

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технический проект на сооружение разведочной вертикальной скважины глубиной 4130 метров на газовом месторождении (Тюменская область)

622.143:622.243.22:622.323(24:181m1720)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б6Б	Терентьев Андрей		01.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		03.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		01.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		01.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	–		05.06.2020

Томск – 2021 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б6Б	Терентьев Андрей

Тема работы:

Технический проект на сооружение разведочной вертикальной скважины глубиной 4130 метров на газовом месторождении (Тюменская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2020
--	-------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на газовом месторождении.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; • Обоснование конструкции скважины: (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); • Проектирование процессов заканчивания скважин: (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки; • Виброгаситель-калибратор.
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд)

<i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Виброгаситель-калибратор	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б6Б	Герентьев Андрей		29.02.2020

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

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2020	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
27.03.2020	2. Технологическая часть проекта	40
10.04.2020	3. Виброгаситель-калибратор	15
24.04.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2020	5. Социальная ответственность	15
28.05.2020	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		29.02.2020

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		29.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Терентьев Андрей

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело, профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности бурения разведочной скважины с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	1. Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины.
2. Планирование и формирование бюджета строительства скважины.	2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности строительства скважины.	3. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Е.И.	к.э.н		31.01.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Терентьев Андрей		31.01.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Герентьев Андрей

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технический проект на сооружение разведочной вертикальной скважины глубиной 4130 метров на газовом месторождении (Тюменская область)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: строительство вертикальной разведочной скважины на газовом месторождении Тюменской области
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Федеральные законы и постановления правительства; – «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ); – Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	2.1. Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве разведочной вертикальной скважины: – неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; – повышенные уровни шума и вибрации; – недостаточное освещение рабочей зоны; – повышенная запыленность и загазованность; – необходимые средства защиты от вредных факторов. 2.2 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения: – движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного

	оборудования; – поражение электрическим током; – пожаровзрывоопасность; – необходимые средства защиты от опасных факторов; – работы на высоте.
3. Экологическая безопасность:	3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду/ 3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	4.1 Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте. 4.2 Сделать выбор наиболее типичной ЧС, разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2021
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		31.01.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Герентьев Андрей		31.01.2021

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 106 страниц, 13 рисунков, 54 таблицы, 37 источников литературы и 5 приложений.

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

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 3830 метров на газовом месторождении.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3830 метров на газовом месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Особенности бурения в районах с ММП.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

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

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

Сокращения

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

ГТН – геолого-технический наряд;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

СБТ – стальная бурильная труба;

ЦКОД – цементируемый клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементируемый агрегат

ММП – многолетнемерзлые породы

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	13
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ... 14	
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины.....	14
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения.....	14
1.3 Зоны возможных осложнений.....	14
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	15
2.1 Проектирование конструкции скважины.....	15
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	15
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений	15
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	16
2.1.4 Выбор интервалов цементирования.....	17
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	18
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	18
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	19
2.2.1 Выбор способа бурения	19
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	19
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото.....	20
2.2.4 Расчет частоты вращения долота	21
2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	21
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	23
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны.....	25
2.2.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов	27
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	32
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	35
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважины	35
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность	35
2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	36
2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений.....	39
2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	43
2.3.2 Технологическая оснастка обсадных колонн.....	44
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	45
2.3.3.1 Обоснование способа цементирования.....	45
2.3.3.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	45
2.3.3.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	46
2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	47
2.3.4.1 Проектирование процессов испытания скважин.....	47
2.3.4.2 Выбор жидкости глушения.....	48
2.3.4.3 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов	49
2.3.4.4 Выбор типа пластоиспытателя	50

2.3.4.5 Выбор типа фонтанной арматуры	50
2.4 Выбор буровой установки	51
3 Особенности строительства скважины в районах с многолетнемерзлыми породами (ММП)	52
3.1 Территория распространения многолетнемерзлых пород	52
3.2 Состав ММП	52
3.3 Осложнения при строительстве скважины с ММП.....	53
3.4 Выбор основания БУ в районах с ММП.....	54
3.5 Бурение верхних интервалов с ММП.....	55
3.6 Заключение. Цементирование.	58
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	60
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления ПАО «Сургутнефтегаз»	60
4.1.1 Основные направления деятельности предприятия	60
4.1.2 Организационная структура предприятия	60
4.2 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины.....	61
4.3 Линейный календарный график выполнения работ	63
4.4 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли.....	64
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	66
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	66
5.2 Производственная безопасность	67
5.3 Экологическая безопасность	72
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
Список использованной литературы.....	80
Приложение А	84
Приложение Б.....	89
Приложение Г.....	104

ВВЕДЕНИЕ

При проектировании разведочных скважин зачастую приходится сталкиваться с недостатком информации о разрезе. Таким образом, последующее бурение данной скважины сопряжено с повышенным риском. Для того, чтобы сократить вероятность аварий и осложнений, в процессе проектирования закладываются превентивные мероприятия, способствующие предотвращению осложнений, а также мероприятия для изучения пластов – отбор керна.

Анализ горно-геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен преимущественно глинами, песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Породы преимущественно мягкие с прослойками средних на верхних интервалах и средней твердости на более глубоких.

Разрез представлен тремя продуктивными газонасыщенными пластами.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 4130 м на газовом месторождении с учетом данных горно–геологических условий.

В работе рассматривается возможность использования виброгасителя-калибратора для повышения технико-экономических показателей бурения за счет снижения вибрационной нагрузки на элементы компоновки низа бурильной колонны.

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

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины. Данные представлены в приложении А1–А3. Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления						Температура в конце интервала градус
			Пластового, МПа на м		Гидроразрыва пород, МПа на м		Горного, МПа на м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	
Q	0	100	0,0100	0,0100	0,0160	0,0160	0,0187	0,0187	-2
P ₃ ¹ atl	100	150	0,0100	0,0100	0,0160	0,0160	0,0190	0,0190	-1
P ₂₋₃	150	200	0,0100	0,0100	0,0160	0,0160	0,0194	0,0194	-0.5
P ₂ ² llv	200	300	0,0100	0,0100	0,0160	0,0160	0,0199	0,0199	-0.5
Pg ₁ tb	300	580	0,0100	0,0100	0,0170	0,0170	0,0196	0,0196	2
K ₂ gn	580	860	0,0100	0,0100	0,0170	0,0170	0,0196	0,0196	4
K ₂ br	860	1100	0,0100	0,0100	0,0170	0,0170	0,0197	0,0197	24
K ₂ kz	1100	1150	0,0100	0,0100	0,0170	0,0170	0,0205	0,0205	54
K ₂ +K ₁ pkr	1150	2070	0,0100	0,0100	0,018	0,018	0,0205	0,0205	87
K ₁₋₂ tn	2070	2912	0,0118	0,0118	0,018	0,018	0,0220	0,0220	101
K ₁ sr	2912	3754	0,0100	0,0100	0,019	0,019	0,0222	0,0222	101
K ₁ b	3754	4130	0,0166	0,0166	0,019	0,019	0,0222	0,0222	110

1.2 Характеристика нефтегазоводонности месторождения

Характеристика нефтегазодности месторождения представлены в таблице 1.2. Характеристики водонности представлены в приложении А.4.

Таблица 1.2 – Характеристика газонности

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /т
от	до				
3546	3600	поровый	0,796	4000	100
3635	3694	поровый	0,775	40000	100
4030	4090	поровый	0,788	50000	100

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, обвалы и осыпи стенок скважины, нефтегазоводопроявление представлены в приложениях А5–А7.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

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

2.1 Проектирование конструкции скважины

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Согласно техническому заданию на проектирование проектируется закрытый тип забоя скважины.

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 2.1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

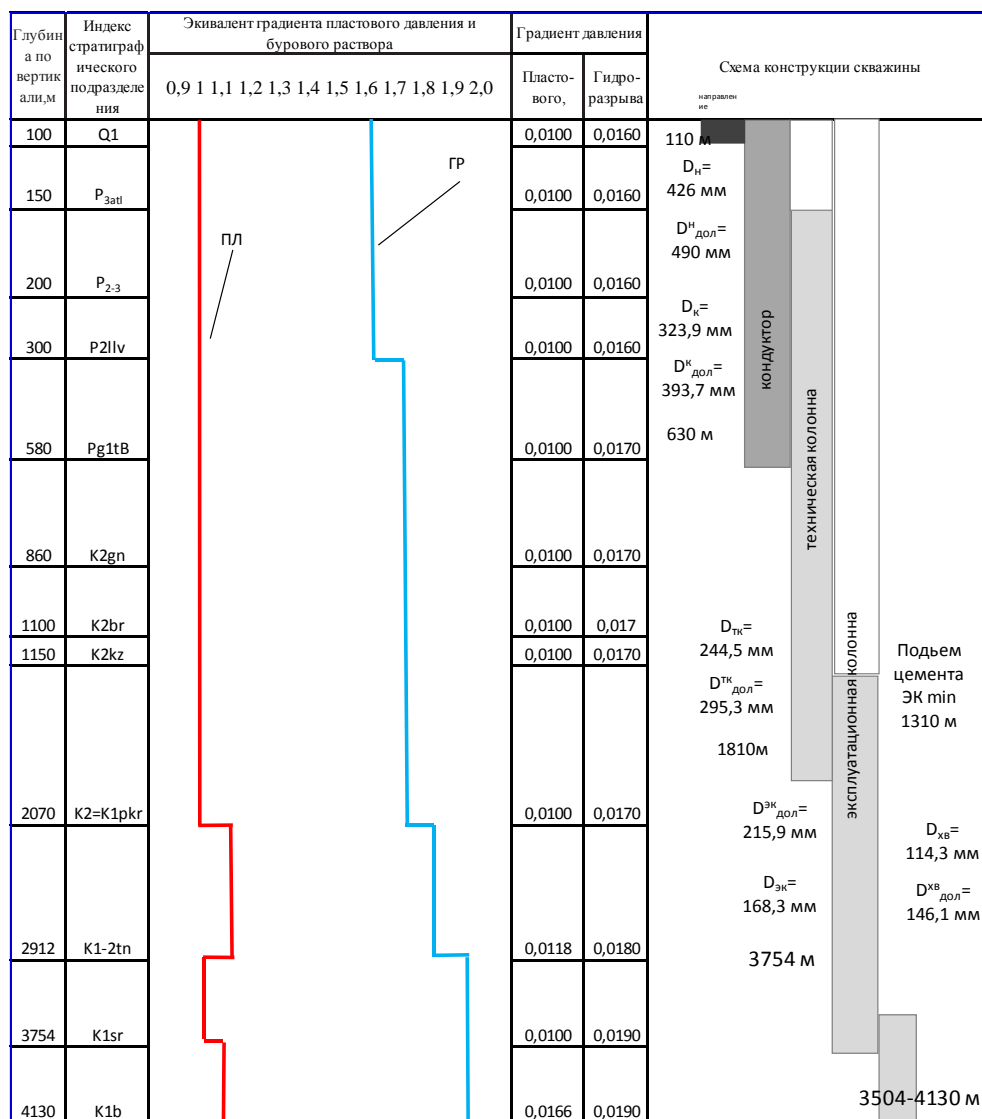


Рисунок 2.1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине в интервале 0-100 м четвертичные отложения и отсутствуют другие осложнения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 110 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. спускается для перекрытия осложненных интервалов. Обычно перекрывают верхнюю часть геологического разреза, где имеются неустойчивые породы, пласты, поглощающие буровой раствор или проявляющие, подающие на поверхность пластовые флюиды, т.е. все те интервалы, которые будут осложнять процесс дальнейшего бурения и вызывать загрязнение окружающей среды. А так же зависит от количества продуктивных пластов, их глубины залегания, градиента пластового давления, градиента давления гидроразрыва, плотности флюида.

