нефть	780	8-15	2,2
V - €1 jurh	1728	1755	нефть	780	8-15	2,2
Осинский	1675	1693	газ	0,628	100-500	-
V - €1 jurh	1693	1720	газ	0,628	100-500	-
V - €1 jurh	1728	1755	газ	0,628	100-500	-

1.3 Зоны возможных осложнений

Таблица 5 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
1	2	3	4
J ₁ uk	0	100	Поглощение
€ ₂ br	100	210	
€ ₂ mt	210	335	
€ ₁₋₂ ic	335	390	
€ ₁ cr	390	720	
€ ₁ ol	720	880	
€ ₁ tb ₂	880	1110	
€ ₁ tb ₁	1110	1180	
€ ₁ el	1180	1260	
€ ₁ nl	1260	1340	
€ ₁ jurg	1340	1600	
€ ₁ bl	1600	1670	
V - € ₁ jurh	1670	1752	
J ₁ uk	0	100	
€ ₂ br	100	210	
Осинский	1645	1670	Газонефтеводопроявления
Осинский	1675	1693	
V - € ₁ jurh	1693	1720	
V - € ₁ jurh	1728	1755	
J ₁ uk	0	100	Прихватоопасные зоны
€ ₂ br	100	210	
€ ₂ mt	210	335	
€ ₁ cr	390	720	
€ ₁ ol	720	880	
€ ₁ tb ₂	880	1110	
€ ₁ tb ₁	1110	1180	
€ ₁ el	1180	1260	

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
4€ ₁ nl	1260	1340	Кавернообразование
€ ₁ jurg	1340	1600	
€ ₂ mt	210	335	
€ ₁₋₂ ic	335	390	
€ ₁ cr	390	720	
€ ₁ ol	720	880	
€ ₁ tb ₂	880	1110	
€ ₁ tb ₂	1110	1180	

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По техническому заданию данные по профилю: Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 2,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м. Точку расчленения ствола скважины определить.

Верхний ярус: Отход на кровлю Т1/ длина горизонтального участка ствола: 700 метров / 500 метров.

Нижний ярус: Отход на кровлю Т1/ длина горизонтального участка ствола: 750 метров / 500 метров.

Таблица 6 – Результаты программных расчётов по профилю скважины (верхний ярус)

Тип профиля	горизонтальный									
Исходные данные										
Глубина скважины по вертикали, м	1697,5			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				80		
Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м	1675			Интенсивность искривления на третьем участке набора зенитного угла, град/10 м				0,38		
Отход скважины, м	700			Зенитный угол в конце третьего участка набора угла, град				90		
Длина первого участка стабилизации, м	130			Длина третьего участка стабилизации, м				241,5		
Интенсивность искривления на первом участке набора зенитного угла, град/10 м	1,5									
Длина второго участка стабилизации, м	1311,86									
Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10 м	2,0									
Расчётные данные										
№ интервала	Длина по вертикали, м			Отход, м		Зенитный угол, град		Длина по стволу, м		
	От	До	Всего	От	До	В начале	На конце	От	До	Всего
1	0,00	130,00	130,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,00	130,00	130
2	130,00	263,14	133,14	0,00	23,96	0,000	20,40	130,00	266,00	136
3	263,14	1492,73	1229,59	23,96	481,23	20,40	20,40	266,00	1577,86	1311,86
4	1492,73	1675,00	182,30	481,23	700,00	20,40	80,00	1577,86	1875,86	298
5	1675,00	1697,50	22,50	700,00	957,18	80,00	90,00	1875,86	2134,35	258,49
6	1697,50	1697,50	0	957,18	1198,68	90,00	90,00	2134,35	2375,85	241,5

Таблица 7 – Результаты программных расчётов по профилю скважины (нижний ярус)

Тип профиля	горизонтальный									
Исходные данные										
Глубина скважины по вертикали, м	1741,5			Длина третьего участка стабилизации, м				100,00		
Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м	1728			Интенсивность искривления на третьем участке набора зенитного угла, град/10 м				2,68		
Отход скважины, м	750			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				84,99		
Длина первого участка стабилизации, м	130			Интенсивность искривления на четвёртом участке набора зенитного угла, град/10 м				0,16		
Интенсивность искривления на первом участке набора зенитного угла, град/10 м	1,5			Зенитный угол в конце четвёртого участка набора угла, град				90		
Длина второго участка стабилизации, м	1311,86			Длина четвёртого участка стабилизации, м				191,00		
Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10 м	2,0									
Расчётные данные										
№ интервала	Длина по вертикали, м			Отход, м		Зенитный угол, град		Длина по стволу, м		
	От	До	Всего	От	До	В начале	На конце	От	До	Всего
1	0,00	130,00	130	0,00	0,00	0,000	0,000	0,00	130,00	130
2	130,00	263,14	133,14	0,00	23,96	0,000	20,40	130,00	266,00	136
3	263,14	1492,73	1229,59	23,96	481,23	20,40	20,40	266,00	1577,86	1311,86
4	1492,73	1594,83	102,1	481,23	546,56	20,40	44,83	1577,86	1700	122,14
5	1594,83	1665,76	70,93	546,56	617,06	44,83	44,83	1700	1800	100
6	1665,76	1728,00	62,24	617,06	750	44,83	84,99	1800	1949,84	149,84
7	1728,00	1741,50	13,5	750	1058,76	84,99	90	1949,84	2258,99	309,15
8	1741,50	1741,50	0	1058,76	1249,76	90	90	2258,99	2449,99	191

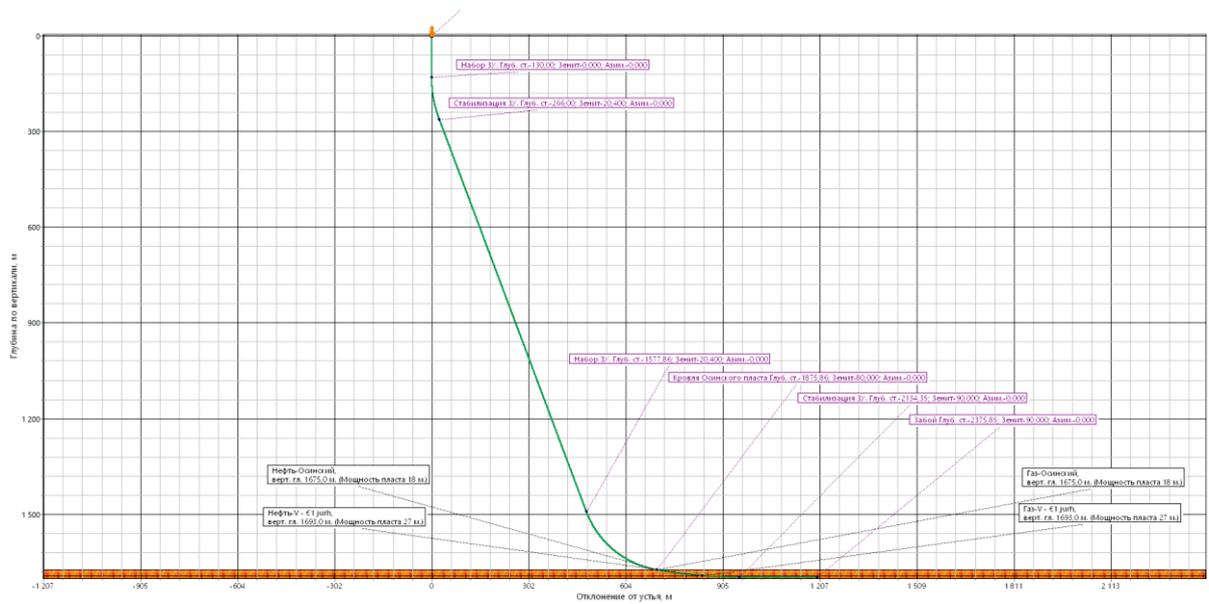


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины (верхний ярус)

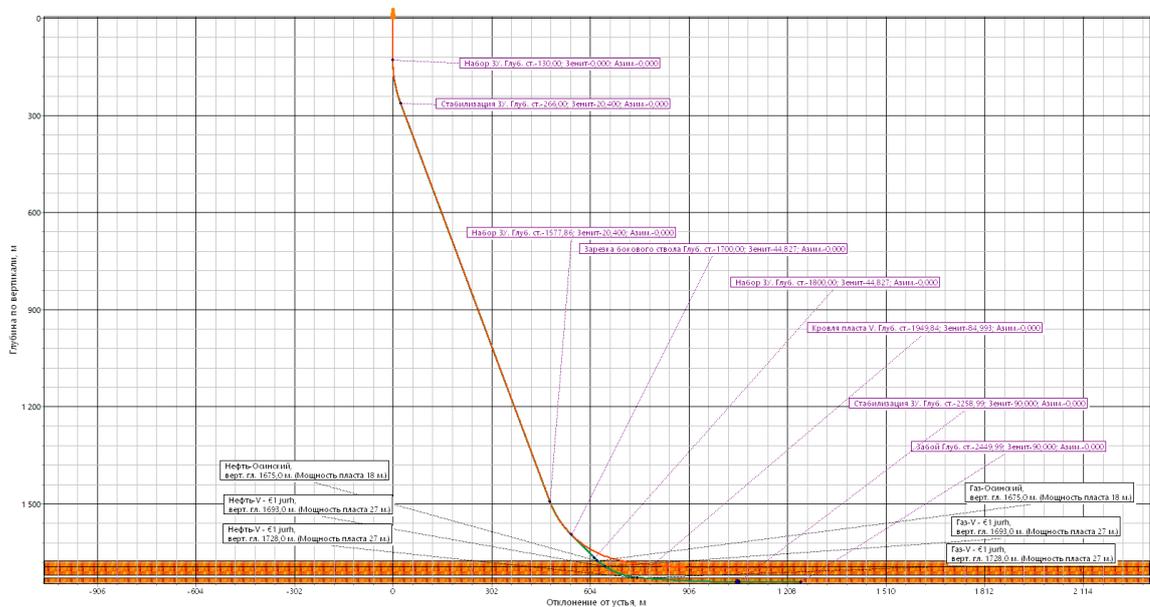


Рисунок 2 – Проектный профиль скважины (нижний ярус)

2.2 Проектирование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины

Проектом предусмотрена эксплуатационная многозабойная скважина, с конструкцией забоя: верхний ярус – фильтр, нижний ярус – зацементированная колонна с оборудованием под МГРП.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

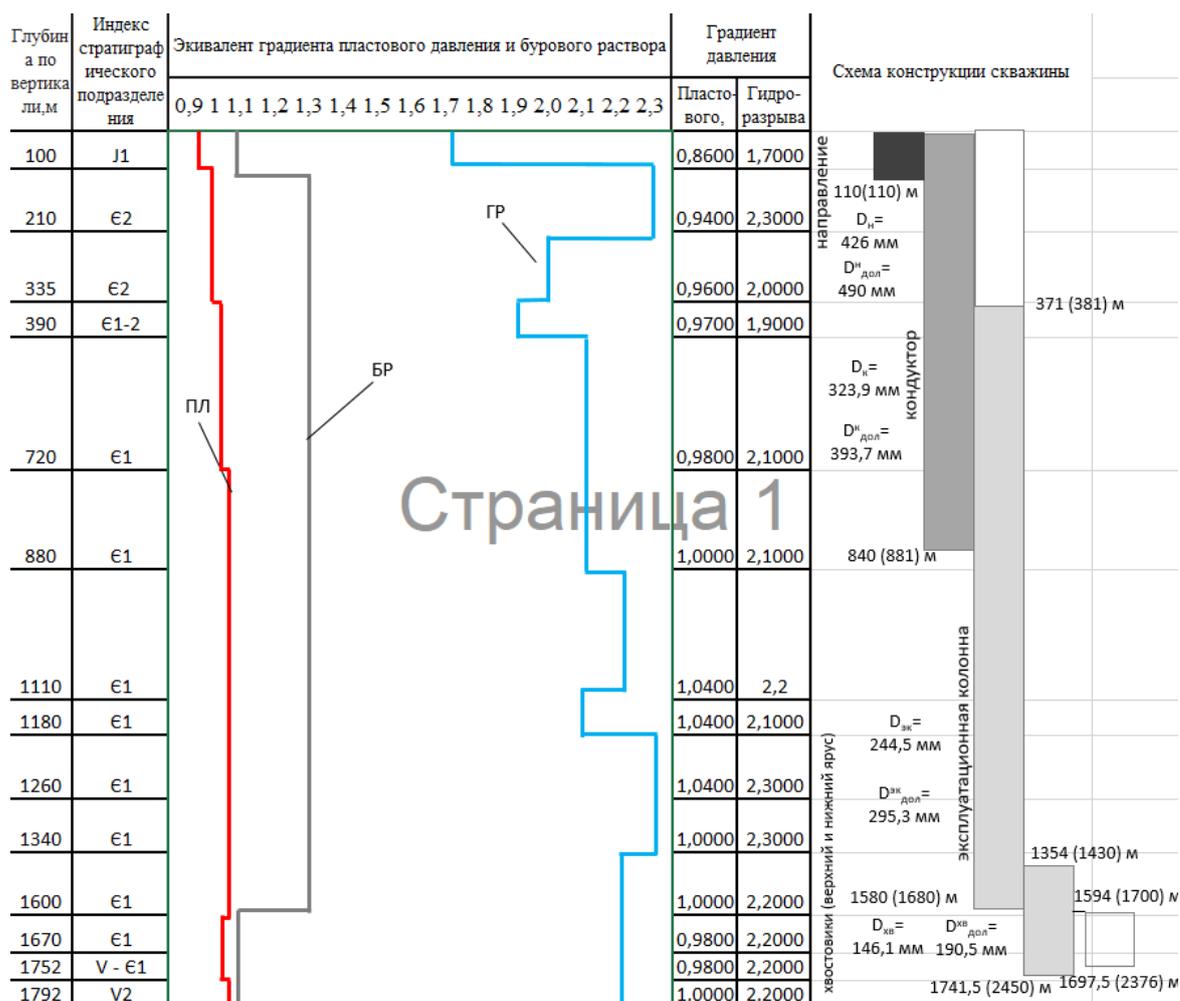


Рисунок 3 – График совмещенных давлений

2.2.3 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 верхних отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как отложения Укугутской свиты составляют 100 м, то глубина спуска обсадной колонны составляет 110 м.

Глубина спуска кондуктора определяется множеством факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубина залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва. Согласно расчетам, представленным в таблице 8, было принято решение спускать кондуктор на 840 м.

Таблица 8 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя объекта	Осинский	V - €1	V - €1
Глубина кровли продуктивного пласта $L_{кр}$, м	1675	1693	1728
Градиент пластового давления $\Gamma_{пл}$, атм/м	0,098	0,098	0,098
Градиент давления гидроразрыва $\Gamma_{грп}$, атм/м	0,21	0,21	0,21
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	0,628	0,628	0,628
Пластовое давление $P_{пл}$, атм	164,15	165,914	169,344
Минимальная глубина спуска кондуктора $L_{конд}$, м	815	825	840
Коэффициент запаса	1,10	1,10	1,10
Принимая глубина спуска кондуктора	840		

Эксплуатационная колонна спускается до глубины, выше точки зарезки бокового ствола на 20 м по стволу. Исходя из этого, глубина спуска эксплуатационной колонны составляет 1580 м по вертикали (1680 м по стволу).

Хвостовики верхнего и нижнего яруса с выходом в горизонт спускаются на всю глубину до проектного забоя, 2376 м и 2450 м соответственно (1697,5 и 1741,5 по вертикали).