В моём варианте имеется три пласта: с газом, поэтому необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны для каждого и выбрать наибольшее значение. (Таблица 2.1).

Анализируя результаты расчета, можно сделать следующие выводы:

кондуктором необходимо перекрыть верхние неустойчивые породы минимальная глубина спуска по моему разрезу составляет 580 метров плюс 50 метров, соответственно глубина спуска равна 630 метров.

необходимо спускать дополнительную промежуточную (техническую) колонну до глубины 1850 м, согласно расчётным значениям (см. Таблицу 2.1) для двух верхних продуктивных пластов, так как нижний продуктивный пласт с АВПД.

согласно расчетов, минимальный спуск предыдущей (эксплуатационной) колонны для третьего (нижнего) продуктивного пласта составляет 3750 метров.

так же есть необходимость в бурении интервала под хвостовик для перекрытия и дальнейшей эксплуатации нижнего продуктивного горизонта с АВПД. Бурение производим до подошвы пласта плюс 40 метров под ЗУМПФ, конечная глубина бурения составляет 4130 метров. Хвостовик устанавливается в интервале 3504-4130 метров.

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора и эксплуатационной колонны

Имя пласта	$K_1(AC_{10})$	$K_1(AC_{11})$	$K_1(AC_{12})$
Глубина кровли продуктивного пласта, м $L_{кр}$	3546	3635	4030
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,100	0,100	0,166
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{грп}$)	0,18	0,18	0,19
Относительная плотность газа по воздуху, ($\gamma=$)	0,796	0,775	0,788
Расчетные значения			
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	354,6	363,5	668,98
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм ($P_{гр}$)	333	342	712,5
Значение параметра e^s	1,14	1,14	1,02
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	309,76	317,70	654,38
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{конд\ min}$)	1810	1900	3754
Требуемый запас	1,08	1,08	1,09
Принимаемая глубина, м	3750		

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 110 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 630 м.

Техническая колонна цементируется до гл. 130 метров с учетом перекрытия.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 м для газовых скважин. Глубина цементирования будет составлять 1350 м.

Хвостовик не цементируемый. Проектируется отдельная эксплуатация пластов К1(АС10), К1(АС11) и К1(АС12), начиная с нижнего пласта К1(АС12).

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который принимается в зависимости от ожидаемого притока, планируемого диаметра керна и условий опробования, эксплуатации и ремонта скважин.

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины.

Хвостовик, диаметров 114,3 мм, долото диаметром 146,1 мм. Так как суммарный дебит газа равен 50000 м³/сут, но присутствуют несовместимые условия бурения, есть необходимость в спуске хвостовика, тогда ориентировочный диаметр эксплуатационной колонны равен 168 мм, тогда наружный диаметр соединительной муфты равен 187,7 мм.

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 168,3 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 215,9 мм.

Диаметр технической колонны составляет 244,5 мм. Для данного диаметра колонны соответствует долото диаметром 295,3 мм. Диаметр технической колонны выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами.

Диаметр кондуктора составляет 323,9 мм, и диаметр долота 393,7 мм.

Диаметр направления составляет 426 мм, а диаметр долота 490 мм.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 56,21 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП6-350/80х35 (350 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК2-35-168x245x324 К1 ХЛ (обвязываются кондуктор, техническая и эксплуатационная колонна).

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения. Под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей. Под интервал хвостовика выбирается роторный способ бурения в связи с высокой требуемой плотностью бурового раствора. Способы бурения по интервалам представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	110	ВЗД
110	630	ВЗД
630	1810	ВЗД
1810	3750	ВЗД
3536	3610	Роторный
3625	3704	Роторный
3704	4020	ВЗД
4020	4100	Роторный
4100	4130	ВЗД

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направление и кондуктор, PDC для интервалов бурения под техническую, эксплуатационную колонны и хвостовик, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал		0-110	110-630	630-1810	1810-3750	3750-4130	3536-3610	3625-3704	4020-4100
Шифр долота		490,0 С- ЦВ213 С	393,7 (15 1/2)FD 419SM	У5- 295,3 ST- 6МС	У6- 215,9S TD-5С	У7- 144,4 ST- 4СТ	У8- 215,9/1 01,6 SCD-4 С	У8- 215,9/1 01,6 SCD-4 С	У8- 142,9/8 0 SC-3 СТ
Тип долота		Ша- рош.	Ша- рош.	PDC	PDC	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	215,9	144,4	215,9	215,9	142,9
Тип горных пород		МС	МС+М	М+МС +С	МС+С	С	С	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 171	3 152	3 117	3 88	3 161	3 161	МК- 119x4x 1:16
	API	7 5/8	6 5/8	6 5/8	4 1/2	3 1/2	-	-	-
Длина, м		0,5	0,45	0,39	0,38	0,28	0,2	0,2	0,2
Масса, кг		275,7	150	110	75	24	22	22	17
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	17-33	7-29	5-10	4-8	2-6	2-6	17-33	7-29
Нагрузка, тс (G)	Максимальная	33	29	10	8	6	6	33	29
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	40-600	40-300	60-220	80-220	60-180	60-220	40-600	40-300
Частота вращения, об/мин (n)	Максимальная	600	300	220	220	180	220	600	300

2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов осевой нагрузки на долото приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал	0-110	110-630	630-1810	1810-3750	3750-4130
Исходные данные					
Диаметр долота, см (D_d)	49	39,37	29,53	21,5	14,4
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	33	29	10	8	6
Результаты проектирования					
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	26,4	23,2	8	6,4	4,8
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	8	8	8	6,4	3

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

2.2.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты частоты вращения долота

Интервал, м	0-110	110-630	630-1810	1810-3750	3750-4130	
Исходные данные						
Скорость, м/с ($V_{д}$)	2,8	2	2	2	2	
Диаметр долота ($D_{д}$)	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,1429
	мм	490	393,7	295,3	215,9	142,9
Результаты проектирования						
Частота вращения n_1 , об/мин	109	97	129	177	267	
Статистическое значение частоты вращения $n_{стат}$, об/мин	40-60	100-140	100-160	100-180	20-40	
Частота вращения $n_{проект}$, об/мин	50	120	130	140	30	

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-110 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин.

2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины.

Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.6.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 45 л/с исходя из статистических данных для данного диаметра долот.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 45 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 60 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 24 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под хвостовик принимается 11 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины.

Таблица 2.6 – Расход бурового раствора.

Интервал, м	0-110	110-630	630-1810	1810-3750	3750-4130
Исходные данные					
Диаметр долота, м (D_d)	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,1444
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (К)	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
Коэффициент кавернзности (K_k)	1,4	1,40	1,2	1,10	1,07
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,14	0,14	0,14	0,13	0,13
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	40	35	30	25	25
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127	0,127	0,089
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	0,0238	0,0222	0,0206	0,00159	0,00127
Число насадок (п)	3	5	5	8	8
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпmin}$)	0,5	0,5	0,75	1	1
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	1,12	1,21	1,18	1,18	1,18
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ ($\rho_{п}$)	1,9	2,1	2,2	2,3	2,4
Результаты проектирования					
Расход, л/с, Q1	123	79	44	24	11
Расход, л/с, Q2	106	68	37	17	8
Расход, л/с, Q3	88	55	42	24	10
Расход, л/с, Q4	42	65	61	7	6
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	42-123	55-79	37-61	7-24	6-11
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	45	45	60	24	11

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

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-110	110-630	630-1810	1810-3750	3750-4130
Исходные данные						
Диаметр долота (D_d)	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,1444
	мм	490	393,7	295,3	215,9	144,4
Нагрузка, кН (G_{oc})		78	78	78	63	47
Расчетный коэффициент, $H^*_{м/кН}$ (Q)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования						
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		286	240	240	178	106
Момент необходимый для разрушения горной породы, $H^*_{м}$ (M_p)		-	4022	3046	1829	959
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, $H^*_{м}$ (M_o)		-	197	148	108	72
Удельный момент долота, $H^*_{м/кН}$ ($M_{уд}$)		-	49	37	27	19

Для интервалов бурения 0-1810метров (интервал бурения под направление, кондуктор и техническую колонну) выбирается винтовой забойный двигатель МВР-240Т, который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 1810-3750 метров (интервал бурения под эксплуатационную колонну) проектируется винтовой забойный двигатель МВР-176ТУ, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
МВР-240Т	0-110	286	9,655	2365	30-75	86-245	10,59	106-288
МВР-240Т	110-630	240	9,655	2365	30-75	86-245	10,59	106-288
МВР-240Т	630-1810	240	9,655	2365	30-75	86-245	10,59	106-288
МВР-176ТУ	1810-3754	178	9,62	1445	19-45	40-140	15,9	65-225
МВР-121Т	3754-4130	106	6,995	365	10-20	90-260	3,87	46-105

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б1–Б8.

Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате.

Табличное значение Q_{TK} для труб 127 мм группы прочности «Е» с толщиной стенки 12,7 мм составляет 174 и 183 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$.

$$Q_{mk-300} = 174 \cdot 0,9 = 156,6 \text{ т};$$

$$Q_{mk-400} = 183 \cdot 0,9 = 164,7 \text{ т}.$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{156,6}{124} = 1,27 > 1,15;$$

$$N_{400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{164,7}{124} = 1,33 > 1,15.$$

Табличное значение Q_{TK} для труб 89 мм группы прочности «Е» с толщиной стенки 11,4 мм составляет 126 и 131 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$.

$$Q_{mk-300} = 126 \cdot 0,9 = 113,3 \text{ т};$$

$$Q_{mk-400} = 131 \cdot 0,9 = 117,4 \text{ т}.$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{113,4}{90,6} = 1,33 > 1,15;$$

$$N_{400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{117,9}{90,6} = 1,38 > 1,15.$$

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	Нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)	
бурение	0	110	ПК 127х12	127	Е	12,7	3-133	61	1,904	13,521	>10	>10	12,9	13,5
бурение	110	630	ПК 127х12	127	Е	12,7	3-133	581	18,15	28,148	9,58	6,43	6,2	6,5
бурение	630	1810	ПК 127х12	127	Е	12,7	3-133	1489	46,482	59,723	3,84	2,65	2,5	2,7
бурение	1810	3750	ПК 127х12	127	Е	12,7	3-133	3693	115,32	124,031	2,01	1,41	1,4	1,47
бурение	3750	4130	ПК 89х11	89	Е	11,4	3-102	4044	85,239	90,62	1,82	1,25	1,25	1,3

2.2.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

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

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{k \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot L}, \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]; \quad (2.1)$$

где L – глубина скважины по стволу, м;

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

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

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

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [4]. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать.