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

1. Направление цементируется на всю длину – 110 м;
2. Кондуктор цементируется на всю длину – 840 (881) м;
3. Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием башмака предыдущей колонны на 500 м для газовой скважины. Интервал цементирования ЭК: 371–1580 м (381–1680 м по стволу);
4. Хвостовик верхнего яруса исходя из требований технического задания и конструкции забоя, не цементируется;
5. Хвостовик нижнего яруса цементируется с учётом перекрытия башмака эксплуатационной колонны на 250 м. Интервал цементирования хвостовика: 1354-1741,5 м (1430-2450 м по стволу).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Таблица 9 – Проектирование диаметров обсадных колонн и породоразрушающего инструмента

Интервал, м	Диаметр долота, мм	Диаметр обсадной колонны, мм
0-110	490,0	426,0
110-840 (880)	393,7	323,9
840 (880)-1580 (1680)	295,3	244,5
1580 (1680)-1697,5 (2376)	190,5	146,1
1354 (1430)-1741,5 (2450)	190,5	146,1

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Таблица 10 – Проектирование обвязки обсадных колонн

Пласт		Осинский	V - €1	V - €1
$P_{пл}$	МПа	16,42	16,59	16,93
$\gamma_{отн}$	-	0,628	0,628	0,628
$H_{кр}$	м	1675	1693	1728
$P_{му}$	МПа	14,79	14,93	15,20
k	ед.	1,1		
$P_{ГНВП}$	МПа	16,27	16,42	16,72
$P_{оп}$	МПа	17,89	18,06	18,40

где $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

$\gamma_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху;

$H_{кр}$ – глубина кровли, м;

$P_{му}$ – максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа;

k – коэффициент запаса;

$P_{ГНВП}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа;

$P_{оп}$ – давление опрессовки колонны, МПа.

Из полученных значений берем наибольшее, следовательно,

$$P_{оп} = 18,40 \text{ МПа.}$$

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-21-245x324 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления:

ОП5-350/80x21.

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как верхние интервалы сложены из мягких пород. Под кондуктор выбирается способ бурения совмещенный (СВП+ВЗД), чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Под эксплуатационную колонну, и хвостовики

выбирается способ бурения совмещенный (СВП+ВЗД), чтобы предупредить возникновение осложнений и аварий.

Таблица 11 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	110	Роторный
110	840	Совмещённый (СВП+ ВЗД)
840	1580	Совмещённый (СВП+ ВЗД)
1580	1697,5	Совмещённый (СВП+ ВЗД)
1594	1741,5	Совмещённый (СВП+ ВЗД)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины, степени их абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечное долото для интервала бурения под направления и PDC долота для интервала бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовики верхнего и нижнего ярусов, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал, м		0-110	110-840	840-1580	1580-1697,5	1594-1741,5
Шифр долота		GRD111	TD-393,7 MVD 711- X1. 3 (IADC M733)	TD-295,3 MVD 711- X1. 3 (IADC M733)	FD613SM (IADC 233)	FD613SM (IADC 233)
Тип долота		Шарошечно е	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	190,5	190,5
Тип горных пород		М	К	ТК	МС	МС
Присоединит ельная резьба	ГОСТ	3 177	3 177	3 152	3 117	3 117
	API	7 5/8	7 5/8	6 5/8	4 1/2	4 1/2
Длина, м		0,734	0,463	0,354	0,273	0,273
Масса, кг		300	188	84	37	37
G, тс	Рекомендуемая	17-34	3–8	5–12	5–12	5–12
	Максимальная	34	10	10	12	12
n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	100-160	100-180	60–400	60–400
	Максимальная	600	300	300	400	400

где G – осевая нагрузка, тс;
n – частота вращения, об/мин.

2.3.3 Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

Для бурения интервала под направление, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Для бурения интервала под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовики с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота.

Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения

Интервал, м		0-110	110-840	840-1580	1580-1697,5	1594-1741,5
Шифр калибратора		2-КА490 СТК	2-КА385 СТК	2-КА292 СТК	2-К187 СТ	2-К187 СТ
Тип калибратора		С прямыми лопастями	С прямыми лопастям и	С прямыми лопастями	С прямыми лопастям и	С прямыми лопастям и
Диаметр калибратора, мм		490	385	292	187	187
Тип горных пород		М	К	ТК	МС	МС
Присоединительная резьба	ГОСТ	M171/M17	H171/M17	M152/M14	H133/M13	H133/M13
	API	1	1	7	3	3
		-	-	-	-	
Длина, м		0,761	0,825	0,505	0,5	0,5
Масса, кг		384	252,2	103	50	50

2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчёта осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-110	110-840	840-1580	1580-1697,5	1594-1741,5
Исходные данные					
D_d , см	49	39,37	29,53	19,05	19,05
$G_{пред}$, тс	34	10	10	12	12
Результаты проектирования					
$G_{доп}$, тс	27,2	8	8	9,6	9,6
$G_{проект}$, тс	8	5	5	9,6	9,6

где D_d – диаметр долота, см;

$G_{пред}$ – предельная нагрузка на долото исходя из его технических характеристик, тс;

$G_{доп}$ – допустимая нагрузка на долото, тс;

$G_{проект}$ – спроектированная нагрузка на долото, тс.

2.3.5 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающей требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Результаты расчёта представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Результаты расчёта частоты вращения долота

Интервал, м	0-110	110-840	840-1580	1580-1697,5	1594-1741,5	
Исходные данные						
V_L , м/с	3,4	2	2	2	2	
D_d	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5	190,5
Результаты проектирования						
n_1 , об/мин	133	97	129	201	201	
$n_{стат}$, об/мин	40-60	100-160	100-180	140-200	140-200	
$n_{проект}$, об/мин	40	160	180	170	170	

где V_L – линейная скорость на периферии долота, м/с;

D_d – диаметр долота;

n_1 – расчетное значение частоты вращения долота, об/мин;

$n_{стат}$ – статистические значения частоты вращения долота в зависимости от типоразмера долот, об/мин;

$n_{проект}$ – спроектированная частота вращения долота, об/мин.

2.3.6 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. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-110	110-840	840-1580	1580-1697,5	1580-1741,5
Результаты проектирования					
Q ₁ , л/с	123	49	21	17	17
Q ₂ , л/с	114	73	28	15	15
Q ₃ , л/с	88	55	56	16	16
Q ₄ , л/с	34	56	49	20	20
Области допустимого расхода бурового раствора					
ΔQ, л/с	25-123	49-73	21-56	15-20	15-20
Запроектированные значения расхода бурового раствора					
Q _{проект} , л/с	45	70	56	32	32

где Q₁ – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя, л/с;
 Q₂ – необходимый расход раствора для выноса шлама на поверхность, л/с;
 Q₃ – минимальный расход бурового раствора из учета предотвращения прихвата, л/с;
 Q₄ – минимальный расход раствора из условия истечения раствора из насадок долота, л/с;
 ΔQ – статистические значения расхода бурового раствора в зависимости от типоразмера долот, л/с;
 Q_{проект} – спроектированное значение расхода бурового раствора, л/с.

2.3.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 17.

Таблица 17 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-110	110-840	840-1580	1580-1697,5	1594-1741,5
1		2	3	4	5	6
Исходные данные						
D _д	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5	190,5
G _{ос} , кН		78	49	49	94	94

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6
Q, Н*м/кН	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм	-	315	236	152	152
M _p , Н*м	-	2588	1959	2389	2389
M _o , Н*м	-	197	148	95	95
M _{уд} , Н*м/кН	-	49	37	24	24

где Q – расчетный коэффициент (принимаем 1,5), Н*м/кН;

D_{зд} – диаметр забойного двигателя, мм;

M_p – момент силы, необходимый для разрушения горной породы, Н*м;

M_o – момент силы, необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м;

M_{уд} – удельный момент долота, Н*м/кН.

Для интервалов бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается винтовой забойный двигатель ВЗД ДР-240, который позволяет бурить наклонно-направленные скважины, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервалов под хвостовики верхнего и нижнего яруса выбирается винтовой забойный двигатель RS165N754, который позволяет бурить наклонно-направленные скважины, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Технические характеристики запроектированного винтового забойного двигателя представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Технические характеристики применяемых 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
ВЗД ДР-240	110-840	240	9	2055	30-75	120-200	18	110-250
ВЗД ДР-240	840-1580	240	9,0	2055	30-75	120-200	18	110-250
RS165N754	1580-1697,5	165	8,7	1112	19-45	85-200	12,2	70-218
RS165N754	1594-1741,5	165	8,7	1112	19-45	85-200	12,2	70-218

2.3.8 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

КНБК для бурения каждого из интервалов, а также результаты расчёта бурильных труб на напряжения в клиновом захвате представлены в приложениях А и Б соответственно.

В приложениях В и Г представлены геолого-технический наряд для бурения эксплуатационной 2х ярусной многозабойной скважины, а также графическое изображение КНБК для бурения интервала под хвостовик нижнего яруса.

2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность хим. реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

Интервал бурения под направление (0-110 м) сложен песками и песчаниками серыми, разномерными. На основании этого, можно сделать вывод, что наиболее оптимальным типом бурового раствора для бурения под направление будет бентонитовый буровой раствор.

Бентонитовый буровой раствор предназначен для бурения верхней части разреза скважины, обычно представленной слабосцементированными песками, глинами и песчаниками (направление). Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбуриваемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой или добавлением понизителя вязкости. Компонентный состав бентонитового бурового раствора приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³	Торговая марка производителя компонента (название)
1	2	3	4
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2	“Asia Petro Service” LLP-КАУСТИЧЕСКАЯ СОДА (NaOH, натрия гидроксид)
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50-80	M-I GEL / Бентонит Монтмориллонит натрия
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2	ООО «РосПромБур»-SORBER MILD (Na ₂ CO ₃)
Понижитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	0,5-1,5	ООО «СпецБурТехнологии»-TehnоРАС LV
Утяжелитель	Регулирование плотности	66	M-I BAR / Барит Сульфат бария (BaSO ₄)

После приготовления бентонитовый буровой раствор обеспечивает технологические свойства, приведенные в таблице 20.

Таблица 20 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,08
Условная вязкость, с	> 50
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

Интервал бурения под кондуктор (110-840 м) сложен мергелями доломитовыми, аргиллитами, глинистыми доломитами, каменной солью белой и известняками. Исходя из геологических условий бурения, наиболее оптимальным типом бурового раствора будет минерализованный NaCl глинистый раствор.

Интервал бурения эксплуатационной колонны (840-1580 м) сложен прослаиванием доломитов с мощными пластами каменных солей белого и розового цвета, прослоями аргиллитов и доломитовых мергелей, доломитов часто известковистых, доломитов глинистых с прослоями аргиллитов. На основании всего вышесказанного, можно сделать вывод, что наиболее оптимальным типом бурового раствора будет минерализованный NaCl глинистый раствор.

Соленасыщенные буровые растворы применяются при бурении интервалов, сложенных соляными пластами с пропластками глинистых

отложений. Основная цель данного типа раствора – предупреждение образования каверн в результате растворения солей, т.е. ингибирование этого процесса. В зависимости от химического состава соляных пластов выбираются строго определенные электролиты-ингибиторы, например, для галита – соли натрия.

Следует иметь ввиду, что соленасыщенный (по хлориду натрия) буровой раствор будет иметь минимальную плотность 1250 кг/м³.

Компонентный состав минерализованного бурового раствора приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Компонентный состав минерализованного раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³	Торговая марка производителя компонента (название)
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5	“Asia Petro Service” LLP-КАУСТИЧЕСКАЯ СОДА (NaOH, натрия гидроксид)
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2	ООО «РосПромБур»-SORBER MILD (Na ₂ CO ₃)
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	80-100	M-I GEL / Бентонит Монтмориллонит натрия
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	8-10	ООО «СпецБурТехнологии»-TehnoPAC LV
Высоковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	3-5	ООО «СпецБурТехнологии»-TehnoPAC PR
Соль	Предотвращение растворения солей, замерзания бурового раствора	25 и выше	ООО «СервисТЭК-Бурение»-Terrasalt (NaCl)
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5	M-I LUBE Mi-Swaco
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,2	ГК Миррико - Atren Antifoam марки P (порошкообразный)
Утяжелитель	Регулирование плотности	70 (для кондуктора) 96 (для эксплуатационной колонны)	M-I BAR / Барит Сульфат бария (BaSO ₄) LO WATE / Мрамор Карбонат кальция (CaCO ₃)

После приготовления минерализованные растворы обеспечивают технологические свойства, представленные в таблице 22.

Таблица 22 – Технологические свойства минерализованного раствора

Регламентируемые свойства	Значение	Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,3	СНС 10 сек/10 мин, дПа	24-90/36-135
Условная вязкость, с	25-60	Водоотдача, см ³ /30 мин	3-5
Пластическая вязкость, сПз	10-25	рН	8-9
ДНС, дПа	40-80	Содержание песка, %	< 0,5

При бурении интервала под хвостовик (верхний и нижний) применяется биополимерный безглинистый буровой раствор. Данный тип раствора в связи с наличием солевого ингибитора подавляет набухание глинистых минералов при попадании фильтрата. Особенностью данного раствора является высокая вязкость при низкой скорости сдвига, что позволяет обеспечивать эффективную очистку скважины в застойных зонах.

Данный тип раствора используется для первичного вскрытия продуктивного пласта, так как в данном растворе в качестве кольматанта используются минералы на основе карбоната кальция, что сохраняет при правильном применении естественную проницаемость. Компонентный состав КС/полимерного раствора приведен в таблице 23. После приготовления биополимерный раствор обеспечивает технологические свойства, приведенные в таблице 24.

Таблица 23 – Компонентный состав КС/полимерного (биополимерного) раствора.

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³	Торговая марка производителя компонента
Регулятор рН	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,4-0,5	NaOH каустическая сода
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2	SORBER MILD (Na ₂ CO ₃)
Структуро-образователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,4-3,6	DUO-VIS (биополимер)
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	16-18	TehnoPAC PR
Соль хлорид калия КСl	Подавление процессов гидратации глин, ингибирование поровых каналов	60-100	Хлорид калия
Кислото-растворимый кольматант	Регулирование плотности, кольматация каналов	188	LO WATE / Мрамор
Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5	Биоцидол
Пеногасители	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5	Atren Antifoam марки Р

Таблица 24 – Технологические свойства КСl/полимерного (биополимерного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение	Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,09	СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40 / 40-70
Условная вязкость, с	40-50	Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
Пластическая вязкость, сПз	10-15	рН	8-10
ДНС, дПа	60-100	Содержание песка, %	< 0,5

Таблица 25 – 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

В таблице 26 представлены результаты расчета требуемой плотности бурового раствора с учётом принимаемой репрессии.

Таблица 26 – Результаты расчёта плотности бурового раствора

	коэффициент принимаемой репрессии	$grad P_{пл}$, МПа/м	Плотность бурового раствора, г/см ³
Направление	1,17	0,0084	1,03 +/- 0,03
Кондуктор	1,15	0,0098	1,17 +/- 0,03
Эксплуатационная колонна	1,08	0,0098	1,10 +/- 0,03
Хвостовик (верхний ярус)	1,07	0,0098	1,09 +/- 0,03
Хвостовик (нижний ярус)	1,07	0,0098	1,09 +/- 0,03

По результатам расчёта видно, что плотность бурового раствора для бурения интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну составляет 1,17 и 1,10 г/см³ соответственно. Однако, учитывая тот факт, что для бурения рассматриваемых интервалов используется минерализованный NaCl глинистый раствор (т.к. присутствуют отложения солей по разрезу), минимальная плотность которого равна 1,25 г/см³, то минимальная плотность бурового раствора под бурение данных интервалов также будет соответствовать значению 1,25 г/см³. Однако следует предусмотреть применение в составе кольматантов, так как интервалы осложнены поглощениями.

Для бурения интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну плотность бурового раствора составит $1,3 \text{ г/см}^3$. Следует отметить, что принимаемая плотность не создаст условия возникновения гидроразрыва пласта.

Расчётная плотность бурового раствора для бурения интервала под направление соответствует ($1,03 \text{ г/см}^3$) плотности не утяжелённого бентонитового раствора, следовательно, отсутствует необходимость в утяжелении бурового раствора. Однако, для борьбы с поглощениями на данном интервале следует предусмотреть использование кольматантов, таким образом плотность бурового раствора под направление составит $1,08 \text{ г/см}^3$.

Таблица 27 – Потребное количество бурового раствора

Направление Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины $V_{\text{СКВ}}$ в конце интервала, м^3
от	до					
0	110	110	490	-	1,1	22,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации $V_{\text{фил}}$						0,64
Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{\text{пот}}$						15,2
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{\text{СПО}}$						0,4
Объем раствора в конце бурения интервала $V_{\text{бр}} - V_{\text{восп}}$						67,8
Потребное количество бурового раствора на интервале $V_{\text{бр}}$						84,0
Потребное количество бурового раствора с запасом $V_{\text{потр}}$						84,0
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал $V_{\text{перев}}$						33,9
Кондуктор Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины $V_{\text{СКВ}}$ в конце интервала, м^3
от	до					
110	840(881)	771	323,9	406	1,1	117,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации $V_{\text{фил}}$						0,86
Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{\text{пот}}$						61,1
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{\text{СПО}}$						3,3
Объем раствора в конце бурения интервала $V_{\text{бр}} - V_{\text{восп}}$						162,5
Потребное количество бурового раствора на интервале $V_{\text{бр}}$						318,5
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала $V_{\text{перев}}$						33,9
Потребное количество бурового раствора с запасом $V_{\text{потр}}$						318,5
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал $V_{\text{перев}}$						73,1

Продолжение таблицы 27

Экспл. колонна Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k _{каверн}	Объем скважины V _{скв} в конце интервала, м ³
от	до					
840(881)	1580(1680)	799	295,3	295,9	1,1	120,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации V _{фил}						0,06
Расчетные потери бурового раствора при очистке V _{пот}						34,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО V _{СПО}						5,0
Объем раствора в конце бурения интервала V _{бр} – V _{восп}						165,8
Потребное количество бурового раствора на интервале V _{бр}						289,2
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала V _{перев}						73,1
Потребное количество бурового раствора с запасом V _{потр}						289,2
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал V _{перев}						0
Хвостовик (верхний) Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k _{каверн}	Объем скважины V _{скв} в конце интервала, м ³
от	до					
1580(1680)	1697,5 (2376)	696	190,5	220,5	1,1	86
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации V _{фил}						1,34
Расчетные потери бурового раствора при очистке V _{пот}						14,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО V _{СПО}						6,1
Объем раствора в конце бурения интервала V _{бр} – V _{восп}						176,9
Потребное количество бурового раствора на интервале V _{бр}						257,9
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала V _{перев}						0
Потребное количество бурового раствора с запасом V _{потр}						257,9
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал V _{перев}						107,6
Хвостовик (нижний) Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k _{каверн}	Объем скважины V _{скв} в конце интервала, м ³
от	до					
1580(1680)	1741,5(2450)	770	190,5	220,5	1,1	88,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации V _{фил}						1,48
Расчетные потери бурового раствора при очистке V _{пот}						16,0
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО V _{СПО}						6,4
Объем раствора в конце бурения интервала V _{бр} – V _{восп}						181,6
Потребное количество бурового раствора на интервале V _{бр}						157,3
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала V _{перев}						107,6
Потребное количество бурового раствора с запасом V _{потр}						157,3
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал V _{перев}						-

2.3.10 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения решения проектных, инженерных задач и задач

оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект) и представлен в приложении Д.

Результаты расчета потребного количества химических реагентов, а также их сметная стоимость представлены в приложении Е.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

2.4.1.1 Расчёт наружный избыточных давлений

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

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

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

Эпюры наружных избыточных давлений колонн представлены в приложении Ж.

2.4.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений

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

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения;
2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

Эпюры внутренних избыточных давлений колонн представлены в приложении И.

2.4.1.3 Конструирование обсадных колонн по длине

Таблица 28 – Характеристика обсадных колонн

№	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг		Интервал установки, м
					1 м трубы	суммарный	
Направление							
1	ТБО	Д	10	110	104,4	11484	0-110
Кондуктор							
1	ОТТМА	Д	8,5	881	67,2	59203	0-881
Эксплуатационная колонна							
1	ОТТМА	Д	11,1	1680	64,3	108024	0-1680
Хвостовик (верхний ярус)							
1	ОТТМА	Д	7,7	676	26,5	17914	1700-2376
Хвостовик (нижний ярус)							
1	ОТТМА	Д	7,7	1020	26,5	27030	1430-2450

В соответствии с техническим заданием, необходимо произвести расчёт колонны обсадных труб в интервале залегания многолетнемерзлых пород (ММП) на основании принципа управляемой разгрузки избыточного давления промерзания.

Таблица 29 – Характеристика обсадных колонн с учётом проведённого расчёта

№	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг		Интервал установки, м
					1 м трубы	суммарный	
Направление							
1	ТБО	Д	10	110	104,4	11484	0-110
Кондуктор							
1	ОТТМА	Е	14	881	107,2	94443	0-881
Эксплуатационная колонна							
1	ОТТМА	Л	12	1680	69,3	116424	0-1680
Хвостовик (верхний ярус)							
1	ОТТМА	Д	7,7	676	26,5	17914	1700-2376
Хвостовик (нижний ярус)							
1	ОТТМА	Д	7,7	1020	26,5	27030	1430-2450

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Хвостовик (нижний) 146 мм	БКМ.ВР.ОК-146	2450	2450	1	1
	ЦКОДУ-146	2440	2440	1	1
	ЦПЦ-146/190	1430	1630	5	77
		1630	1730	5	
		1730	1813	3	
		1813	2450	64	
	ЦТ-146/190	1950	2450	25	25
	ФПГР 146	1950	2440	10	10
	ПХГМЦ 146/245	1430	1434	1	1
	ПРП-Ц-В-127	2430	2430	1	1
ПрП -146	2440	2440	1	1	
Хвостовик (верхний) 146 мм	БКМ.ВР.ОК-146	2376	2376	1	1
	ЦКОДУ-146	2366	2366	1	1
	ЦПЦ-146/190	1700	2376	68	68
Эксплуатац. колонна 245 мм	БКОК-245	1680	1680	1	1
	ЦКОДУ-245	1670	1670	1	1
	ЦЦ1-245/295	0	831	17	53
		831	931	10	
		931	1675	25	
		1675	1680	1	
	ЦТ-245/295	881	1680	31	31
	ПРП-Ц-В-245	1660	1660	1	1
ПРП-Ц-Н-245	1670	1670	1	1	
Кондуктор 324 мм	БКМ-324	881	881	1	1
	ЦКОДМ-324	871	871	1	1
	ЦЦ1-324/394	0	20	2	34
		20	80	1	
		80	140	6	
		140	876	24	
		876	881	1	
ПРП-Ц-В-324	871	871	1	1	
Направление 426 мм	БКМ-426	110	110	1	1
	ЦКОДМ-426	100	100	1	1
	ЦЦ1-426/490	0	20	2	5
		20	105	2	
		105	110	1	
ПРП-Ц-В-426	100	100	1	1	

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Таблица 31 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей (кондуктор)

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса, кг
Буферная жидкость	15,45	3,09	1050	3,09	МБП-СМ	216,25
		12,36		12,36	МБП-МВ	185,35
Продавочная жидкость	61,662		1000	-	Тех. вода	-
Облегченный тампонажный раствор	39,72		1450	34,55	ПЦТ-III-О6(4-6)-50	27,34
					НТФ	16,29
Нормальной плотности тампонажный раствор	5,836		1850	3,9	ПЦТ-II-50	7,51
					НТФ	2,39

Таблица 32 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей (экспл. колонна)

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса, кг
Буферная жидкость	8,51	1,70	1050	1,70	МБП-СМ	119,16
		6,81		6,81	МБП-МВ	102,14
Продавочная жидкость	65,651		1000	-	Тех. вода	-
Облегченный тампонажный раствор	25,06		1400	21,29	ПЦТ-III-О6(4-6)-50	16,43
					НТФ	10,27
Нормальной плотности тампонажный раствор	8,89		1830	6,03	ПЦТ-II-50	11,18
					НТФ	3,65

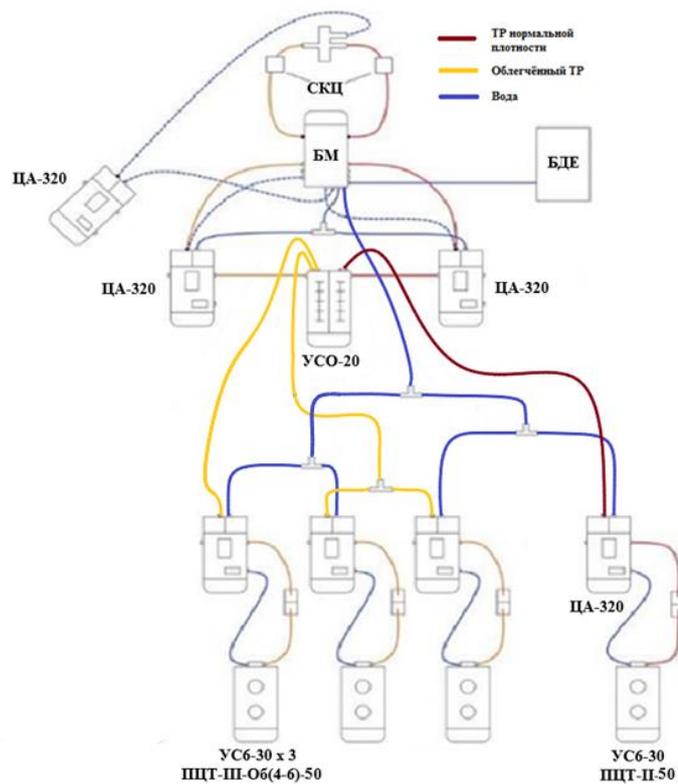


Рисунок 4 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования при цементировании кондуктора

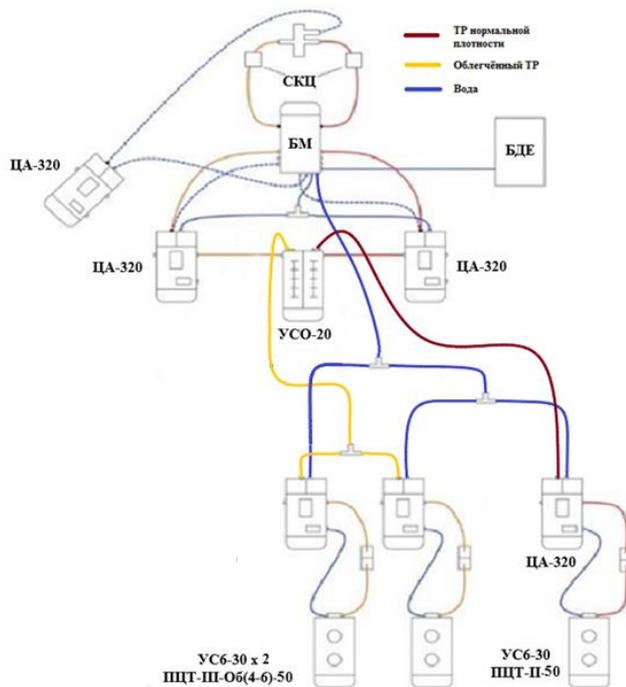


Рисунок 5 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования при цементировании эксплуатационной колонны

Таблица 33 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей (хвостовик)

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса, кг
Буферная жидкость	4,37	0,87	1050	0,87	МБП-СМ	61,24
		3,50		3,50	МБП-МВ	52,49
Продавочная жидкость	40,26		1000	-	Тех. вода	-
Облегченный тампонажный раствор	11,85		1450	9,97	ПЦТ-III-О6(4-6)-50	8,47
					НТФ	4,86
Нормальной плотности тампонажный раствор	-	-	-	-	-	-
					-	-

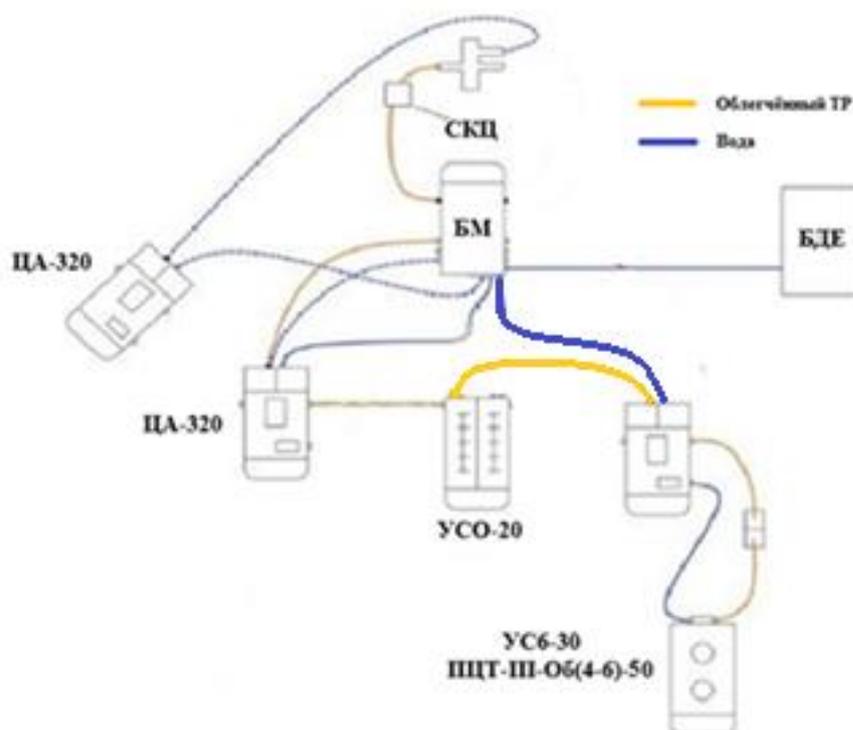


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования при цементировании хвостовика

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

Для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления, перед проведением операций по испытанию (освоению) скважины, необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины.

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

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1 + 0,05) \cdot 9610,5}{9,81} = 1029 \text{ кг/м}^3$$

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины:

$$\begin{aligned} V_{\text{ж.г.}} &= \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot ((0,2445 - 2 \cdot 0,014)^2 \cdot 1430 + (0,1461 - 2 \cdot 0,010)^2 \cdot 1020) = \\ &= 130,70 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

2.4.4.2 Освоение скважины

Согласно техническому заданию, освоение скважины производится с применением струйного насоса.

В соответствии с типоразмером подбирается струйный насос Jet Pro 3, предназначенный для освоения, исследований скважин и интенсификации притока нефти из скважин.

Jet Pro 3 позволяет проводить следующие технологические операции:

- Снижение забойного давления и вызов притока из пласта;
- Воздействие на пласт знакопеременными (циклическими) перепадами давлений;
- Многоцикловые гидродинамические исследования от меньших депрессий к большим с регистрацией забойного давления автономными манометрами.

Устройство приводится в действие нагнетанием рабочей жидкости насосными агрегатами, расположенными на поверхности, и позволяет создавать депрессии на пласты без применения компрессорных установок.

Принцип действия устройства исключает возможность возникновения в скважине взрывоопасных газовоздушных смесей и неконтролируемых нефтегазоводопроявлений. Струйный насос снижает забойное давление

только в подпакерном интервале. По остальному стволу скважины сохраняется нормальное гидростатическое давление.

В качестве рабочей жидкости используется жидкость, применяемая для глушения скважины (вода, солевой раствор).

Для проведения процесса цементирования нижнего хвостовика и предотвращения попадания цемента в ствол верхнего яруса, в верхней части хвостовика верхнего яруса устанавливается разбуриваемая пробка мостовая ПМ-190.

Для осуществления гидравлической связи между верхним и нижним хвостовиком в колонне нижнего хвостовика необходимо произвести фрезерование окна с последующим разбуриванием мостовой пробки.

Согласно техническому заданию нижних хвостовик оснащается оборудованием под проведение МГРП.

Для проведения МГРП применяется комплекс оборудования компании «ТСС Групп», реализующий метод применения селективного пакера с разрывными муфтами.

Хвостовик оснащается гидравлическими разрывными фрак-портами серии ФПГР 146 типоразмера. Количество зон ГРП (количество применяемых в оснастке хвостовика фрак-портов) согласовывается с заказчиком.

Активация муфт производится с применением селективного пакера серии СПЧ.

Применение данной технологии обеспечивает равнопроходное сечение по всей длине хвостовика, не требует нормализации забоя, обеспечивает возможность проведения нескольких ГРП без подъёма пакера на ревизию, ГРП может производиться в любой последовательности.

2.4.4.3 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять

тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым 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 **АФ6-80/65x21**.

Фонтанная арматура с фонтанной елкой по типовой схеме 6, с условным проходом ствола 80 мм и боковых отводов 65 мм, на рабочее давление 21 МПа.