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

Направление, интервал 0-110м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,1 \cdot 0,01 \cdot 10^6}{9,81} = 1121 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Кондуктор, интервал 110-630:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,1 \cdot 0,01 \cdot 10^6}{9,81} = 1121 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Техническая колонна, интервал 630-1810м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,05 \cdot 0,01 \cdot 10^6}{9,81} = 1070 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Эксплуатационная колонна, интервал 1810-3750м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,05 \cdot 0,0118 \cdot 10^6}{9,81} = 1263 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Хвостовик, интервал 3750-4130м:

$$\rho_{\text{бр}} \frac{1,05 \cdot 0,0166 \cdot 10^6}{9,81} = 1777 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right].$$

Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под направление

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

При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 30-40 сек.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бentonитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. Компонентный состав бentonитового раствора представлен в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³	Название материала
Регулятор рН	Поддержание требуемого рН бурового раствора	1	Каустическая сода
Структуро-образователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	60	Глина ПБМБ
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1	Кальцинированная сода
Утяжелитель	Регулирование плотности	122	Барит
Понижитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1	ФХЛС

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,121
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под кондуктор и техническую колонну

Породы, слагающие интервал подкондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор и техническую колонну, следует применить полимерглинистый буровой раствор.

Для предупреждения осыпей и обвалов необходимо химически обработать буровой раствор ингибитором DrillingDetergent.

Для предупреждения возможных поглощений используется ПАЦ НВ. Компонентный состав полимер-глинистого раствора представлен в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Компонентный полимер-глинистого раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	0,8-1,2
Глинопорошок	15
Каустическая сода	0,4-0,5
Полиакриламид	0,2-0,5
ПАВ	3-5
ПАЦ НВ	5
DrillingDetergent	1
Барит	221

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,121(кондуктор),1.18(тех.колонна)
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под эксплуатационную колонну и хвостовик

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. Данные проблемы решаются с использованием полимерного (инкапсулированного) бурового раствора. Данный тип растворов

предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимую мраморную крошку.

Данный буровой раствор обрабатывается CaCO₃ (кольматант, утяжелитель средний) для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль pH), биополимерами (структурообразователь), смазочными добавкам(снижение коэффициента трения), инкапсуляторами(регулятор водоотдачи). При бурении под хвостовик основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств, продуктивного пласта. В связи с АВПД нижнего продуктивного пласта, необходимо поддерживать расчетную плотность бурового раствора 1816 кг/м³. В утяжелении нет необходимости, так как, интервал под эксплуатационную колонну заканчивали буровым раствором с плотностью 1928 кг/м³. Перед бурением интервала под хвостовик необходимо разбавить буровой раствор, свежеприготовленным, до необходимой плотности. Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора представлен в таблице 2.14. Технологические свойства базового неутяжеленного ингибирующего раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну и хвостовик представлены в таблице 2.15.

Таблица 2.14 – Компонентный состав ингибирующего раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Каустическая сода	0,3
Мраморная крошка	135
Биополимер	0,3
ПАЦ ВВ	1
ПАЦ НВ	4
Инкапсулятор	1
Смазывающая добавка	9-10
POTASSIUM CHLORIDE	50

Таблица 2.15 – Технологические свойства ингибирующего раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,816 (экл. колонна), 1,928 (хвостовик)
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	4-6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Б.9.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Б.10.

2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

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

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект).

Результаты расчета представлены в таблицах 2.16, 2.17, 2.18.

Таблица 2.16 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	110	БУРЕНИЕ	0,187	0,025	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	13	117,8	431
Под кондуктор									
110	630	БУРЕНИЕ	0,349	0,038	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	12	82,3	224,9
Под техническую колонну									
630	1810	БУРЕНИЕ	0,845	0,086	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	20	37,4	57,3
Под эксплуатационную колонну									
1810	3750	БУРЕНИЕ	1,466	0,111	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	9,5	71,4	154,7
Под хвостовик									
3750	4130	БУРЕНИЕ	1,22	0,085	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	7	46,4	31,2

Таблица 2.17 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	110	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	0,95	180	219,6	0,95	75	23,46	46,92
110	630	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	0,95	160	275,4	0,95	95	23,26	46,51
630	1810	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	0,95	160	275,4	0,95	120	29,38	58,75
1810	3750	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	0,95	150	316,85	0,95	93	20,23	40,47
3750	4130	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	0,95	140	367,2	0,95	75	14,28	14,28

Таблица 2.18 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)		насадках долота	забойном двигателе				
0	110	БУРЕНИЕ	134,9	91,9	28	4,9	0,1	10
110	630	БУРЕНИЕ	144,9	48,4	53,5	32	1	10
630	1810	БУРЕНИЕ	240,1	9,8	66,3	148,9	5,2	10
1810	3750	БУРЕНИЕ	279,9	38,2	49,4	157,5	24,8	10
3750	4130	БУРЕНИЕ	338,9	21,8	81,8	183,8	47,9	3,6

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

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

- 3536-3610 м;
- 3625-3704 м;
- 4020-4100 м.

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

В таблице 2.19 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 2.19 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
3536-3610	СК-168/100	2-5	20-40	15-20
3625-3704				
4020-4100	СК-131/80	1-3	20-40	10

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1030
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1450	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1850
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	-	Глубина скважины, м	3750
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	1310	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	304
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	20	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	-

2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

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

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

На рисунках 2.2-2.5 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для хвостовика, эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