2.5 Выбор буровой установки

Результаты выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 34 – Выбор буровой установки

БУ - 3000 ЭУК-1М					
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	97,01	$[G_{кр}] \cdot 0,6 \geq Q_{бк}$			$120 > 97,01$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	131,4	$[G_{кр}] \cdot 0,9 \geq Q_{об}$			$180 > 131,4$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	126,1	$\frac{[G_{кр}]}{Q_{пр}} > 1$			$\frac{200}{126,1} = 1,59$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200				$1,59 > 1$

При расчете максимального веса бурильной колонны $Q_{бк}$ и максимального веса обсадной колонны $Q_{об}$ учитывался вес системы верхнего привода $Q_{СВП} = 15$ т, выбранного СВП-320 ЭЧР.

3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ»

На сегодняшний день в нефтегазовой отрасли всё больше возрастает потребность в строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Подобной технологии строительства присущ ряд преимуществ, главным из которых можно считать большую площадь вскрытия продуктивного пласта и, как следствие, большие значения дебитов.

Более того, технология строительства скважин со сложным профилем даёт возможность вести бурение кустовым методом, что является неоспоримым экономическим преимуществом.

В настоящий момент строительство скважин сложного профиля невозможно без использования специальных телесистем, позволяющих вести контроль траектории и других параметров скважины как в процессе бурения, так и после.

3.1 Существующие типы телесистем

Существуют телесистемы, опускаемые в уже пробуренную скважину на каротажном кабеле. При данном способе информация о зенитных, азимутальных углах и другие данные снимаются с установленных в модуле телесистемы датчиков, а глубина по стволу определяется по длине спущенного кабеля. Данный подход широко распространён при проведении геофизических исследований скважин.

Также существуют автономные телесистемы, спускаемые в скважину в виде измерительных блоков, чей принцип работы, как правило, основывается на применении гироскопов, и осуществляющих запись данных на носитель информации, включённый в их конструкцию. В отличие от телесистем, спускаемых на кабеле, данный тип может использоваться для определения траектории скважин любых профилей, так как не имеет ограничения по величине зенитного угла. Однако он не позволяет определять траекторию в режиме реального времени, для этого в бурении применяются забойные телеметрические системы.

Применяемый в забойных телеметрических системах блок MWD (Measurement While Drilling) прежде всего используется для определения в режиме реального времени данных о местоположении отклонителя, что позволяет, вкупе с длиной по стволу, отслеживать траекторию скважины и оперативно влиять на неё. Нередко помимо блока инклинометрии в телеметрическую систему также включают каротажные модули LWD (Logging While Drilling), которые, реализуя различные физические принципы, применяются для исследования свойств горной породы и флюидов с увязкой их по глубине [1].

3.2 Классификация телесистем по типу канала связи «забой-устье»

Одной из главных задач, при выборе оптимального типа забойной телесистемы является определение канала связи «забой-устье», по которому информация передаётся от блока телеметрической системы, установленного в компоновке низа бурильной колонны, на компьютер оператора. Решение данной задачи является одним из определяющих факторов выбора той или иной ЗТС, так как именно от способа передачи данных будет зависеть качество получаемой информации, скорость её передачи, конструкция телесистемы, число дополнительно применяемой аппаратуры, общая надёжность и удобство работы.

В настоящее время существует широкая классификация забойных телеметрических систем по виду применяемого канала связи «забой-устье». Она представлена телесистемами с электромагнитным, гидравлическим, электропроводным, акустическим, сейсмическим и комбинированным каналом связи.

Однако, несмотря на широкую классификацию, наибольшее применение в нефтегазовой отрасли нашли:

- Электропроводный;
- Электромагнитный;
- Гидравлический.

Применение телеметрических систем с другими каналами связи не получили широкого распространения и отошли на второй план.

3.2.1 Электропроводный канал связи

Принцип действия забойных телеметрических систем с использованием электропроводного канала связи основан на применении электрического каротажного кабеля.

К недостаткам использования забойных телеметрических систем с рассматриваемым каналом связи можно отнести трудности, связанные с размещением кабеля в бурильной колонне и затрубном пространстве, значительное увеличение общего времени проходки, за счёт того, что возникает необходимость в прокладке кабеля.

Если токопроводящий кабель находится в затрубном пространстве, то существует опасность, при возникновении газонефтеводопроявлений, заключающаяся в невозможности срабатывания трубных плашек системы ПВО. Также существуют ограничения, связанные с низкими температурами в зимний период.

Однако данные телесистемы обладают и рядом существенных преимуществ. ЗТС с электропроводным каналом связи имеет максимально возможную информативность и скорость передачи данных. Поэтому в данный момент продолжают работы по усовершенствованию конструкции таких телесистем для использования их в процессе бурения. Как отмечалось ранее, данный канал связи успешно используется в уже пробуренном стволе при ГИС.

3.2.2 Электромагнитный канал связи

Принцип действия телесистем с электромагнитным каналом связи основывается на генерации и распространении сквозь горную породу на поверхность модулированных электромагнитных волн. Как видно из рисунка 1, электронной блок забойной телеметрической системы создаёт по разные стороны от разделителя переменную разность потенциалов. Компоновка бурильной колонны является аналогом открытого колебательного контура. В

результате создаваемые электромагнитные колебания распространяются в пространстве в виде электромагнитной волны. Модулирование данной электромагнитной волны позволяет передавать на поверхность информацию, принимаемую антеннами и передающуюся на компьютер оператора.

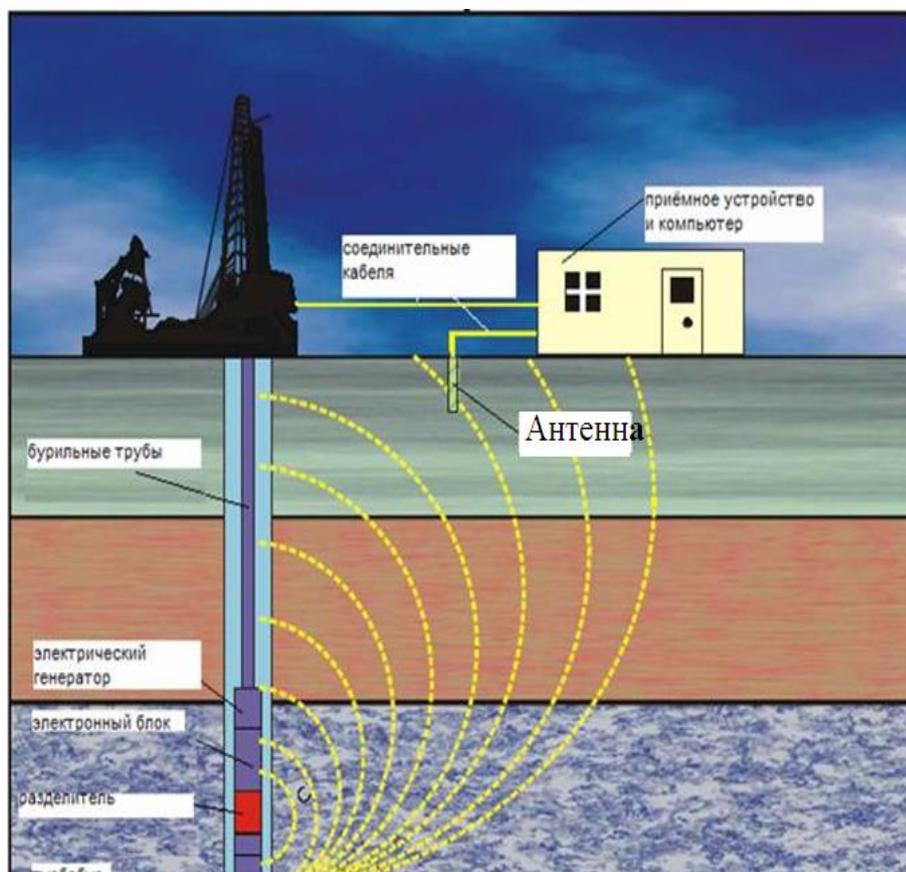


Рисунок 7 – Принципиальная схема работы ЗТС с электромагнитным каналом связи

К основным недостаткам использования телесистем с электромагнитным каналом связи можно отнести низкий уровень устойчивости к помехам и ограничения по дальности связи, во многом определяемым проводимостью горных пород, степенью их перемежаемости, наличием в разрезе непроницаемых для электромагнитной волны пород.

В ряде случаев возникают сложности при установке антенн в труднодоступных местах, отсутствует возможность использования подобных систем при бурении на морском шельфе и в сильно заболоченной местности.

Однако, у рассматриваемой системы телеметрии есть и ряд достоинств, определяющих их широкое применение при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

В первую очередь к ним можно отнести относительную простоту и высокую скорость передачи данных. Они практически не требовательны к качеству бурового раствора. Характеризуются относительной дешевизной систем ввиду их широкой распространённости на рынке.

3.2.3 Гидравлический канал связи

Существенным отличием забойных телесистем с данным каналом связи является наличие в их конструкции устройства, генерирующего импульсы давления в потоке бурового раствора. Гидравлические импульсы, создаваемые данным устройством, передаются по столбу бурового раствора со скоростью примерно 1250 м/с на считывающее устройство, находящееся на устье, и далее – на компьютер оператора, где закодированная таким образом информация интерпретируется и анализируется.

Устройства, генерирующие импульсы давления в близости от забоя, делятся на несколько типов, однако создаваемые ими виды импульсов подразделяются на три вида. Положительные импульсы- генерируются посредством кратковременного и неполного перекрытия трубного пространства, через которое буровой раствор подаётся на забой. Отрицательные импульсы- создаются за счёт кратковременных пропусков бурового раствора из трубного в затрубное пространство через боковой клапан генерирующего устройства. Третий вид импульсов – непрерывная волна, создаваемая вращением клапана пульсатора, приводимого в действие за счёт энергии аккумулятора.

В отличие от уже рассмотренных систем, для забойных телеметрических систем с гидравлическим каналом связи существуют следующие факторы, ограничивающие их применение: необходимость в последовательной передаче информации, плохая помехоустойчивость к работе турбогенератора (в случае его применения). Отсутствует возможности применения при бурении с промывкой аэрированными жидкостями.

Плюсы использования: На проходимость и качество сигнала практически не влияет разрез скважины. В сравнении с ЭКПС отсутствует

целый ряд неудобств, связанных с применением кабеля. Канал связи относительно прост по сравнению с другими существующими. Также важным фактором использования является его ремонтпригодность [2].

Помимо рассмотренного выше ряда ограничивающих факторов, в наиболее общем случае, критическими параметрами, проявляющими своё значение при выборе оборудования, являются планируемая траектория скважины, давления и забойные температуры, осложнения на разных интервалах (поглощение бурового раствора, осыпи, обвалы), профиль удельных сопротивлений (для электромагнитного канала связи) [3].

При выборе конкретной телеметрической системы необходимо учитывать её совместимость с остальными элементами компоновки низа бурильной колонны, возможность установки дополнительного забойного оборудования. В частности, при проектировании использования телесистемы с электромагнитным каналом связи следует учитывать материал бурильных труб.

Важным аспектом, при рассмотрении применяемых систем телеметрии, является качество передаваемых данных. Определяющим фактором здесь является не только способ их передачи по каналу «забой-устье», но и точность установленных в модулях MWD магнитометров и акселерометров, измеряющих зенитные и азимутальные углы во время бурения.

3.3 Выводы к разделу специальный вопрос

Исходя из проведённого анализа применяемых при строительстве скважин систем телеметрии, можно сделать вывод о том, что на данный момент существует множество видов забойных телеметрических систем, реализуемых под конкретные геологические и технологические случаи, которые позволяют производить отслеживание инклинометрических и других данных. Это говорит о том, что бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин не будет снижать свои объёмы, а, следовательно, вопрос о важности изучения применяемых телеметрических систем не теряет своей актуальности.

В результате проведённого анализа был сделан вывод о том, что наиболее часто используемыми типами забойных телеметрических систем являются системы с электромагнитным и гидравлическим каналами связи. Электропроводный же канал связи, ввиду большого числа факторов, ограничивающих его использование во время бурения, применяется в основном, в уже пробуренных скважинах при геофизических исследованиях.

Оптимальное совершенствование телесистем должно реализовываться в направлении, исключающем их минусы.

Для ЭМ канала связи:

Перспектива развития должна осуществляться за счёт повышения мощности сигнала, передаваемого ЗТС, а также за счёт реализации автоматического подбора несущей частоты в зависимости от частоты помех и геологии скважины.

Для Гидравлического канала:

В создании универсальных фильтров, исключающих влияние помех в гидросистеме буровой установки, а также в уменьшении чувствительности к качеству буровых растворов.

Перспективным представляется создание телесистем, совмещающих электромагнитный и гидравлический каналы связи.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б93	Белоглазов Феликс Игоревич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ООП	21.03.01 Нефтегазовое дело / ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость компонентов бурового раствора</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Установленные нормы расходования компонентов бурового раствора</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Общая характеристика предприятия</i>	<i>Основные направления деятельности предприятия</i>
2. <i>Схема о описание организационной структуры управления предприятием</i>	<i>Организационная структура управления предприятием</i>
3. <i>Определение стоимости и норм расхода потребного количества реагентов бурового раствора</i>	<i>Расчет сметной стоимости буровых растворов</i>

Перечень графического материала:

1. Организационная структура управления предприятием
--

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	
--	--

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Белоглазов Феликс Игоревич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

ООО «РН-Бурение» создано в марте 2006 года в результате консолидации сервисных активов ОАО «НК «Роснефть». Уставный капитал Общества составляет 11 000 700 000 рублей.

Участниками ООО «РН-Бурение» являются:

- ООО «РН-Разведка и добыча» с долей участия 68,48259428 %;
- ООО «РН-Иностранные проекты» с долей участия 0,00000003 %;
- ООО «РН-Актив» с долей участия 31,51740569 %.

ООО «РН-Бурение» осуществляет деятельность в направлении бурения нефтяных и газовых скважин эксплуатационного и разведочного фонда. Общество предоставляет оказание сервисных услуг, связанных с различными этапам строительства скважины, в сфере наклонно направленного бурения, заканчивания скважин (осуществление процесса цементирования, перфорации, освоения).

Общество обладает одной из самых разветвленных филиальных сетей в Российской Федерации среди буровых компаний (12 филиалов).

Регионы присутствия ООО «РН-Бурение»: Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Ямало-Ненецкий автономный округ, Республика Коми, Краснодарский край, Красноярский край, Иркутская область, Сахалинская область, Чеченская республика, Оренбургская область, Республика Башкортостан.

Парк буровых установок ООО «РН-Бурение» по состоянию на 01.07.2020 составляет 267 единиц, количество буровых бригад – 209, бригад ЗБС – 88.

4.1.2 Организационная структура предприятия

В ООО «РН-Бурение» осуществляется иерархическая организационная структура управления. Тип – линейно-функциональный. Схема организационной структуры приведена в приложении К. В подчинении у директора находится пять заместителей, из них три функциональных руководителя:

- Заместитель директора по обеспечению производства (руководит отделом материально-технического обеспечения, административно-хозяйственным отделом, службой производственного обеспечения, центральной производственно-диспетчерской службой, сектором транспортного обеспечения);

- Заместитель директора по экономике и финансам (руководит финансово-бюджетным отделом);

- Заместитель директора по безопасности. Через технического директора (линейный директор I уровня) директору ООО «РН-Бурение» подчинены пять линейных директоров II уровня (главный геолог, главный технолог, главный энергетик, главный механик), а также производственно-технический отдел и отдел промышленной безопасности, охраны труда и производственного контроля. Также через заместителя директора по производству (линейный директор I уровня) директору ООО «РН-Бурение» подчинены служба подготовительных работ и комплексного природопользования и цех вышкомонтажных работ.

Рассматриваемая организационная структура управления является выстроенной с учётом наработанного данной компанией опытом и наиболее эффективно отвечает предъявляемым отраслью требованиям.

4.2 Расчёт сметной стоимости буровых растворов

В процессе бурения необходимо выполнения условия, чтобы запас бурового раствора на поверхности был не менее двух объёмов скважины. При этом допускается один из объёмов иметь в виде химических реагентов,

готовых для оперативного приготовления раствора заданных свойств, а второй в виде готового раствора в емкостях.

На основании исходных геологических данных, в пункте 0. были рассчитаны необходимые свойства и компонентный состав буровых растворов, для каждого интервала.

Расчет потребного количества каждого реагента, входящего в состав бурового раствора производится по формуле:

$$M_p = C \cdot V_{\text{потр}}, \quad (1)$$

где C – расход реагента, кг/м³;

M_p – масса реагента, кг.

Количество целых упаковок, необходимых для полного обеспечения материалами и химическими реагентами, определяется по формуле:

$$N_{\text{уп}} = \frac{M_p}{V_{\text{уп}}}, \quad (2)$$

где $V_{\text{уп}}$ – объем упаковки для отдельно взятого реагента: для сыпучих реагентов – мешки (25 и 1000 кг) для реагентов в жидкой форме – бочки (объем 200 л $\approx 0,2\rho_{\text{ж}}$ кг).

Результаты расчета представлены в виде сводной таблицы по всем проектируемым интервалам в приложении Е.

Таким образом, общая стоимость потребного количества реагентов составила 5806150 руб.

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б93	Белоглазов Феликс Игоревич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ООП	21.03.01 Нефтегазовое дело / ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.</p>	<p><i>Объект исследования:</i> технологические решения для строительства эксплуатационной 2х ярусной многозобойной скважины на Юряхскую свиту нефтегазоконденсатного месторождения <i>Область применения:</i> зона проведения буровых работ <i>Рабочая зона:</i> полевые условия <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> лебедка, буровые насосы, буровой инструмент, система трубопроводов, вибросита, гидроциклоны <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> бурение, проведение спуско-подъемных операций, работа на высоте, работа с химическими реагентами</p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>1. ТК РФ Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом; 2. ТК РФ Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом; 3. ТК РФ Статья 299. Продолжительность вахты; 4. ТК РФ Статья 300. Учёт рабочего времени при работе вахтовым методом; 5. ТК РФ Статья 301. Режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом; 6. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя».</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; – Повышенные уровни шума и вибрации; – Повышенная запыленность и загазованность; – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты. – Производственные факторы, связанные с электрическим током;

	<p>–Пожаровзрывоопасность. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> – виброизоляционные элементы одежды; – наушники, вкладыши; – вентиляция; – респираторы и противопыльные тканевые маски; – защитная каска, защитные очки, защитные сапоги.
3. Экологическая безопасность:	<p>Воздействие на атмосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок; – Выбросы при ГНВП. <p>Воздействие на гидросферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом. <p>Воздействие на литосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Вырубка деревьев; – Повреждение или уничтожение почвенного слоя; – Засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами и различными химическими реагентами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Природного характера (лесные пожары); – Техногенного характера (газонефтеводопроявления, взрывы ГСМ, разрушение буровой установки и т.д.). <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Газонефтеводопроявление (ГНВП).

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Белоглазов Феликс Игоревич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной квалификационной работы студента является проектирование строительства эксплуатационной 2х ярусной многозабойной скважины на Юряхскую свиту нефтегазоконденсатного месторождения. Проект содержит выбор и обоснование технологических решений для качественного строительства скважин. При проектировании определяются технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного строительства скважины, такие как: профиль и конструкция скважины, параметры режима бурения, состав компоновки низа бурильной колонны и другие. Также необходимо тщательно прорабатывать экономическую сторону вопроса и выбирать технологии, обеспечивающие требуемую рентабельность. В ходе процесса сооружения скважины последовательно реализуются виды работ, определяемые конкретным этапом строительства.

Разрабатываемые в ходе данной работы технологические решения для строительства скважины предполагают своё потенциальное использование сервисными компаниями, реализующими тот или иной вид работ в процессе строительства или заканчивания, а также организациями, осуществляющими проектную деятельность по разработке технических решений для сооружения скважин.

Технологические мероприятия, проводимые в ходе строительства скважины, сопряжены с возникновением вредных и опасных производственных факторов. Это обуславливает важность соблюдения безопасных условий труда, для предупреждения чрезвычайных ситуаций, а также предотвращает причинение вреда здоровью рабочих и состоянию экологии.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа на буровой производится вахтовым методом, так-как зачастую месторождения располагаются в труднодоступных и удаленных от населенной

местности местах. Режим работы вахтовым методом регламентируется согласно ТК РФ гл. 47 ст. 297-301.

Согласно ТК РФ гл. 47 ст. 297 [4], работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности работников во время выполнения ими работ и междуменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях.

Согласно ТК РФ гл. 47 ст. 298 [5], к работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

В соответствии с ТК РФ гл. 47 ст. 299 [6], продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов.

Согласно ТК РФ гл. 47 ст. 300 [7]:

1. При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год;

2. Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени;

3. Работодатель обязан вести учет рабочего времени и времени отдыха каждого работника, работающего вахтовым методом, по месяцам и за весь учетный период.

Согласно ТК РФ гл. 47 ст. 301 [8]:

1. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего кодекса для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие;

2. В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни междувахтового отдыха;

3. Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором;

4. Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут накапливаться в течение календарного года и суммироваться до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха.

5.2 Производственная безопасность

Потенциально опасные и вредные факторы, характерные при строительстве скважины, представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Потенциально опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».
Повышенный уровень шума и вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность»; ГОСТ Р ИСО 9612-2013 «Измерения шума для оценки его воздействия на человека».
Повышенная запыленность и загазованность	ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»; СП 60.13330.2020 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха».
Отсутствие или недостаток искусственного освещения	РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты.	
Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.019-2017 «Электробезопасность».
Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.044-84 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов».

5.2.1 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды

Буровые работы ведутся в круглогодичном режиме, в зимний период температура воздуха может опускаться до минус 65 °С, с высоким уровнем осадков в виде снега, в летнее время подниматься до плюс 32 °С, осадки в виде дождя. Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего, а в зависимости от времени года, например, к обморожению или получению теплового удара. При несоответствии показателей микроклимата необходимо руководствоваться методическими рекомендациями 70 МР от 28.12.2010 № 2.2.8.0017-10 [9]. В этом документе при выполнении работ категории III не допускается находиться на рабочем месте при температуре воздуха более 31 °С. В летний период необходимо принимать следующие меры: проветривание и кондиционирование помещений (зон отдыха), обеспечение работников чистой питьевой водой, оборудованные места отдыха с нормализованной температурой, защитные конструкции от осадков. В качестве защиты от неблагоприятных

климатических условий в зимний период, необходимо применять коллективные средства защиты: система отопления рабочих помещений, оборудованные места для отдыха и обогрева, защитные конструкции от ветра, осадков, осуществлять чередование труда и отдыха (обогрева), приостанавливать работу при неблагоприятных условиях работы. В качестве индивидуальной защиты используется зимняя спецодежда. При температуре ниже -40°C продолжительность непрерывного пребывания на открытом воздухе должна составлять не более 1,4 ч.

5.2.2 Повышенный уровень шума и вибрации

Источниками повышенного шума на буровой, являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор. Шумы высокой интенсивности могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (например, разрыв барабанной перепонки с кровотечением). В соответствии с требованиями «Санитарных норм и правил по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий N 785-69 от 30 апреля 1969 г.» [10], допустимый уровень звука не должен превышать 85 дБА для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты согласно ГОСТ 12.1.029-80 [11]: звукоизолирующие ограждения зданий и помещений; звукоизолирующие кожухи; звукоизолирующие кабины; акустические экраны, выгородки.

Источники вибрации – это электродвигатели, буровые насосы, ротор, вибросито и дегазатор. Вибрации вызывают поражение нервной и сердечнососудистой систем, утомление, головные боли, тошноту, появление 71 внутренних болей, ощущение тряски внутренних органов, расстройство аппетита, нарушение сна, а также спазмы сосудов. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют $0,1 \text{ м/с}^2$ и $2,0 \text{ мм/с}$ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 [12]. Мероприятия по устранению

вредного воздействия включают в себя использование амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания и СИЗ.

5.2.3 Повышенная запыленность и загазованность

Загрязнение рабочей среды может возникать в результате поступления из скважины пластовых газов или при использовании растворов на углеводородной основе. Загазованность может вызвать развитие различных заболеваний, раздражение, заболевание дыхательных путей. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать ПДК. Наиболее распространенные газы, с которыми сталкиваются рабочие при строительстве скважин, и их ПДК согласно ГОСТ 12.1005-88 [13] следующие: метан CH_4 (содержится в попутном газе) – 300 мг/м³; нефть – 10 мг/м³; сероводород H_2S в присутствии углеводородов ($\text{C}_1\text{-C}_5$) – 3 мг/м³; сернистый газ (SO_2) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³; оксид углерода (CO) (4 класс опасности) – 20 мг/м³. Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: СИЗ и коллективные средства защиты. Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СП 60.13330.2020 [14].

5.2.4 Отсутствие или недостаток искусственного освещения

Работа на буровой протекает в две смены. В ночную смену возникает проблема недостаточной освещенности рабочей зоны. Воздействие недостаточного освещения может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека. Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНПП) [15] и приведены в таблице 36.

Таблица 36 – 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

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

Опасный фактор, связанный с падением с высоты, возможен при проведении спуско-подъемных операций, во время которых помощник бурильщика находится на площадке верхового на высоте 15-20 м от уровня роторной площадки. В приказе Министерства труда и социальной защиты РФ от 16 ноября 2020 г. № 782н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте» [16] установлено, что к работам на высоте относятся работы, при выполнении которых существует вероятность падения с высоты более 1,8 м. При воздействии этого фактора возможно падение верхового рабочего и получение им различных травм, таких как переломы и ушибы. Мероприятия по предупреждению падений рабочих с высоты проводятся согласно ПБНГП 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 и шириной не менее 0,65 м.

5.2.6 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Производственные факторы, связанные с электрическим током. Предотвращение опасности поражения электрическим током при проведении полевых работ, сводится, в основном, к мерам электробезопасности. А также должны выполняться требования к устройству электрической части зданий, помещений и сооружений различного назначения согласно ПУЭ-7 [17].

Должна быть предусмотрена защита от грозových перенапряжений, в соответствии с ПУЭ-7 п.4.2.133-4.2.142.

Причинами поражения электрическим током могут быть: отсутствие заземления и повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением). Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности. Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой. Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств и контура заземления;
- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд;
- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности.

В соответствии Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [15], пункта 1.6 Требования к электрооборудованию буровых установок и нефтегазопромысловых объектов, подпункта 1.6.1. Организационно-технические требования:

Для непосредственного выполнения функций по организации эксплуатации электроустановок руководитель организации должен назначить своим приказом (распоряжением) ответственного за безопасную эксплуатацию электрохозяйства, а также лицо, его замещающее. В организации должны быть определены и оформлены распоряжением руководителя границы обслуживания электрохозяйства электротехническим персоналом.

Персонал, допускаемый к работе с электротехническими установками, электрифицированным инструментом или соприкасающийся по характеру

работы с машинами и механизмами с электроприводом, должен иметь квалификационную группу по электробезопасности, соответствующую требованиям действующих нормативных документов в области электробезопасности.

Прокладка контрольных, осветительных и силовых кабелей напряжением до 1,0 кВ с сечением жил до 70 мм² включительно на буровых установках (внутри помещений и снаружи) должна быть выполнена согласно требованиям главы 2.1 Правил устройства электроустановок.

Обслуживание электроприводов буровых установок под напряжением выше 1000 В должно осуществляться электротехническим персоналом, имеющим группу по электробезопасности не ниже IV.

Оформление наряда-допуска для организации работ на электроустановках должно соответствовать требованиям, предъявляемым Приказом Минтруда России от 15.12.2020 N 903н (ред. от 29.04.2022) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" [18], пункта VI. Организация работ в электроустановках с оформлением наряда-допуска.

При соблюдении указанных организационных и технических мероприятий, риск поражения электрическим током сводится к минимуму. Условия труда соответствуют допустимым.

5.2.7 Пожаровзрывоопасность

Пожары возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями, в результате ГНВП или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный и другие токсичные соединения.

Основными источниками возгорания являются:

- искры, короткое замыкание, разряды молнии;
- разряды статического электричества.

В целях предотвращения пожара на буровой установке, которые чаще всего возникают вследствие ГНВП, проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- оборудование буровой пожарными щитами, огнетушителями ОП-5, ящиками с песком согласно ФЗ-123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.03.2008 [19] и т.д.

Согласно ФЗ-123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.03.2008 (ред. От 14.07.2022), по классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества).

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91 [20].

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91:

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

При подготовке и проведении огневых работ, необходимо соблюдение требований, изложенных в Правилах пожарной безопасности в нефтяной

промышленности ППБО-116-85, пунктах 3,4 «Подготовительные работы», «Проведение огневых работ».

Данный документ также регламентирует перечень основных производственных операций, при которых допускается проведение огневых работ на бурящихся и добывающих скважинах.

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- установка на объекте системы оповещения (звуковой сигнализации) всего персонала, занятого на буровой;
- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП);
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек.

При соблюдении указанных организационных и технических мероприятий, риск возникновения пожаров и взрывов сводится к минимуму. Условия труда соответствуют допустимым.

5.3 Экологическая безопасность

При строительстве скважин загрязнение атмосферы происходит в результате использования дизельных приводов и установок, за счет работы дизельных двигателей различных агрегатов, которые построены на базе грузовых автомобилей, а также источником загрязнений могут быть выбросы при ГНВП. Предельно допустимые выбросы вредных веществ устанавливаются и контролируются согласно ГОСТ 17.2.3.02-78 [21].

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК. В тех случаях, когда реальные выбросы

превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования;
- очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах.

Для предотвращения загрязнения необходимо проектировать электрические приводы оборудования, в процессе бурения проводить необходимые мероприятия для предупреждения ГНВП, а в случае их появления оперативно ликвидировать, применять катализаторы выхлопных газов.

В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. При бурении амбарным методом буровой раствор может загрязнять поверхностные воды. Во время бурения буровой раствор проникает в пласт и контактирует с водонапорными горизонтами, загрязняя их химическими реагентами. Если после цементирования и крепления обсадных труб получился некачественный цементный камень, то возникает вероятность заколонного перетока пластового флюида, который также может контактировать и загрязнять водяные горизонты.

Согласно ГОСТ 17.1.3.12-86 [22] рекомендуется предпринимать следующие меры:

- места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов, бурового раствора, сбора производственных и бытовых отходов, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала буровых работ, при этом отметки платформ и площадок должны быть выше максимального уровня подъема паводковых вод для данной местности; буровой раствор хранить в емкостях, исключаящих его утечку;
- Контроль качества вод в пунктах контроля, входящих в Общегосударственную службу наблюдений и контроля за загрязненностью

объектов природной среды (ОГСНК), осуществляют по ГОСТ 17.1.3.07-82 [23], в пунктах контроля, не входящих в ОГСНК – по программам, согласованным с соответствующими органами государственного контроля за состоянием и качеством вод.

При подготовке площадки для строительства скважин происходит вырубка деревьев, повреждение почвенного слоя, создание искусственных неровностей, засорение почвы производственным мусором и отходами. Во время бурения возможно загрязнение почвы химическими реагентами бурового раствора и углеводородами при их поступлении из скважины.

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 [24] большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке. Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94 [25]. Буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов. По окончании бурения жидкие отходы должны утилизироваться путем их закачки в нефтесборный коллектор.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин: лесные пожары; газонефтеводопроявления; взрывы ГСМ; разрушение буровой установки. Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин является газонефтеводопроявление (ГНВП). В результате всех вышеперечисленных причин возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа и их смеси. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

Согласно ГОСТ 13862-90 [26] «Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к

конструкции», основное устьевое оборудование для ликвидации ГНВП – превенторная установка, которая может включать от одного до четырех превенторов в зависимости от горно-геологических условий и проводимых работ на скважине. При вскрытии и прохождении интервалов возможных ГНВП и дальнейшем бурении до их перекрытия очередной колонной 1 раз в сутки производится проверка исправности противовыбросового оборудования с регистрацией. В случае устранения неисправностей, включающих замены деталей или смену плашек на устье, превенторы должны подвергаться опрессовке. Ликвидация ГНВП проходит в два этапа: вымыв флюида и глушение скважины. В случае, если предотвратить ГНВП невозможно и оно переходит в открытое фонтанирование, работы по ликвидации открытых фонтанов осуществляются противofонтанной службой.