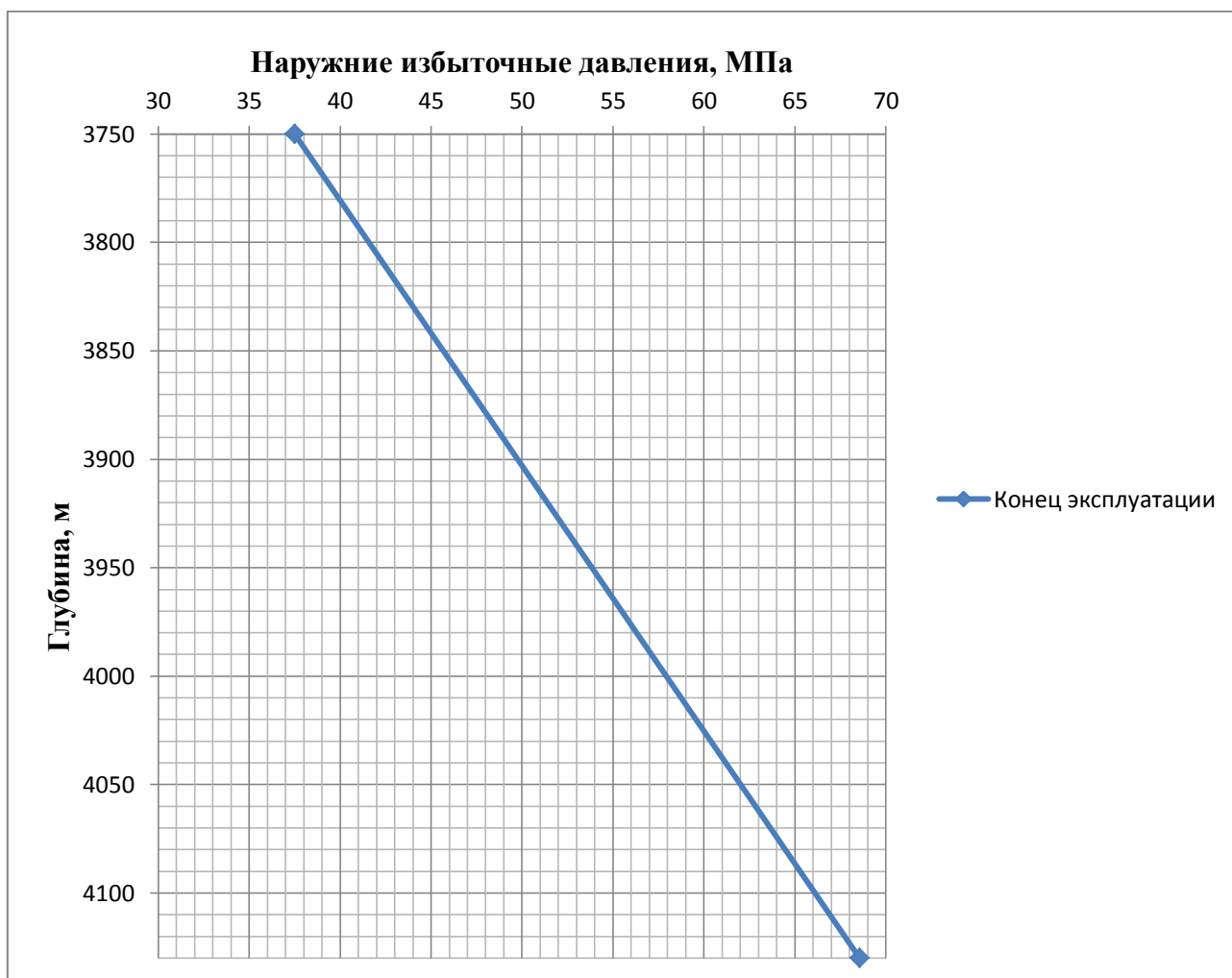


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений хвостовика



Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

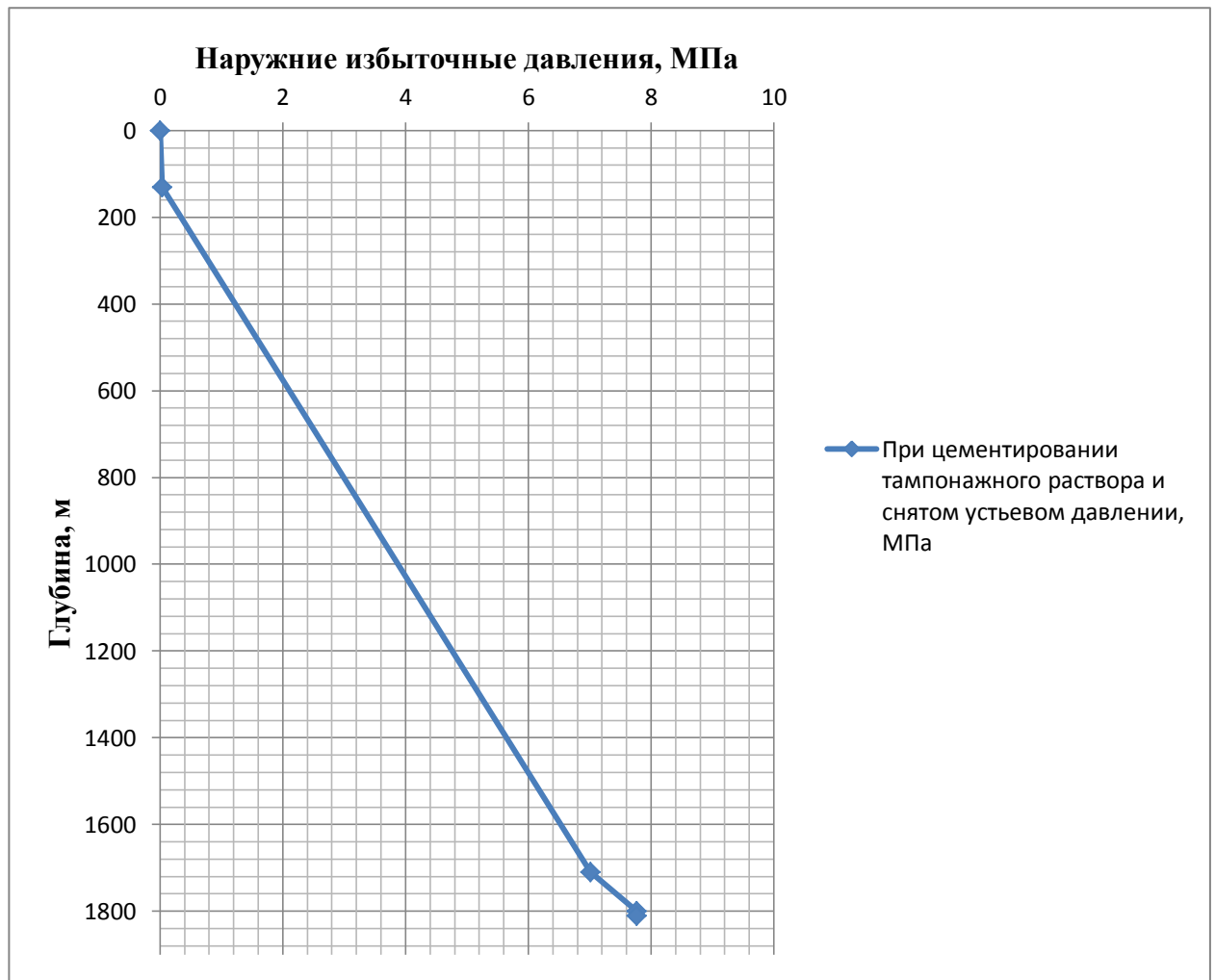


Рисунок 2.4 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

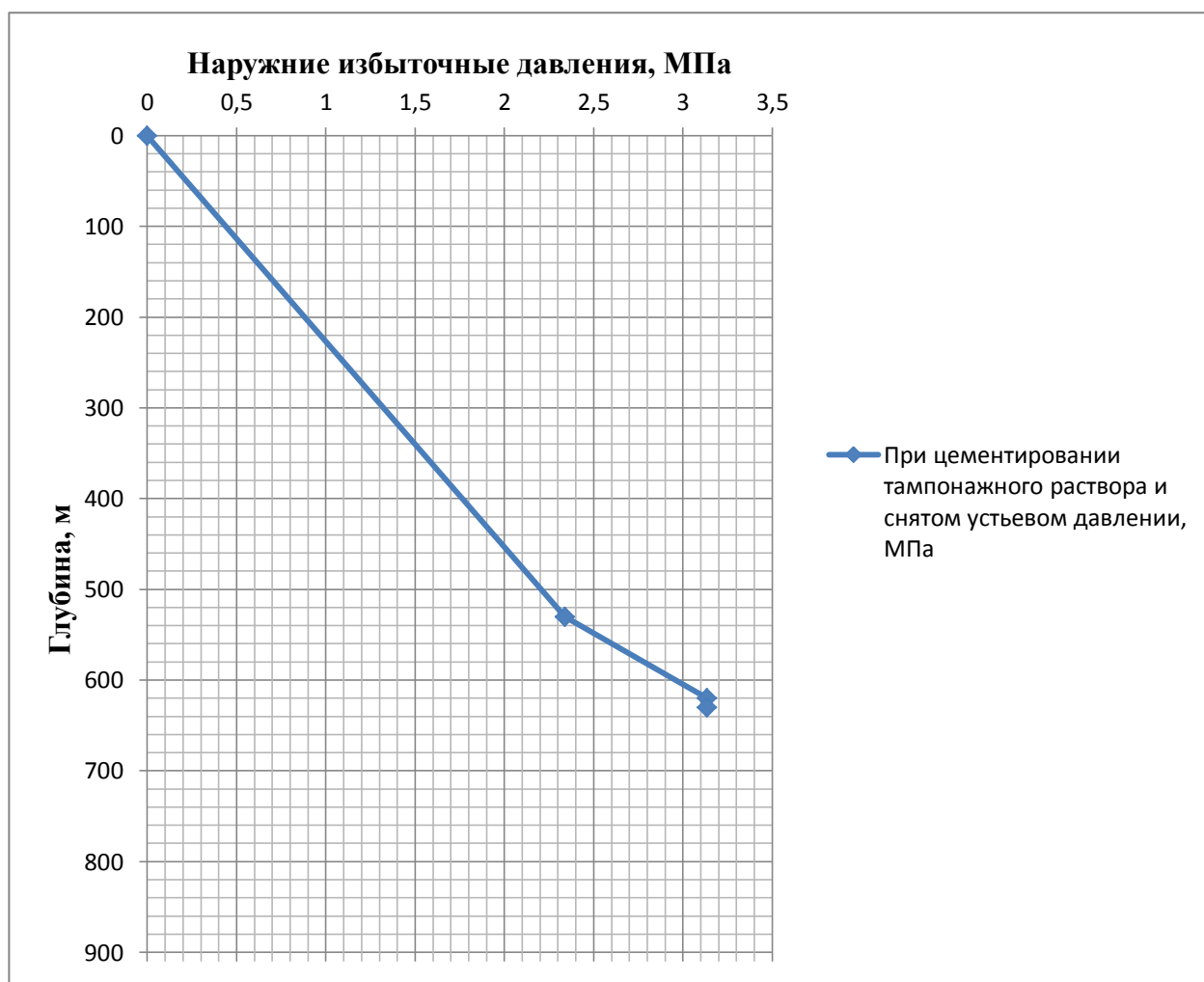


Рисунок 2.5 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

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.

На рисунках 2.6-2.9 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для хвостовика, эксплуатационной колонны и

кондуктора соответственно.

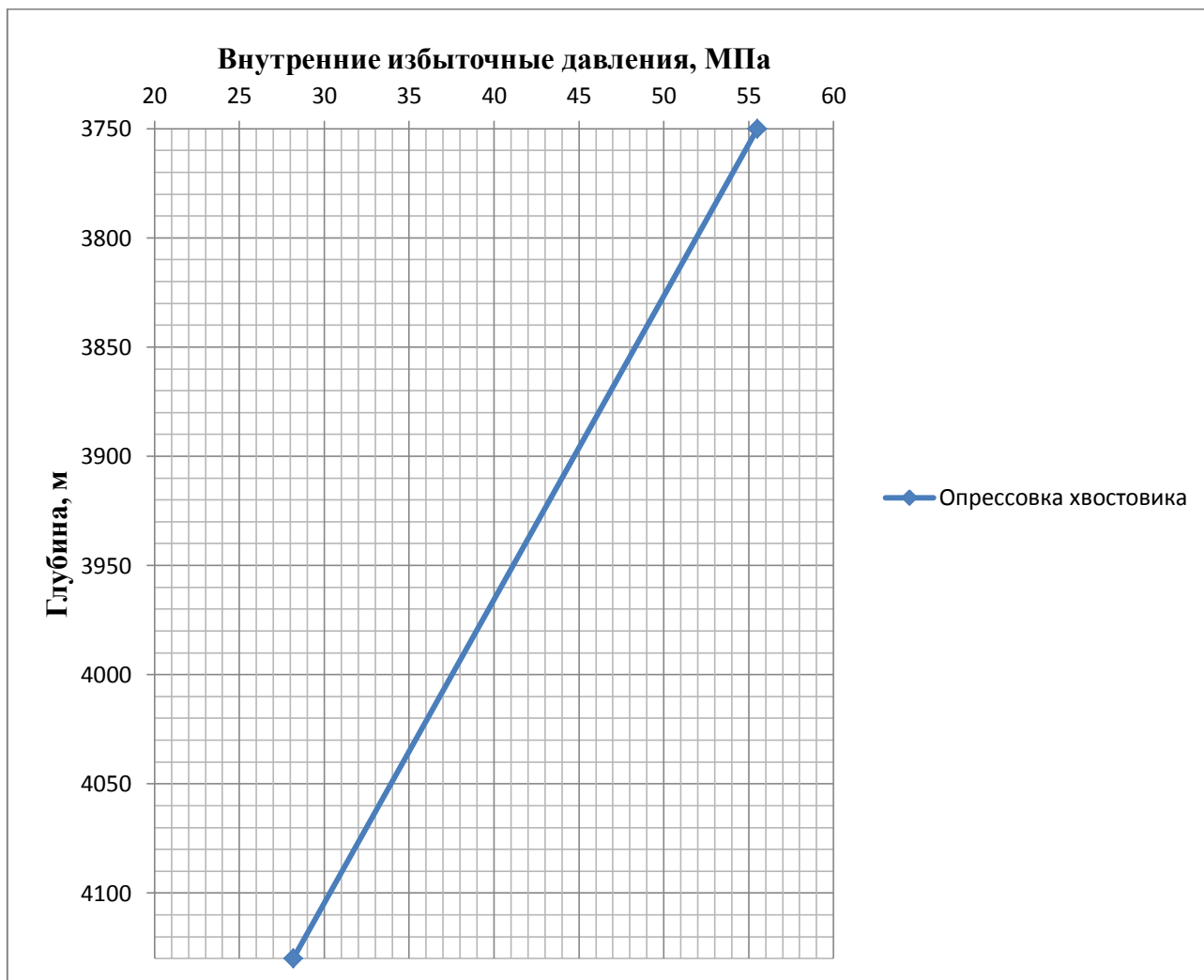


Рисунок 2.6 – Эюра внутренних избыточных давлений хвостовика

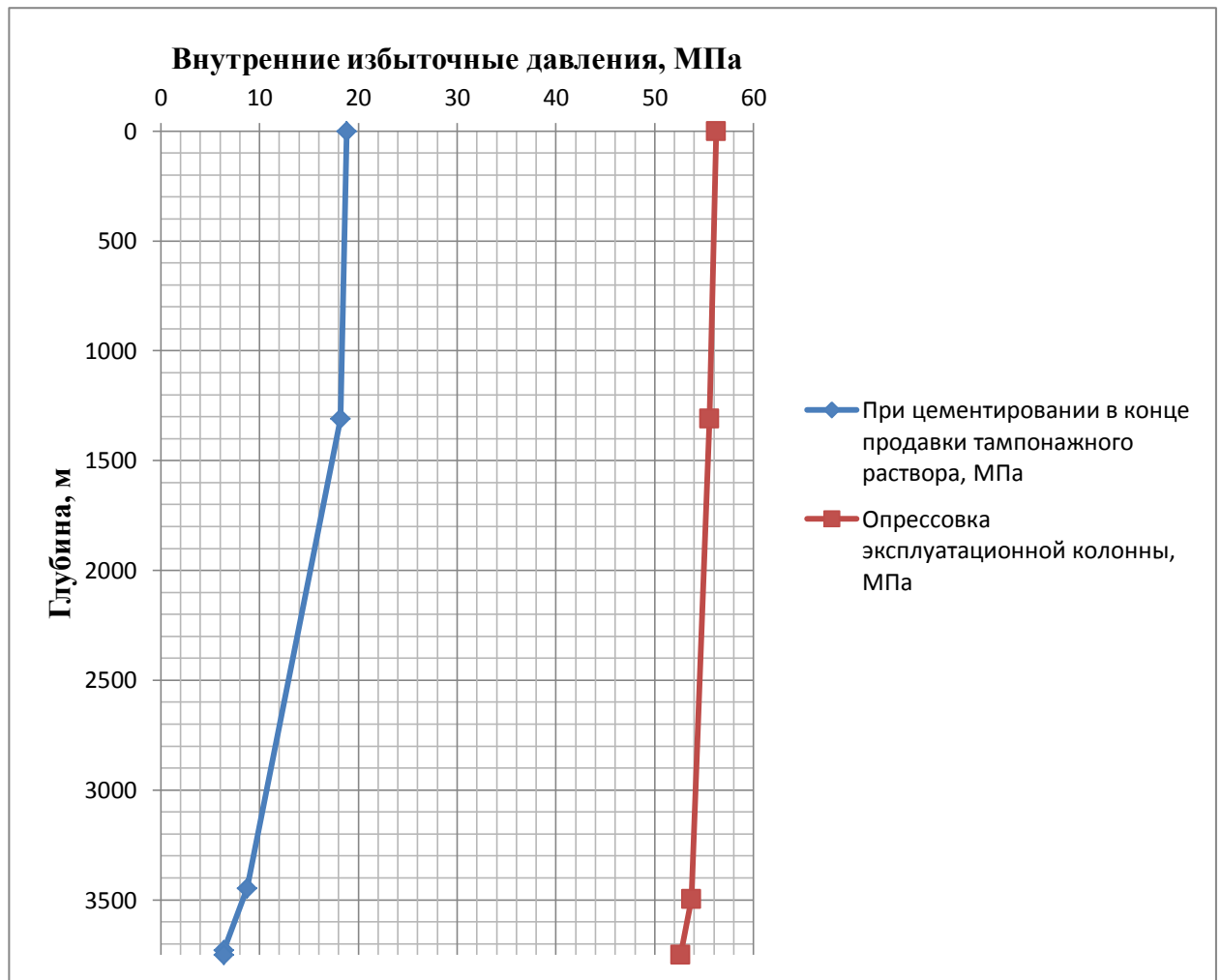


Рисунок 2.7 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

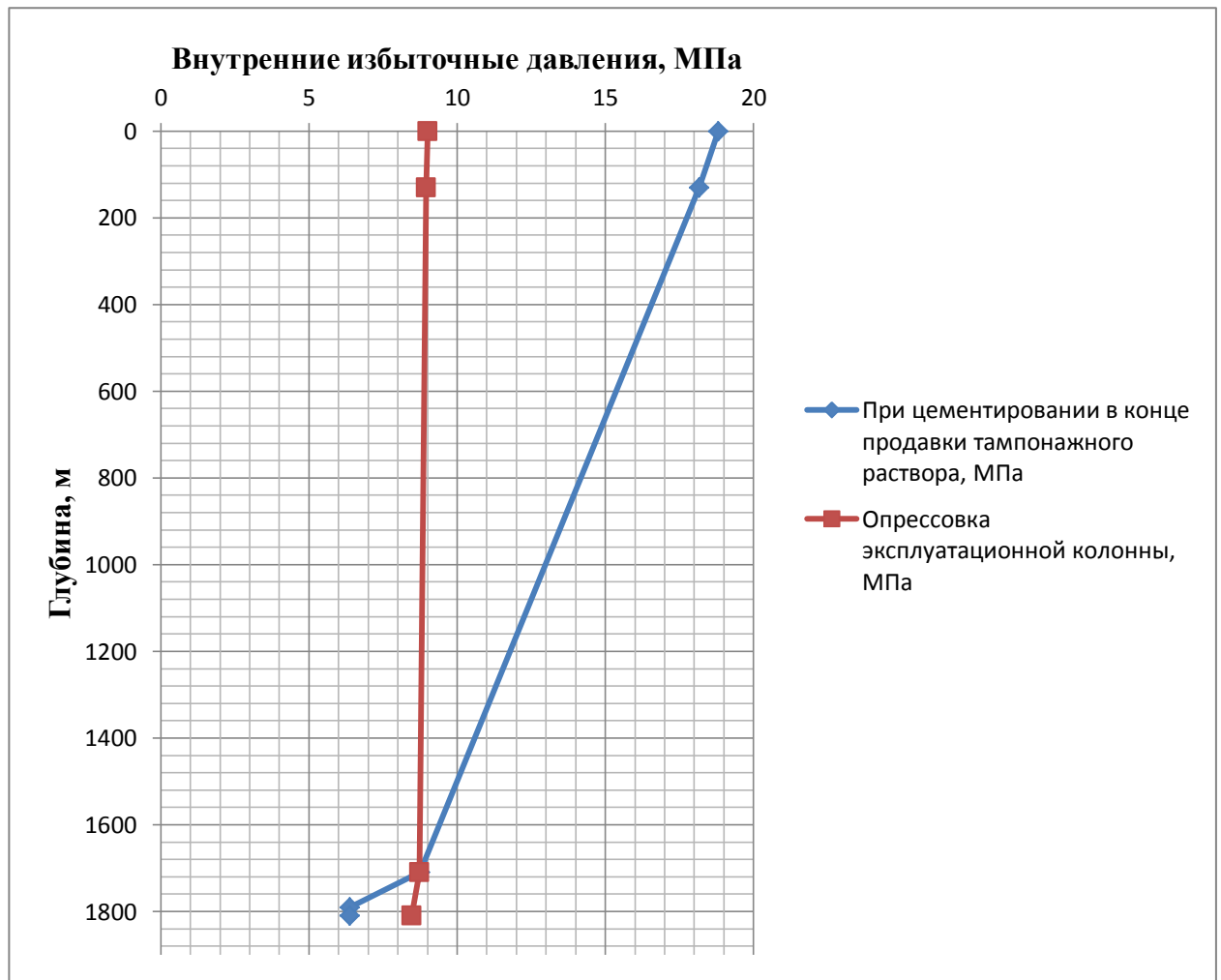


Рисунок 2.8 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны

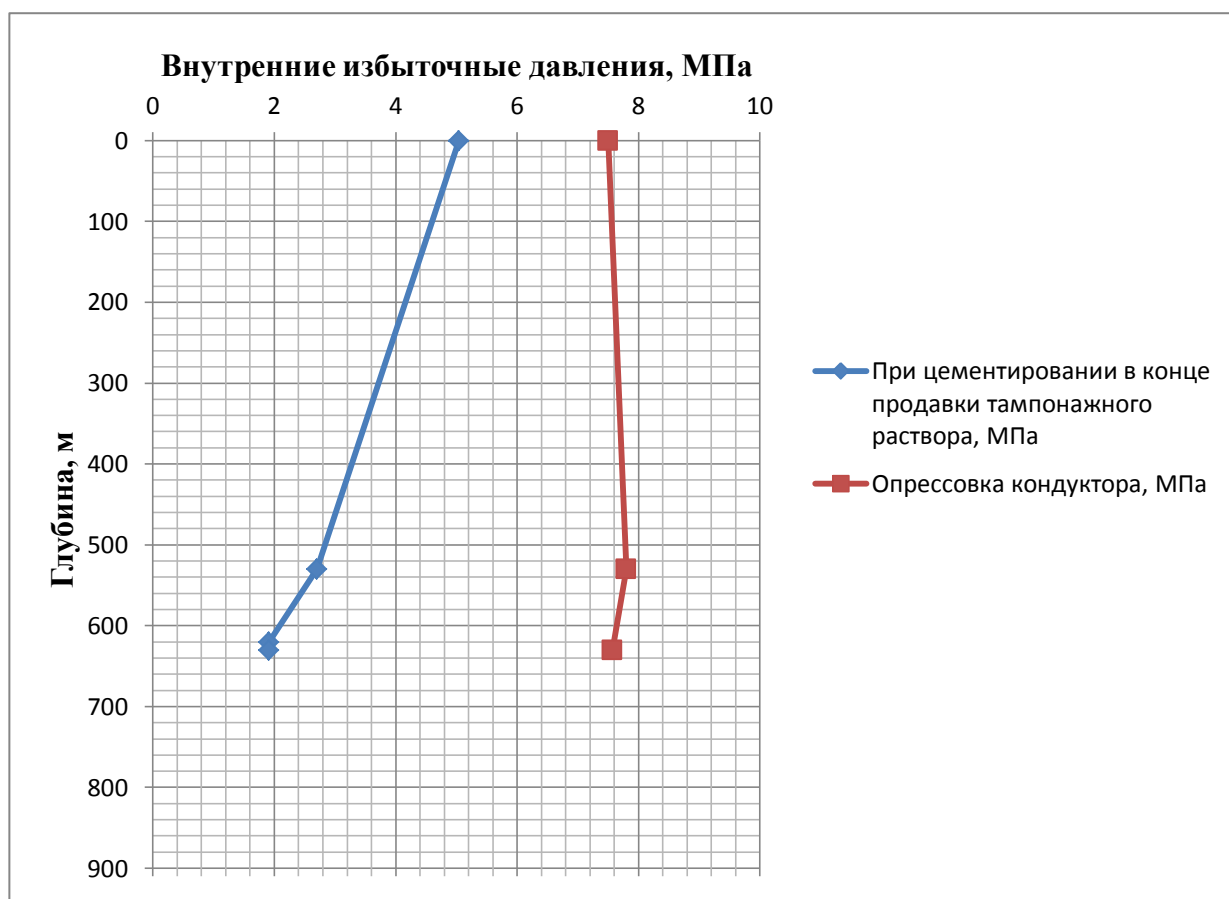


Рисунок 2.9 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	10	110	1,044	11484	11484	0-110
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	630	67,2	42210	42210	0-630
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	1810	47,2	85432	85432	0-1810
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Е	12,1	3750	46,6	174750	174750	0-3750
Хвостовик								
1	ОТТМ	М	8,6	626	22,2	13897	13897	3504-4130

2.3.2 Технологическая оснастка обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементированья эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, Дусл	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Хвостовик, 127 мм	БКМ-114 («Уралнефтемаш»)	4130	4130	1	1
	ЦПЦ-114/215 («НефтьКам»)	3504	3750	7	7
	ЦПЦ-114/215 («НефтьКам»)	3750	4130	12	12
	ТГС.ОТН-114/168	3502	3504	1	1
Эксплуатационная, 168 мм	БКМ-168 («Уралнефтемаш»)	3750	3750	1	1
	ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	3730	3740	2	2
	ЦПЦ-168/215 («НефтьКам»)	0	1810	38	99
		1810	3540	44	
		3540	3600	6	
		3600	3630	1	
		3630	3700	7	
		3700	3750	3	
	ЦТ 168/215 («НефтьКам»)	1800	2070	13	30
		3530	3610	8	
		3620	3710	9	
ПРП-Ц-В-168 («Уралнефтемаш»)	3730	3730	1	1	
ПРП-Ц-Н-168 («Уралнефтемаш»)	3740	3740	1	1	
Техническая, 244,5 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	1810	1810	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1800	1800	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	630	14	42
		630	1900	28	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1800	1800	1	1	
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	630	630	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	620	620	1	1

Продолжение таблицы 2.22

	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	110	7	24
		110	630	17	
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	620	620	1	1
Направление, 426 мм	БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	110	110	1	1
	ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	100	100	1	1
	ЦПЦ-426/490 («НефтьКам» »)	0	110	5	5
	ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	100	100	1	1

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

2.3.3.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$R_{гскп} + R_{гдкп} \leq 0,95 \cdot R_{гр}, \quad (2.2)$$

Поскольку $54,01 \leq 67,69$ условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень.