На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [27], можно выделить следующие классы возможных пожаров при ГНВП: пожары горючих жидкостей (В) и пожары газов (С). В качестве первичных средств пожаротушения на территории буровых площадок размещаются пожарные щиты типа ЩП-В.

5.5 Выводы для раздела «социальная ответственность»

В ходе выполнения задания по разделу рассмотрены потенциально опасные и вредные производственные факторы, оказывающие воздействие на здоровье работников, осуществляющих процесс строительства скважины, рассмотрены меры по устранению и снижению степени их негативного воздействия.

Контроль за обеспечением здоровья работников и безопасности окружающей среды является важной составляющей производственного процесса, которые совместно с соблюдением требований по охране труда и правил техники безопасности позволит предотвратить возникновение чрезвычайных ситуаций и улучшить условия труда.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках выпускной квалификационной работы были спроектированы технологические решения для строительства эксплуатационной 2х ярусной многозабойной скважины.

На основании систематизации и анализа исходных геологических данных, а также с учётом требований технического задания были спроектированы профиль и конструкция скважины. Предложены и обоснованы технологические решения для проведения процессов углубления и заканчивания.

В разделе специальной части приведён анализ применяемых при строительстве скважин систем телеметрии. Выделены плюсы и минусы использования различных типов забойных телеметрических систем и определены направления их развития.

В рамках раздела финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена организационная структура предприятия и осуществлён расчёт сметной стоимости компонентов, входящих в состав бурового раствора для каждого из интервалов.

Также был рассмотрен такой немаловажный аспект как вопросы об организационном обеспечении безопасности труда, вопросы экологической безопасности, а также рассмотрение опасных и вредных производственных факторов, влияющий на жизнь и здоровье работников, непосредственно участвующих в процессе строительства скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хайруллин Р.Р. Выполнение каротажа в процессе бурения скважин с применением телеметрической системы LWD Луч-172 // Инновационная наука. 2019.
2. Сапинов, Г.К. Методы ослабления помех в гидроимпульсном канале связи во время работы системы измерения в процессе бурения (MWD)/Г.К. Сапинов//Молодой учёный, 2020.-№19- С. 53-58
3. Курбонов, Ф.А. Повышение помехоустойчивости телеметрической информации / Ш.А. Хайдаров, Ю.В. Мамедов, А.А. Оганесян // Наука и образование сегодня.– 2017. –№7 (18)..12.202
4. Российская Федерация. Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом : Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной Думой 21 декабря 2001 года]. – Москва , 2022.
5. Российская Федерация. Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом : Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной Думой 21 декабря 2001 года]. – Москва , 2022.
6. Российская Федерация. Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 299. Продолжительность вахты : Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной Думой 21 декабря 2001 года]. – Москва , 2022.
7. Российская Федерация. Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 300. Учет рабочего времени при работе вахтовым методом : Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной Думой 21 декабря 2001 года]. – Москва , 2022.
8. Российская Федерация. Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 301. Режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом : Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной Думой 21 декабря 2001 года]. – Москва , 2022.

9. МР 2.2.8.0017-10. Методические рекомендации. Гигиена труда. Средства коллективной и индивидуальной защиты: дата введения 2011-01-28. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200085861> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

10. Санитарные нормы и правила по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий N 785-69: дата введения 1969-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200076312> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

11. ГОСТ 12.1.029-80. Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация: дата введения 1981-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200292> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

12. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования: дата введения 2008-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200059881> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

13. ГОСТ 12.1005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: дата введения 1989-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

14. СП 60.13330.2020. Свод правил. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха: дата введения 2021-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573697256> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

15. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: дата введения 2003-06-30. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/40/40016/index.htm> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

16. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 16 ноября 2020 г. № 782н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте».

17. Правила устройства электроустановок. Издание 7 : официальное издание : утверждены Министерством энергетики Российской Федерации от 8.06.2002 : введены в действие 01.01.2003. – Москва : ОАО «ВНИИЭ», 2003. – 462 с.

18. Приказ министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 г. N 903н. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.

19. Российская Федерация. Законы. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной Думой 22 марта 2008 года]. – URL: <https://mchs.gov.ru/uploads/document/2022-04-08/c907f456516c1f21009131cfdb944deb.pdf> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

20. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования: дата введения 1992-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051953> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

21. ГОСТ 17.2.3.02-78. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями: дата введения 1980-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001355> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

22. ГОСТ 17.1.3.12-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше: дата введения 1987-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004385> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

23. ГОСТ 17.1.3.07-82. Охрана природы. Гидросфера. Правила контроля качества воды водоёмов и водостоков: дата введения 1983-01-01. –

URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012472> (дата обращения: 12.04.2023). –

Текст : электронный.

24. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения: дата введения 1986-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200020658> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

25. РД 39-133-94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше: дата введения 1994-07-01. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/54/54873/> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

26. ГОСТ 13862-90. Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции: дата введения 1992-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200021294> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

Приложение А

(обязательное)

Результаты проектирования компоновок бурильной колонны

Таблица А.1 – КНБК для бурения секции под направление (0–110 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 (0–110 м)							
1	GRD111	0,734	490	-	3-177	Ниппель	300
2	Переводник П 3-177/171	0,39	203	127	3-177	Муфта	93
					3-171	Ниппель	
3	2-КА490,0 СТК М171/171	0,761	490	83	3-171	Муфта	384
					3-171	Муфта	
4	Переводник П 3-163/171	0,52	490	76	3-171	Ниппель	84
					3-163	Муфта	
5	УБТС1-203	36	203	71	3-163	Ниппель	7704
					3-163	Муфта	
6	Переводник П 3-171/163	0,4	198	121	3-163	Ниппель	61
					3-171	Муфта	
7	Обратный клапан КОБ-240РС	0,8	220	43	3-171	Ниппель	167
					3-171	Муфта	
8	Переводник П 3-133 /171	0,22	198	95	3-171	Ниппель	62,3
					3-133	Муфта	
9	ПК-127х9,19 е	71	127	108,6	3-133	Ниппель	2217
					3-133	Муфта	

Таблица А.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (110–881м)

№	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 (110–881 м)							
1	TD-393,7 MVD 711-X1. 3 (IADC M733)	0,463	393,7	-	3-177	Ниппель	0,188
2	Переводник М 3-177/171	0,39	203	127	3-177	Муфта	0,093
					3-171	Муфта	
3	2-КА385,0 СТК Н171/М171	0,825	385	76	3-171	Ниппель	0,2522
					3-171	Муфта	
4	Переводник М 3-171/152	0,517	229	122	3-171	Ниппель	0,060
					3-152	Муфта	
5	ВЗД ДР-240	9	240	-	3-152	Ниппель	2,055
					3-171	Муфта	
7	Переводник П 3-152/171	0,39	197	89	3-171	Ниппель	0,067
					3-152	Муфта	
8	Обратный клапан КОБ -203РС	0,8	203	43	3-152	Ниппель	0,148
					3-152	Муфта	
9	Переводник П 3-133/152	0,178	178	69	3-152	Ниппель	0,063
					3-133	Муфта	
10	УБТН-178	9,2	178	57	3-133	Ниппель	1,600
					3-133	Муфта	
11	Телесистема ЗНК-178	9,2	178		3-133	Ниппель	1,400
					3-133	Муфта	
12	УБТН-178	9,2	178	57	3-133	Ниппель	1,600
					3-133	Муфта	
13	Переводник П-163/133	0,178	178	95	3-133	Ниппель	0,044
					3-163	Муфта	
14	УБТ-203	6	203	71	3-163	Ниппель	1,284
					3-163	Муфта	
15	Переводник П-133/163	0,178	178	89	3-163	Ниппель	0,053
					3-133	Муфта	
16	ЯСС SJ-172НМ	6,8	175	70	3-133	Ниппель	0,750
					3-133	Муфта	
17	ПК-127х9,19 е	828	127	9,19	3-133	Ниппель	25,850
					3-133	Муфта	

Таблица А.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (881–1680 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (881–1680 м)							
1	TD-295,3 MVD 711-X1. 3 (IADC M733)	0,354	295,3	-	3-152	Ниппель	0,084
2	2-КА292,0 СТК М152/147	0,505	292	76	3-152	Муфта	0,103
					3-147	Муфта	
3	Переводник П 3-152/147	0,39	186	101	3-147	Ниппель	0,067
					3-152	Муфта	
4	ВЗД ДР-240	9	240	-	3-152	Ниппель	2,055
					3-171	Муфта	
7	Переводник П 3-152/171	0,39	186	101	3-171	Ниппель	0,067
					3-152	Муфта	
8	Обратный клапан КОБ -203РС	0,8	203	43	3-152	Ниппель	0,148
					3-152	Муфта	
8	Переводник П 3-133/152	0,178	156	59	3-152	Ниппель	0,063
					3-133	Муфта	
9	УБТН-178	9,2	178	57	3-133	Ниппель	1,600
					3-133	Муфта	
10	УБТН -178 (с ЗТС APS Technology)	9,2	178		3-133	Ниппель	1,400
					3-133	Муфта	
11	УБТН-178	9,2	178	57	3-133	Ниппель	1,600
					3-133	Муфта	
12	Переводник П-163/133	0,178	150	95	3-133	Ниппель	0,044
					3-163	Муфта	
13	УБТ-203	6	203	71	3-163	Ниппель	1,284
					3-163	Муфта	
14	Переводник П-133/163	0,178	150	101	3-163	Ниппель	0,053
					3-133	Муфта	
15	ЯСС SJ-172НМ	6,8	175	70	3-133	Ниппель	0,750
					3-133	Муфта	
16	ПК-127х9,19 е	1628	127	9,19	3-133	Ниппель	50,826
					3-133	Муфта	

Таблица А.4 – КНБК для бурения секции под хвостовик (верхний ярус) (1680- 2376 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под хвостовик (1680–2376 м)							
1	FD613SM (IADC 233)	0,273	190,5	-	3-117	Ниппель	0,037
2	Переводник М 3-133/117	0,178	134	58	3-117	Муфта	0,040
					3-133	Муфта	
3	2-K187,0СТ Н133/М133	0,5	187	66	3-133	Ниппель	0,050
					3-133	Муфта	
4	Переводник П 3-117/133	0,178	134	78	3-133	Ниппель	0,0548
					3-117	Муфта	
5	RS165N754	8,652	166		3-117	Ниппель	1,112
					3-133	Муфта	
6	Переводник П 3-122/133	0,37	140	95	3-133	Ниппель	0,0356
					3-122	Муфта	
7	Обратный клапан КОБ-165	0,76	165	36	3-122	Ниппель	0,09
					3-122	Муфта	
8	Переводник П 3-121/122	0,355	140	80	3-122	Ниппель	0,0333
					3-121	Муфта	
9	УБТН-146	6	146	71	3-121	Ниппель	0,6
					3-121	Муфта	
10	УБТН -108 (с ЗТС APS Technology)	9	108	-	3-121	Ниппель	0,4
					3-121	Муфта	
11	УБТН-146	6	146	71	3-121	Ниппель	0,6
					3-121	Муфта	
12	Переводник П 3-133/121	0,355	0,067	80	3-121	Ниппель	0,031
					3-133	Муфта	
13	ПК-127х9,19 е	767	127	9,19	3-133	Ниппель	23,946
					3-133	Муфта	
14	Переводник П 3-102/133	0,178	127	72	3-133	Ниппель	0,035
					3-102	Муфта	
15	ТБТ-121	54	121	65,1	3-102	Ниппель	4,212
					3-102	Муфта	
16	ЯСС SJ-120	6,5	120	66	3-102	Ниппель	0,320
					3-102	Муфта	

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5	6	7	8
17	ТБТ-121	66	121	65,1	3-102	Ниппель	5,148
					3-102	Муфта	
18	Переводник П 3-133/102	0,34	127	75	3-102	Ниппель	0,030
					3-133	Муфта	
19	ПК-127х9,19 е	1449	127	9,19	3-133	Ниппель	45,238
					3-133	Муфта	

Таблица А.5 – КНБК для бурения секции под хвостовик (нижний ярус) (1700- 2450 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под хвостовик (1700–2450 м)							
1	FD613SM (IADC 233)	0,273	190,5	-	3-117	Ниппель	0,037
2	Переводник М 3-133/117	0,178	134	58	3-117	Муфта	0,040
					3-133	Муфта	
3	2-К187,0СТ Н133/М133	0,5	187	66	3-133	Ниппель	0,050
					3-133	Муфта	
4	Переводник П 3-117/133	0,178	134	78	3-133	Ниппель	0,0548
					3-117	Муфта	
5	RS165N754	8,652	166		3-117	Ниппель	1,112
					3-133	Муфта	
6	Переводник П 3-122/133	0,37	140	95	3-133	Ниппель	0,0356
					3-122	Муфта	
7	Обратный клапан КОБ-165	0,76	165	36	3-122	Ниппель	0,09
					3-122	Муфта	
8	Переводник П 3-121/122	0,355	140	80	3-122	Ниппель	0,0333
					3-121	Муфта	
9	УБТН-146	6	146	71	3-121	Ниппель	0,6
					3-121	Муфта	
10	УБТН -108 (с ЗТС APS Technology)	9	108	-	3-121	Ниппель	0,4
					3-121	Муфта	
11	УБТН-146	6	146	71	3-121	Ниппель	0,6
					3-121	Муфта	
12	Переводник П 3-133/121	0,355	140	80	3-121	Ниппель	0,031
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы А.5

1	2	3	4	5	6	7	8
13	ПК-127х9,19 е	839	127	9,19	3-133	Ниппель	26,194
					3-133	Муфта	
14	Переводник П 3-102/133	0,178	127	72	3-133	Ниппель	0,035
					3-102	Муфта	
15	ТБТ-121	54	121	65,1	3-102	Ниппель	2,398
					3-102	Муфта	
16	ЯСС SJ-120	6,5	120	66	3-102	Ниппель	0,320
					3-102	Муфта	
17	ТБТ-121	162	121	65,1	3-102	Ниппель	7,193
					3-102	Муфта	
18	Переводник П 3-133/102	0,34	127	72	3-102	Ниппель	0,030
					3-133	Муфта	
19	ПК-127х9,19 е	1355	127	9,19	3-133	Ниппель	42,303
					3-133	Муфта	

Приложение Б

(обязательное)

Расчёт бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Таблица Б.1 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	110	ПК-127х9,19 Е	127	Е	9,19	3-133	71	2,22	11,07	12,03	12,6
бурение	110	840 (881)	ПК-127х9,19 Е	127	Е	9,19	3-133	828	25,85	35,51	3,75	3,93
бурение	840 (881)	1580 (1680)	ПК-127х9,19 Е	127	Е	9,19	3-133	1628	50,83	60,15	2,21	2,32
бурение	1580 (1680)	1697,5 (2376)	ПК-127х9,19 Е	127	Е	9,19	3-133	1449	45,24	82,01	1,62	1,70
бурение	1594 (1700)	1741,5 (2450)	ПК-127х9,19 Е	127	Е	9,19	3-133	1355	42,30	81,55	1,63	1,71

Приложение В (обязательное)

Геолого-технический наряд на бурение эксплуатационной 2х ярусной многозабойной скважины на Юрхскую свиту нефтегазоконденсатного месторождения

Предприятие: ООО "РН-Бурение"
Месторождение: -
Оборудование:
Буровая установка: БУ 3000/200 - ЭУЖ 1М
Лебедка: ЛБУ - 900 ЭТ 3
Талевая система: 5х6
Роатор: Р - 700
Силовой верхний привод: СВР-320 ЭФР
Насосы: ЧНБ - 1250

Характеристика буровых труб для бурения интервала под хвостовик нижнего яруса			
	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности
НБТ	146	37,5	Д
ТБТ	121	27,95	Д
ТБК	127	9,19	Е