2.3.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.23.

Таблица 2.23 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	5,324	1030	1,1	МБП-СМ	77
			4,2	МБП-МВ	63
Продавочная жидкость	62,97	1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	38,7	1450	33,66	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	26634
				НТФ	15,9
Нормальной плотности тампонажный раствор	5,44	1850	3,37	ПЦТ-II-150	7247
				НТФ	2,23

2.3.3.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (2.3)$$

Где $G_{\text{сух}}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т. ;
 G_6 – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

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

Облегченный тампонажный раствор: $m_2 = 23,9 / 10 = 2,4 - 3$ УС 6-30.

Тампонажный раствор нормальной плотности: $m_2 = 7,2 / 13 = 0,6 - 1$ УС 6-30.

На рисунке 2.10 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

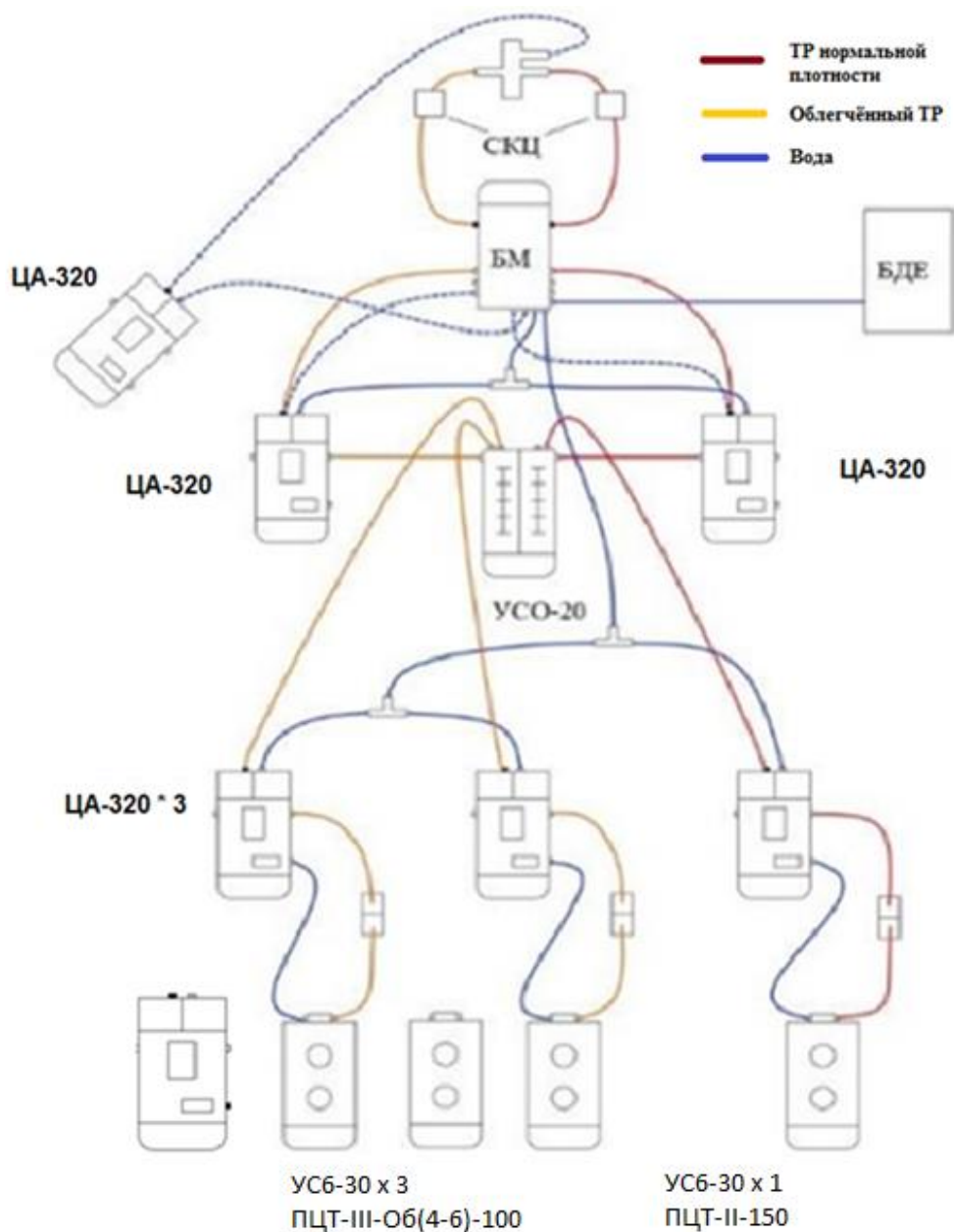


Рисунок 2.10 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники с применением цементосмесительных установок и гидроворонки: СКЦ – станция контроля цементирования, БДЕ – блок дополнительных емкостей, ЦА-320 – цементировочный агрегат, УС 6-30 – цементосмесительная машина, УСО-20 – установка смесительная осреднительная

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.3.4.1 Проектирование процессов испытания скважин

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб

пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

2.3.4.2 Выбор жидкости глушения

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

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности. Для достижения высоких плотностей жидкостей глушения применяются бромиды, например, бромид кальция CaBr_2 .

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

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h}, \text{ кг/м}^3, \quad (2.4)$$

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+0,05) \cdot 0,0166 \cdot 10^6}{9,81} = 1777 \text{ кг/м}^3.$$

Где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [4] давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{\text{пл}}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [4] при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

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

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внЭК}} + V_{\text{внхв}}) = 2 * (68,5 + 2,9) = 123,56 \text{ м}^3 \quad (2.7)$$

Где $V_{\text{внхв}}$ – внутренний объем хвостовика, м^3 ;

$V_{\text{внЭК}}$ – внутренний объем ЭК, м^3 .

2.3.4.3 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

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

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

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

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

Протяженности интервала перфорации более 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на НКТ.

Вид перфорации указан в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
60	НКТ	Кумулятивная	ПКТ73У («ВНИПИ Взрыв геофизика»)	20	1 (Максимальная длина перфоратора 150 м при спуске на НКТ)

2.3.4.4 Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

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

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

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-65.

2.3.4.5 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для

низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчаником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ6-80/65x70.

2.4 Выбор буровой установки

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

В таблице 2.25 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 2.25 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Выбранная буровая установка БУ - 4000/250 ЭК-БМЧ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	124	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	192 > 124
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	175	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	288 > 175
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	227,5	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	320/227,5 = 1,4 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	320		

3 Особенности строительства скважины в районах с многолетнемерзлыми породами (ММП)

3.1 Территория распространения многолетнемерзлых пород

65 процентов или 10 млн.км² территории России простирается зона многолетнемерзлых пород (ММП). Соответственно большой процент работ в нефтегазовой отрасли приходится на эти территории. Еще на этапе проектирования необходимо учитывать специфику региона проведения работ, необходимость в оптимальной конструкции скважин, в наибольшей степени учитывающих все сложности, и мероприятий по повышению качества строительства и крепления скважин, при наличии многолетнемерзлых пород (ММП), отдалённость территории (фактор «пустоты пространства»), отсутствие какой либо инфраструктуры, климатические условия. Из-за удаленности и отсутствия подъездных путей необходимо в зимний период завести необходимое оборудование и материалы для бесперебойной работы буровой. По данным проектирования строительства рассчитывается необходимое количество бурильного инструмента, обсадных колонн, химреагентов для приготовления бурового раствора, ЗИП для замены и ремонта бурового оборудования, типа и количества противовыбросового оборудования, оборудования для испытания и освоения скважины, достаточное количество резервуаров для хранения топлива для силовых агрегатов и работы котельных установок. Нельзя забывать про наличие на буровой аварийного инструмента под все типоразмеры спускаемого в скважину инструмента и оборудования, аварийной бурильной трубы, и запаса химреагентов. Необходимо завести автокрановую и тракторную технику, для осуществления монтажа буровой установки и подвоза оборудования в процессе строительства скважины, технику для проведения цементировочных и исследовательских работ.

3.2 Состав ММП

Во многих северных районах страны, в верхней части геологического разреза многолетнемерзлые породы (ММП) достигают мощности до 600

метров с температурой пород до -80°C , льдистость ММП достигает 70%. В ММП возможно содержание сероводорода и диоксида углерода во вскрываемых пластах, наличие соли и рапы, эти факторы существенно влияют на качество строительства скважин в северных регионах. Кроме того наблюдаются АВПД и АНПД. В составе ММП иногда присутствует поровая вода, незамерзающая, с различной степенью минерализации. Тонкодисперсные мерзлые глины могут содержать незамерзшую воду при температуре достигающей -100°C .

Льдистость ММП влияет на степень осложненности строительства скважин. Льдистость - отношение веса льда к весу сухой породы. Льдистость уменьшается с глубиной, в верхних разрезах некоторых регионов льдистость достигает 60%. Известны случаи вскрытия скважиной пластовых залежей льда мощностью до 20 м. При высокой льдистости в случае растепления породы часть порового пространства освобождается, что приводит к обрушению стенок скважины. При низкой льдистости теплоемкость пород невелика, в этом случае при тепловом воздействии они разрушаются быстрее. Чем меньше льдистость, то частицы пород плотно прилегают друг к другу, и несущую способность обеспечивает скелет породы что уменьшает вероятность осложнений при бурении. В ММП встречаются пропластки талых пород, которых склонны к поглощению БР. В таких пластах поглощения зачастую интенсивные и требуют особых мероприятий для их ликвидации.

Любые горные породы, находящиеся в разрезе скважины, могут быть многолетнемерзлыми, но только слабосвязные (пески, супеси), легко разрушаются при бурении с образованием каверн. Глинистые породы, а тем более породы с минеральными связями, имеющие отрицательную температуру, во время бурения остаются устойчивыми, сохраняется номинальный диаметр скважины, и маловероятны осложнения.

3.3 Осложнения при строительстве скважины с ММП

Вследствие выше перечисленного строительство скважин сопровождается значительными осложнениями. Из наиболее распространенных осложнений, это:

наружные смятия обсадных колонн, происходящие при обратном промерзании ММП, во время капитального ремонта и остановки скважины (рис.3.1).

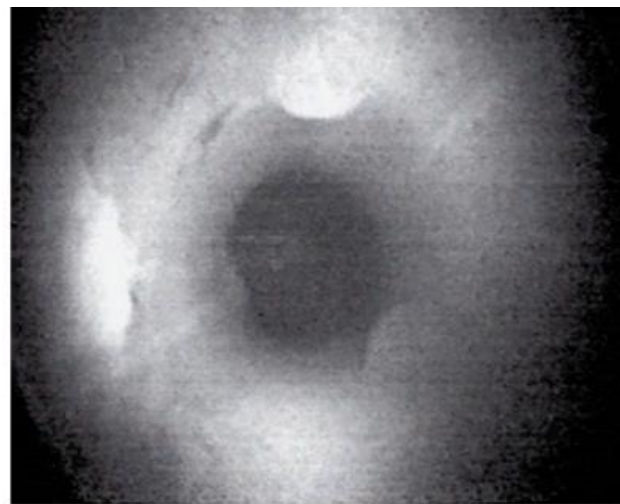
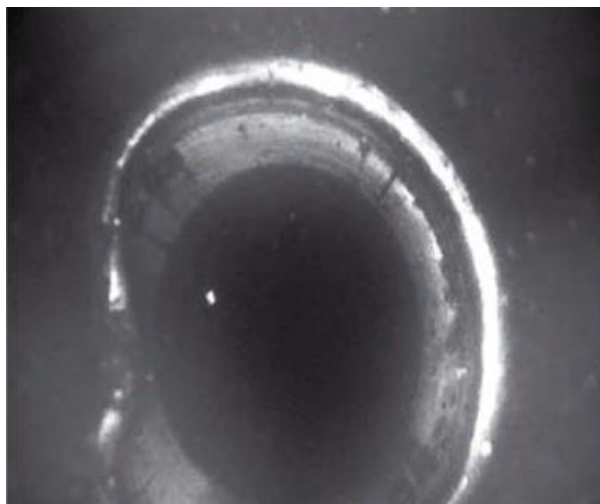


Рисунок 3.1- смятие обсадной колонны наружным давлением при обратном промерзании

растеплении ММП во время бурения и эксплуатации скважин, вследствие чего образуются провалы устьев скважин и приустьевые воронки, нарушаются свайные основания, потеря продольной устойчивости крепи скважин, повреждение сооружений от сдвигов, обвалов, осыпей, просадки и пучения грунтов, возникновение грифонов, осложнения из-за присутствия линз (гидратов зажатых в толще ММП), примерзание бурового инструмента и замерзание бурового раствора при долгих остановках.

Одним из методов предотвращения осложнений при бурении скважин в ММП является сохранение отрицательной, либо минимальной, температуры стенок скважины. В связи с этим применяют различные буровые растворы и среды: такие как, охлаждённый воздух и буровой раствор, пены. При длительных простоях возникает проблема с замерзанием раствора в скважине, при использовании солевых или глинистых буровых растворов на водной основе. Одним из вариантов применяют, понижение статического уровня в скважине ниже интервала ММП и закачки в скважину более легкой, незамерзающей жидкости (дизельное топливо), либо специальных растворов.

При проектировании необходимо учесть каким образом будет осуществляться водоснабжение буровой, так как в районах с ММП отсутствуют водоносные пласты. Водоснабжение можно осуществлять по трубопроводам и доставкой воды с помощью автомобильной техники с природных источников (озерья и реки).

3.4 Выбор основания БУ в районах с ММП

При монтаже буровой установки главную роль играет выбор основания буровой. В верхних, четвертичных отложениях, в состав которых входят как хорошо связанные крепкие породы (известняки, песчаники и т.п.), так и породы слабосвязанные (пески, галечники и т.п.), единственным цементирующим

материалом для которых является лёд. На поверхности присутствует незначительный слой грунта и растительности, предотвращающий породы от таяния в летнее(теплое) время года. Даже незначительное повреждение верхнего слоя (шуба) приводит к катастрофическому растеплению пород, за короткое лето на данной поврежденной территории могут образоваться глубокие овраги, большие по площади оползни, тем более если рельеф местности имеет уклоны. Что препятствует проезду техники, подвозу оборудования, разрушения основания буровой, вплоть до остановки дальнейших работ. Во время дождя скорость образования оврагов значительно увеличивается.

На своем опыте я встречал несколько видов основания. На Ванкорском месторождении, на разведочной скважине, было установлено бревенчатое основание, рельеф местности этого участка был без уклонов, основание было высокое, бревна надежно скреплены между собой тросами, скобами и стяжками. Отсыпка территории отсутствовала, несмотря на это буровая простояла несколько лет, до окончания бурения, без каких либо проблем. На Новоякимовско-1ой, располагающейся на территории полуострова Таймыр, рельеф местности имел значительный уклон, вследствие этого было принято решение установки буровой на свайное основание. Сваи были изготовлены из бракованного бурильного инструмента диаметром 127 мм, сваи резали по 6 метров и с помощью парогенераторной установки запаривались в грунт на глубину пять метров, цементирование свай не требовалось, сваи вмёрзали в грунт намертво. После чего сваи, методом сварки, связывались между собой, образуя свайное поле. В дальнейшем на которое устанавливается буровая установка. Дополнительно свайные поля были изготовлены под цементировочное оборудование, дизельгенераторные установки и жилой поселок.

3.5 Бурение верхних интервалов с ММП

Одним из основных факторов недопущения осложнений, так же является скорость бурения под кондуктор, при бурении до трех суток с использованием раствора минимально возможной температуры, возникновение осложнений возможно избежать и колонна спокойно доходит до забоя. Если же продолжительность бурения увеличивается, соответственно и увеличивается вероятность возникновения осложнений. Ниже представлены рекомендации при бурении ММП: при бурении интервала под направление следует поддерживать вязкость не меньше 120 секунд, чтобы предотвратить растепление и потери устойчивости стенок скважины, это будет способствовать уменьшению теплообмена с пластом и снизит скорость таяния льдистого цемента; так же рекомендуется снижать производительность насосов до минимально возможной для уменьшения осыпания стенок скважины;

температура раствора не должна превышать 15-18С, чтобы предотвратить растепление ММП; оборудование системы очистки должно быть в исправном состоянии, чтобы не допускать наработки, роста удельного веса, а так же длительных простоев, которые могут повлечь за собой растепление ММП.

Чем ниже температура ММП, тем меньше кавернообразование в них, при прочих равных условиях. С обратной стороны, при более низких температурах значительно быстрее проходит процесс обратного промерзания талых пород. В результате в стволе скважины при длительных простоях образуются ледяные пробки, либо примерзание бурильного инструмента в скважине, т.е. происходит прихват. Вместе с тем следует учесть, что промерзание пород происходит в 3-5 раз медленнее, чем их протаивание.

При охлаждении льда, в замкнутом пространстве, на 10°С давление повышается на 13,43 МПа. Следовательно, чем ниже температура ММП, тем большие усилия действуют на колонну обсадных труб при обратном промерзании пород. что может привести к смятию колонн.

Для минимального кавернообразования, предотвращения разрушения устьевой зоны, осыпей и обвалов при бурении скважин в ММП, к БР применяют следующие требования: низким показателем фильтрации; степень минерализации должна соответствовать с жидкости в ММП; создание плотной непроницаемой корки на поверхности льда; низкой эрозионной способностью; иметь низкую удельную теплоемкость; низкую температура, на сколько возможно; образовывать фильтрат, не создающий с жидкостью породы истинных растворов; быть гидрофобным к поверхности льда.

Помимо глинистых растворов применяются растворы как на углеводородной, так и водной основе. В качестве противоморозных добавок в водные растворы вводятся электролиты: NaCl, KCl, CaCl₂, Na₂Br₄O₇, Na₂CO₃, Na₂NO₃. Чем больше концентрация реагентов тем ниже температура замерзания бурового раствора, может достигать -16°С. С другой стороны при этом возрастает скорость растворения льда. Добавление противоморозных добавок снижает стабильность буровых растворов, в результате чего, происходит их разделение на твердую и жидкую фазы. А в летнее время охлаждение раствора до отрицательных температур затруднено. Более практичны для недопущения разрушения ММП: пены, воздух, эмульсии и растворы на нефтяной основе. Такие буровые растворы незначительно отфильтровывают жидкость в породу, нейтральны по отношению ко льду, обладают пониженной теплоемкостью.

Более подробно рассмотрим пены. Пены - это многофазные дисперсные системы, где дисперсионной средой служит жидкость, а дисперсной фазой - газ, который составляет до 99% объема системы. Пузырьки газа разделены тонкими

пленками воды. В аэрированных жидкостях концентрация газа значительно ниже, его пузырьки, имеющие сферическую форму, не контактируют между собой. Присутствие газовой фазы способствует снижению гидростатического давления, обеспечивает лучшие условия удаления из скважины шлама и т.д. В настоящее время быстро распространяется применение пен, в результате чего резко сокращается число осложнений, особенно прихватов бурового инструмента при бурении скважин. Пены обладают высокой несущей и выносной способностью при малой скорости восходящего потока в затрубном пространстве - почти в 10 раз меньшей, чем при бурении скважин с продувкой сжатым воздухом. Схема расположения технических средств, для использования пен, приведена на рисунке 3.2.

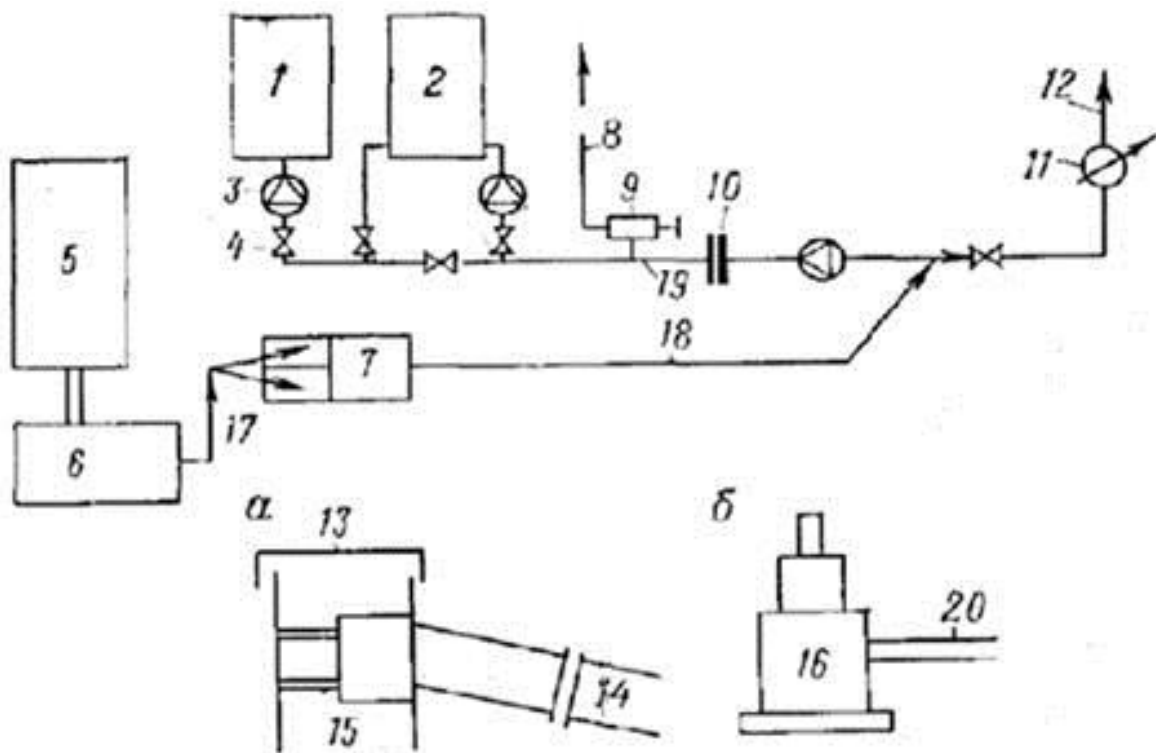


Рисунок. 3.2 - Схема расположения технических средств для использования пен: 1-обычный компрессор; 2-дожимной компрессор; 3-обратный клапан; 4-задвижка; 5-емкость для бурового раствора; 6-насос для подачи глинистого раствора; 7-дозировочный насос; 8-линия для сброса воздуха; 9-регулирующий штуцер; 10-диаграмма дифференциального манометра; 11-манометр; 12-стояк; 13-уплотнительная головка; 14, 20-линия для сброса пен; 15-направление или кондуктор; 16-устьевое оборудование; 17-направление движения бурового раствора и поверхностно активных веществ; 19-направление движения воздуха.