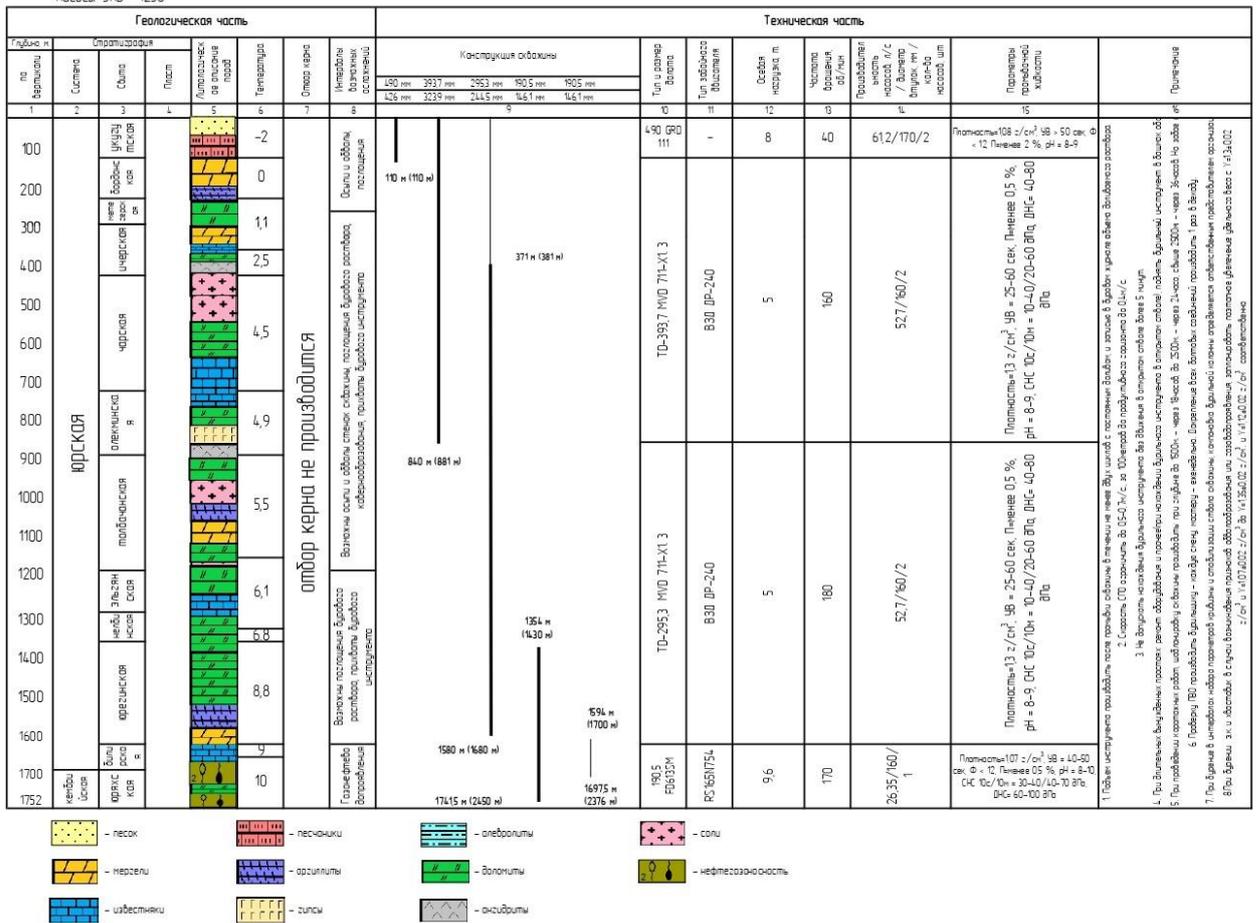


Рисунок В.1 – Геолого-технический наряд

Приложение Г (обязательное)

КНБК для бурения интервала под хвостовик 1700 – 2450м

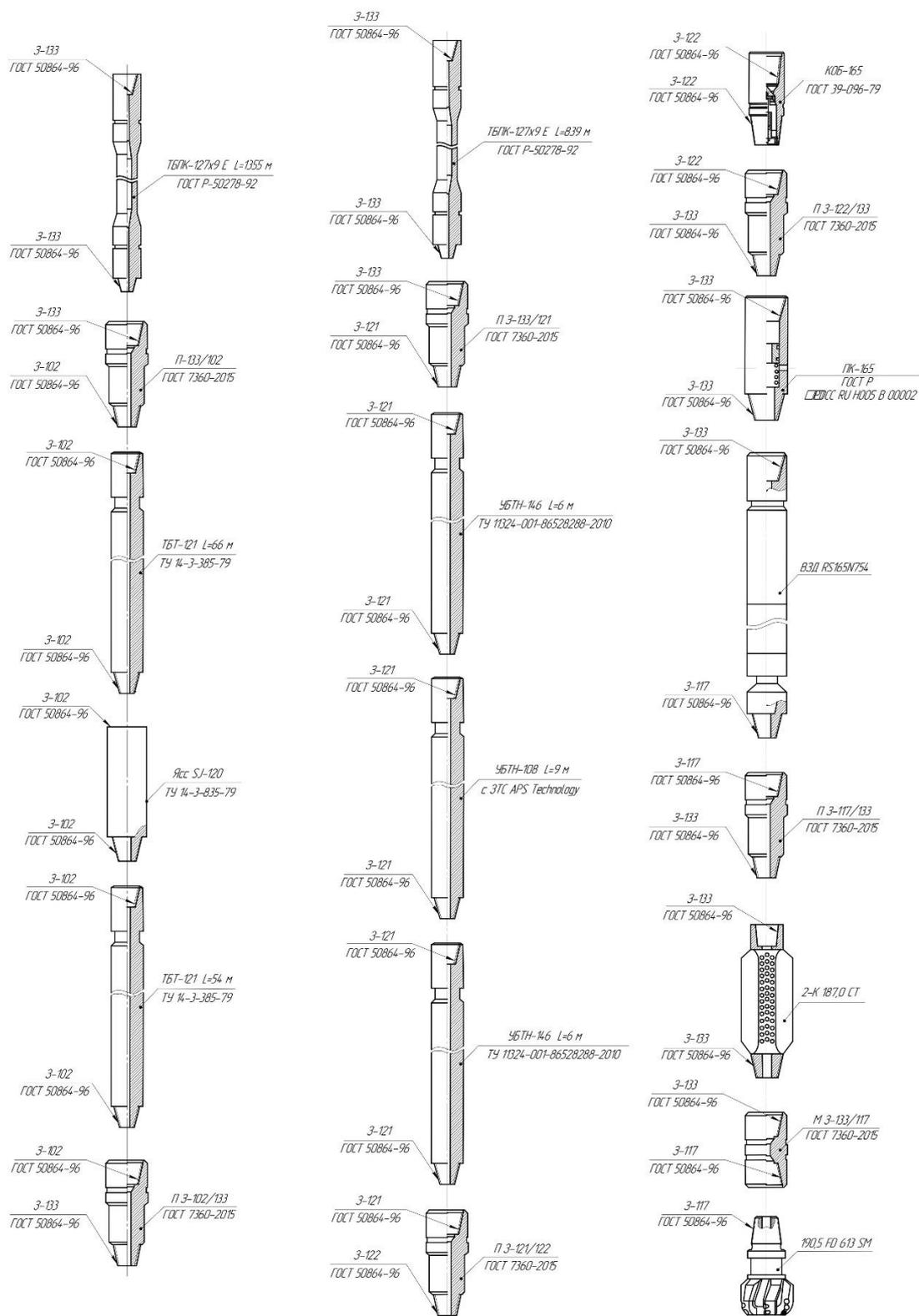


Рисунок Г.1 – КНБК для бурения интервала под хвостовик

Приложение Д

(обязательное)

Расчет гидравлической программы промывки скважин

Таблица Д.1 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	110	БУРЕНИЕ	0,314	0,052	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	14,3	95,3	354,3
Под кондуктор									
110	881	БУРЕНИЕ	0,435	0,043	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	10	83,9	284,7
Под эксплуатационную колонну									
881	1680	БУРЕНИЕ	0,841	0,077	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	10	83,9	284,7
Под хвостовик (верхний ярус)									
1680	2376	БУРЕНИЕ	1,18	0,092	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	11,1	90,8	137,2
Под хвостовик (нижний ярус)									
1700	2450	БУРЕНИЕ	1,187	0,092	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	11,1	90,8	137,2

Таблица Д.2 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	110	БУРЕНИЕ	81,8	57,9	0	13,7	0,3	10
110	881	БУРЕНИЕ	225,9	54,0	72,0	88,6	1,3	10
881	2580	БУРЕНИЕ	247,0	54,0	72,0	106,2	4,7	10
1680	2376	БУРЕНИЕ	265,5	52,1	72,5	124,5	8,9	7,5
1700	2450	БУРЕНИЕ	266,8	52,1	72,5	124,3	10,3	7,5

Таблица Д.3 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	110	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	2	95	170	295,4	0,85	60	30,6	61,2
110	881	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	2	95	160	339,1	0,85	60	26,35	52,7
881	2580	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	2	95	160	339,1	0,85	60	26,35	52,7
1680	2376	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	1	95	160	339,1	0,85	60	26,35	26,35
1700	2450	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	1	95	160	339,1	0,85	60	26,35	26,35

Приложение Е

(обязательное)

Расчет потребного количества химических реагентов

Таблица Е.1 – Расчёт потребного количества химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка	Потребное количество реагентов												Стоимость реагента	
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Хвостовик (верхний)		Хвостовик (нижний)		Итого		Уп.	Итого
			кг	Уп.	кг	Уп.	кг	Уп.	кг	Уп.	кг	Уп.	кг	Уп.	Руб.	Руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
NaOH каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	100,9	4,0	159,3	6,4	144,6	5,8	103,2	4,1	62,9	2,5	570,82	23	2600	59800
SORBER MILD (Na ₂ CO ₃)	Связывание ионов кальция и магния	25	100,9	4,0	382,3	15,3	347,1	13,9	206,3	8,3	125,8	5,0	1162,3	47	950	44650
M-I GEL / Бентонит	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	6723,5	6,7	31854,8	31,9	28921,6	28,9					67500	68	15000	1020000
TehnoPAC LV	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	126,1	5,0	3185,5	127,4	2892,2	115,7					6203,7	249	2100	522900
TehnoPAC PR	Регулятор фильтрации, реологических свойств	25			1592,7	63,7	1446,1	57,8	4126,8	165,1	2516,7	100,7	9682,3	388	2000	776000
Terrasalt (NaCl)	Предотвращение растворения солей, замерзания бурового раствора	1000			7963,7	8,0	7230,4	7,2					15194	16	30000	480000

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
M-I LUBE / Mi-Swaco	Снижение коэффициента трения в скважине	198			1592,7	8,0	1446,1	7,3					3038,8	16	2400	38400
Atren Antifoam марки P	Предотвращение пенообразования	25			63,7	2,5	57,8	2,3	103,2	4,1	62,9	2,5	287,64	12	4000	48000
Барит	Регулирование плотности	1000	5480,4	5,5	22606,6	22,6	20525,0	20,5					48612	49	21600	1058400
LO WATE / Мрамор Карбонат кальция (CaCO3)	Регулирование плотности	1000							8993,9	9,0	5484,8	5,5	14479	15	5000	75000
Биоцидол	Защита от микробиологической деструкции	200							103,2	0,5	62,9	0,3	166,09	1	21000	21000
Хлорид калия	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1000							15475,4	15,5	9437,5	9,4	24913	25	30000	750000
DUO-VIS (биополимер)	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25							876,9	35,1	534,8	21,4	1412	57	16000	912000
Общая стоимость:																5806150

Приложение Ж (обязательное)

Эпюры наружных избыточных давлений

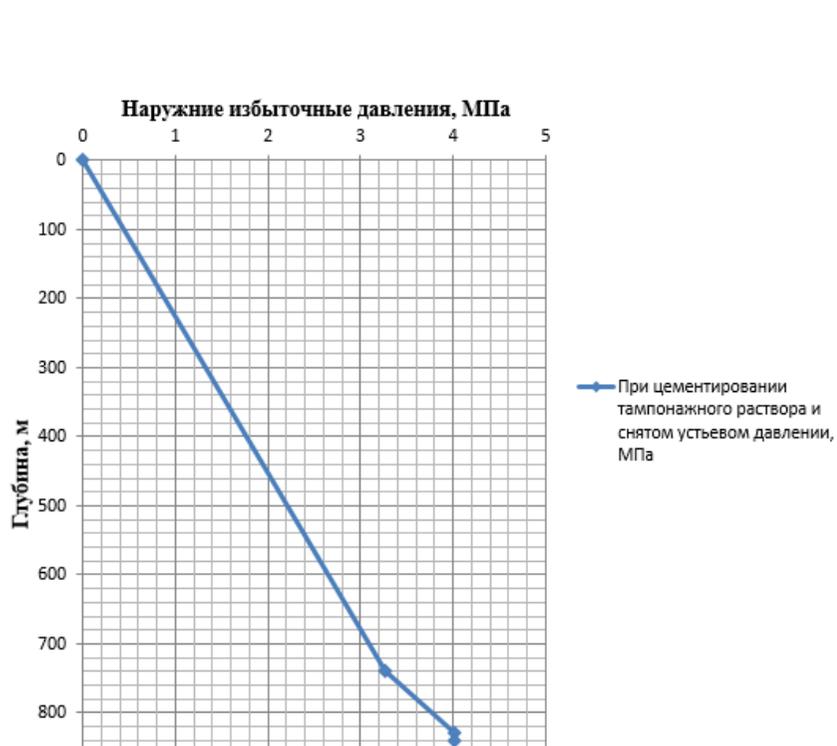


Рисунок Ж.1 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

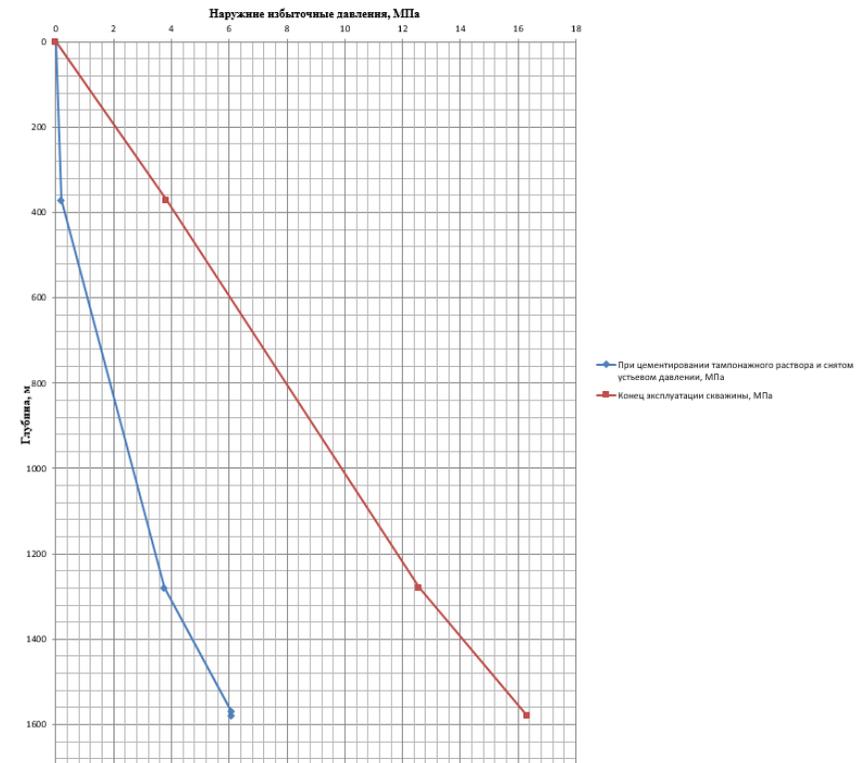


Рисунок Ж.2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

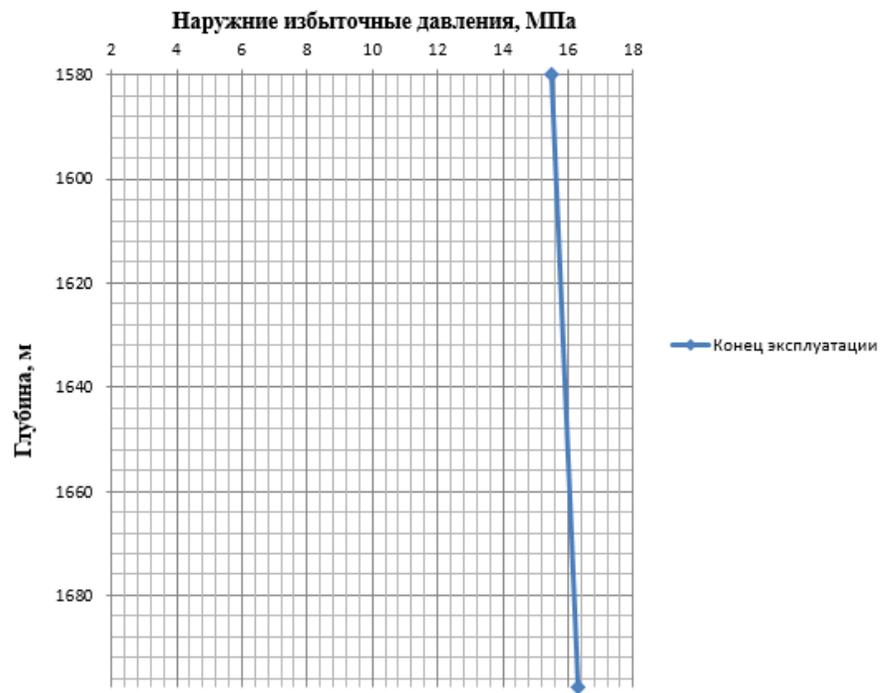


Рисунок Ж.3 – Эпюра наружных избыточных давлений хвостовика верхнего

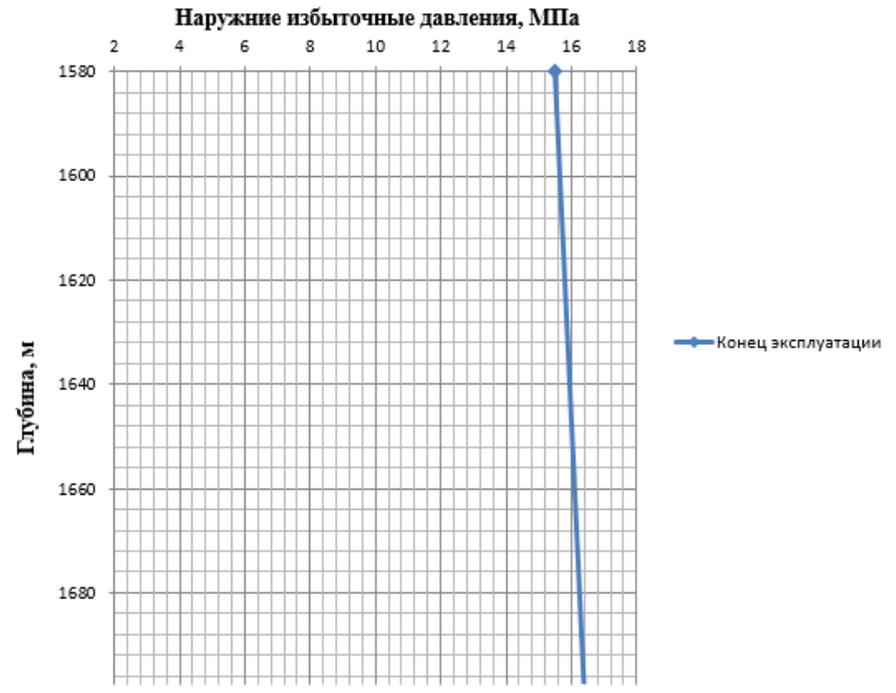


Рисунок Ж.4 – Эпюра наружных избыточных давлений хвостовика нижнего

Приложение И

(обязательное)

Эпюры внутренних избыточных давлений

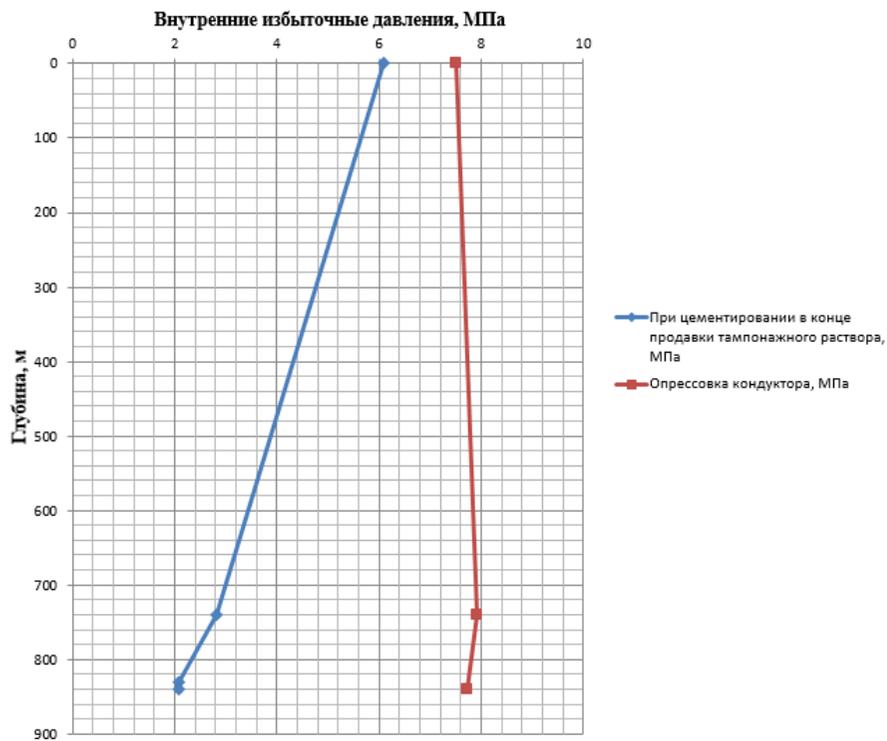


Рисунок И.1 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

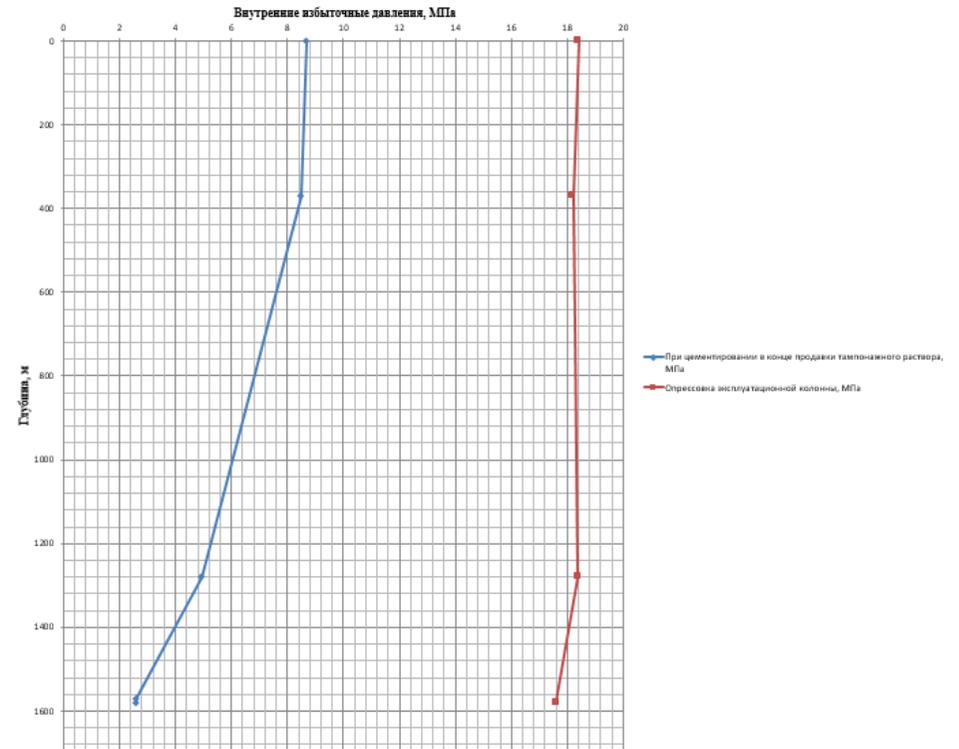


Рисунок И.2– Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

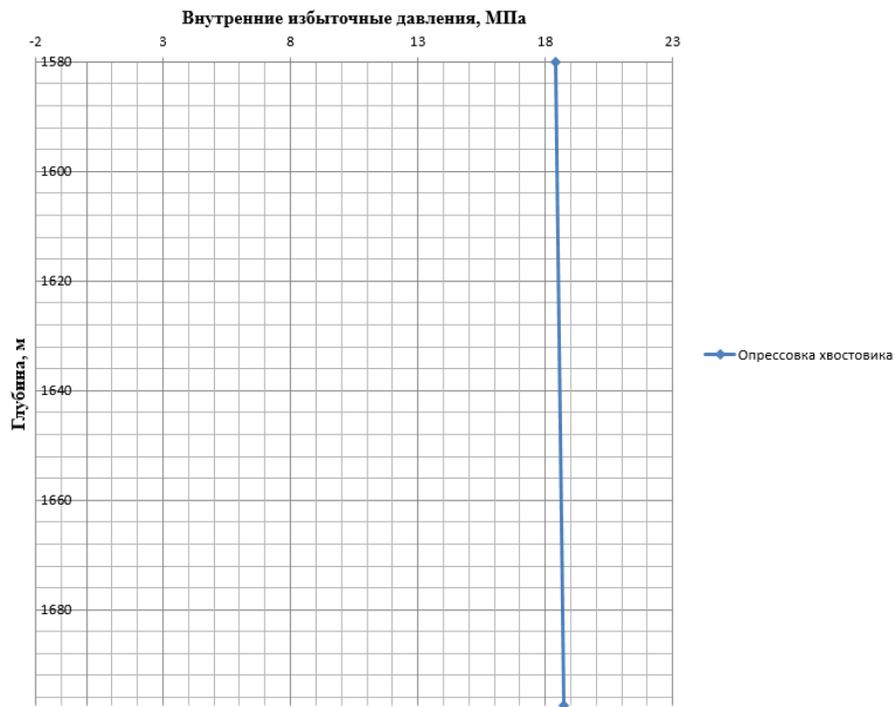


Рисунок И.3 – Эпюра внутренних избыточных давлений хвостовика верхнего

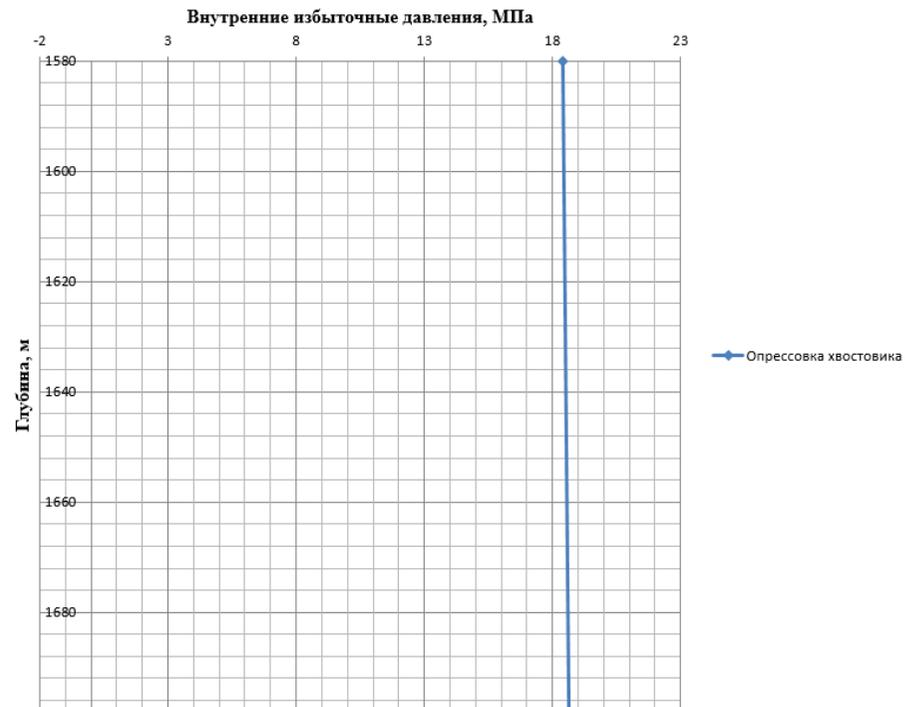


Рисунок И.4 – Эпюра внутренних избыточных давлений хвостовика нижнего

Приложение К

(обязательное)

Организационная структура управления предприятия ООО «РН-Бурение»

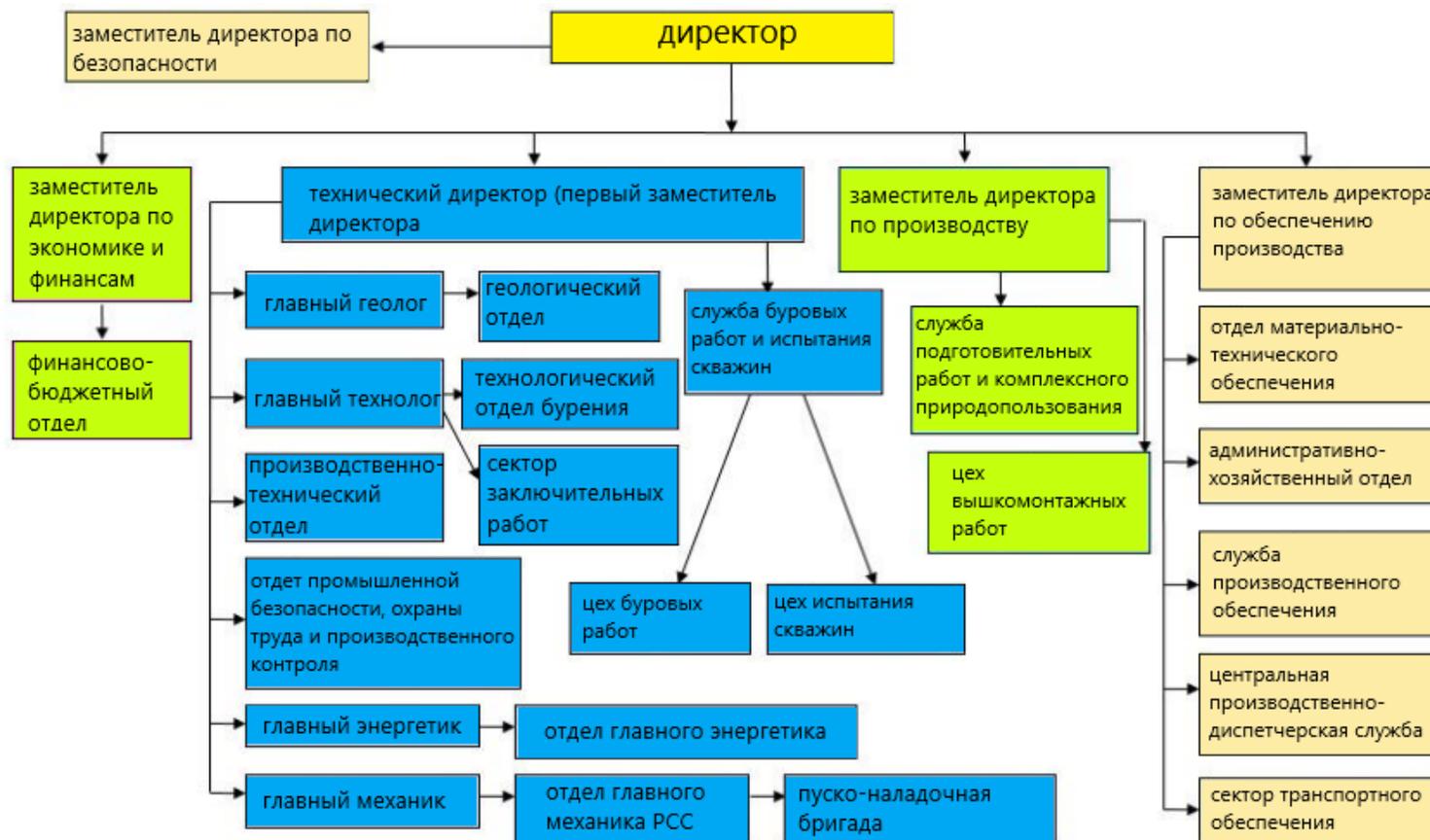


Рисунок К.1 – Организационная структура управления ООО «РН-Бурение»