В последние годы в отечественной и зарубежной практике бурения скважин на нефть и газ для получения пен все чаще используется азот. Газ инертен, не горюч, содержание его в атмосфере 78 %. На буровые азот доставляют в сжиженном виде в специальных контейнерах. При его вводе в БР образуется пена. Содержание азота в растворе изменяют от 50 до 95 % в зависимости от решаемой технологической задачи. Для придания стабильности в состав пен вводят ПАВ. При вводе азота до 65 % БР имеет низкую вязкость, при 85 % и более пена с трудом закачивается в скважину насосом, при увеличении содержания азота выше 96 % образуется туман. Такие системы позволяют успешно проходить зоны поглощений в трещиноватых и пористых породах, предотвращают обрушение пород и сокращают время на вызов притока из продуктивных пластов.

В целом применение в качестве очистных агентов жидкостей с отрицательной температурой, аэрированных жидкостей и пен практически не всегда возможно при бурении основной части ствола глубокой скважины, а замена раствора после проходки ММП приводит к существенному удорожанию работ. В связи с этим в подавляющем большинстве случаев бурение скважин на нефть и газ в ММП осуществляется с промывкой буровым раствором с положительной температурой. БР с малым содержанием твердой фазы. Они обязательно содержат флокулирующий реагент. В отличие от них малоглинистые растворы содержат, кроме глины и воды, реагенты-стабилизаторы, которые вводятся для контроля водоотдачи. Эти растворы характеризуются быстрым изменением плотности, вязкости и других свойств в результате перехода в раствор частиц выбуренной породы. К малоглинистым растворам относят растворы с содержанием глины не более 5%.

Для уменьшения времени контакта раствора с породой используются так называемые удлиненные направления, перекрывающие интервалы неустойчивых ММП сразу же после их вскрытия. Длина этих направлений доходит до 200-300 м. Башмак их устанавливается в устойчивых глинистых породах. Этот метод хотя и усложняет конструкцию скважины, но существенно уменьшает кавернообразование.

3.6 Заключение. Цементирование.

При ММП есть вероятность в низком качестве цементирования, и связано это с тем, что в скважине образуются каверны большого размера. Цементный раствор при тампонировании не вытесняет полностью БР, а движется в виде «языка». В результате часть кольцевого пространства оказывается незацементированным, что в дальнейшем при бурении и эксплуатации скважины может привести к тяжелым последствиям (проседание ОК, грифоны, провалы приустьевых площадок). Кроме того, на контакте ММП

и цементного раствора может произойти его замерзание до начала схватывания, а при дальнейшем растеплении - нарушение герметичности колонн. Во избежание таких явлений необходимо исключить кавернообразование теми методами, которые указывались ранее, а также: затворять цемент при повышенной температуре воды, повысить температуру внутри колонны обсадных труб в период ОЗЦ путем циркуляции нагретой жидкости, применять тампонажные смеси выделяющие при схватывании тепло, использовать тампонажные смеси, схватывающие при отрицательных температурах.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления ПАО «Сургутнефтегаз»

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

ПАО «Сургутнефтегаз» Компания образована в 1993 году путём выделения из состава «Главтюменнефтегаза» нефтедобывающего производственного объединения «Сургутнефтегаз», Киришского НПЗ и сбытовых предприятий..

В 2004 году компания получила лицензию на разработку крупного Талаканского месторождения (добычу ведёт нефтегазодобывающее управление «Талаканнефть»). Ранее лицензией владела компания «ЮКОС».

18 декабря 2012 года «Сургутнефтегаз» победил на конкурсе на право освоения одного из крупнейших в России нефтяного месторождения имени Шпильмана с запасами в 145 млн т по категории С1, 250 млн т по категории С2 и около 32 млн т по категории С3. Компания заплатила за право разработки 46,2 млрд руб.; в ходе конкурентной борьбы с «Роснефтью», «Газпром нефтью» первоначальная цена была превышена более чем в три раза

4.1.2 Организационная структура предприятия

ПАО «Сургутнефтегаз», представляет собой совокупность подразделений и служб производственного, вспомогательного, и хозяйственного назначения и выражает сочетание организационных единиц: подразделения г.Когалым, г.Урай, г.Лангепас-Покачи, г.Пермь, планово-экономический отдел, отдел труда и заработной платы, отдел кадров, юр. Служба, РММ, служба соц.развития и ПТО.

В ПАО «Сургутнефтегаз» существует линейно-функциональная структура управления, которая наиболее распространена и основана на сочетании линейных и функциональных связей в организации. Такая система управления хорошо зарекомендовала себя на практике и поэтому положена в основу типовых форм управления.

Возглавляет компанию Генеральный директор, который находится в главном офисе в г.Москва, руководит в соответствии с действующим законодательством производственно - хозяйственной и финансово - экономической деятельностью предприятия, неся всю полноту ответственности за последствия принимаемых решений, сохранность и эффективное использование имущества организации, а также финансово-хозяйственные

результаты его деятельности, которому подчиняются первый заместитель - главный инженер, заместитель по производству, главный бухгалтер.

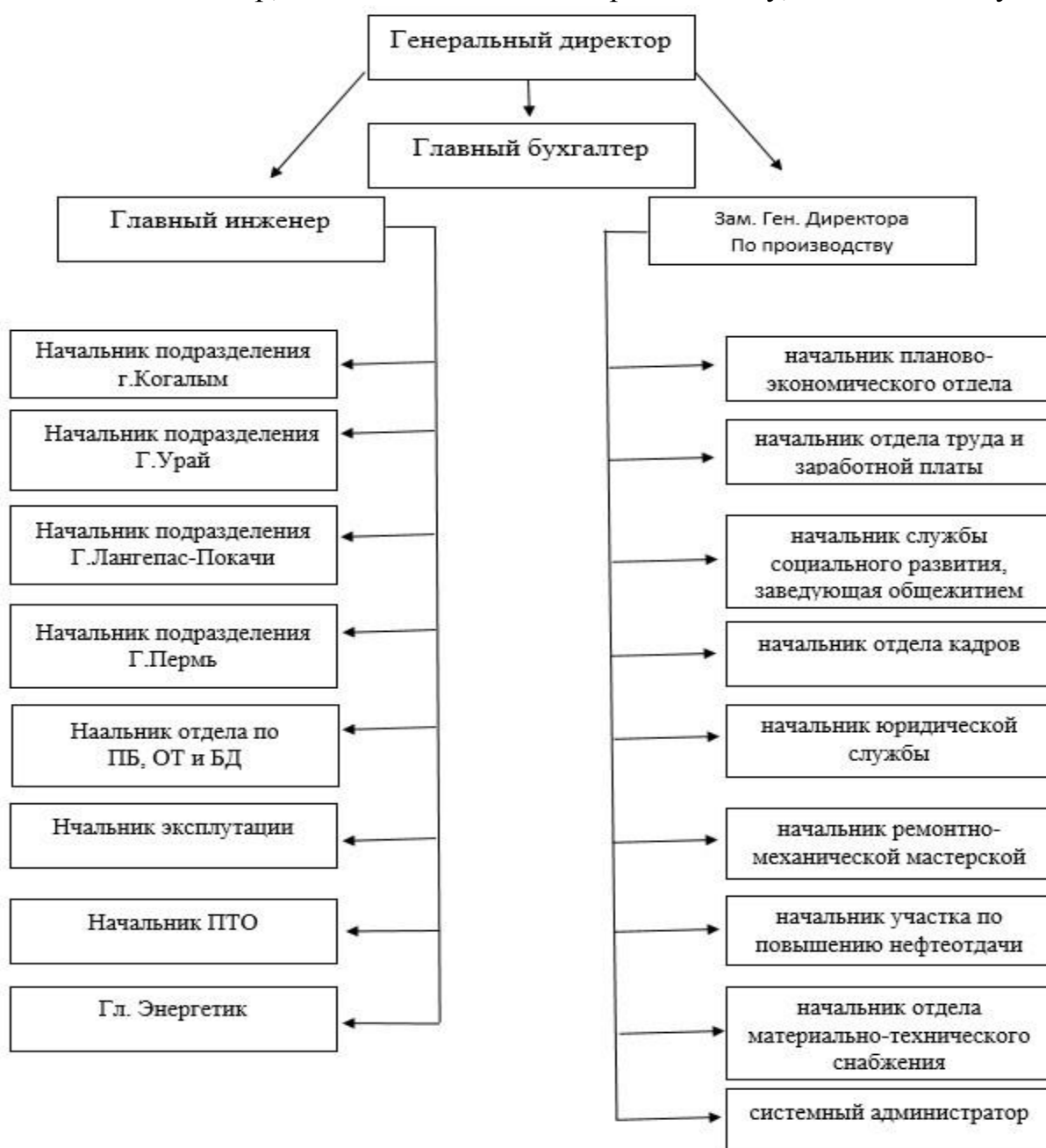


Рисунок 4.1 – Организационная структура ПАО «Сургутнефтегаз»

4.2 Нормативная карта выполнения работ по строительству

скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

строительно-монтажные работы;

подготовительные работы к бурению;

бурение и крепление ствола скважины;

испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

данные геологической, технической и технологической части проекта;

нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;

справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ, связанных с креплением и цементированием скважин.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые».

Для начала определяется продолжительность вышккомонтажных работ. В них включаются: сборка оснований вышечно-лебедочного блока, монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока, сборка вышки, монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений, сборка оснований насосного блока, монтаж буровой установки.

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 64 часа; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1 часа; на сборку вышки – 305,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 219,8 часов; на сборку оснований насосного блока – 258 часов; на монтаж буровой установки – 79,6 часов. Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток:

$$\sum_{\text{мон}} T_{\text{мон}} = 64 + 153,1 + 305,5 + 219,8 + 258 + 79,6 = 1080 \text{ ч}$$

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 96 часов или 4 суток.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [2]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов

исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [3]. Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 328,8 часов или 13,7 суток.

Нормативная карта по сооружению разведочной скважины на нефтяном месторождении приведена в таблице приложение В.1

4.3 Линейный календарный график выполнения работ

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает тридцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем тридцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

– буровой мастер	1 чел.
– помощник бурового мастера	3 чел.
– бурильщик 6 разряда	4 чел.
– бурильщик 5 разряда	4 чел.
– помощник бурильщика 5 разряда	4 чел.
– помощник бурильщика 4 разряда	4 чел.
– электромонтёр 5 разряда	4 чел.
– слесарь 5 разряда	2 чел.
– лаборант	2 чел.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения 730,3 часов или 30,4 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 328,8 часов или 13,7 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на газовом месторождении приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	утки	Месяцы												
												0	1	2
1.Вышкомонтаж	5													
2.Бурение	0,4													
3.Испытание	3,7													

4.4 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [4], в части II – на строительные и монтажные работы [5], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [6].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации № 640 от 07 июля 2016 года [7] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в таблицах В.2 и В.3

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым работам (1,49 – скважина на газ) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (52,94), произведение которых на второй квартал 2021 года составляет 78,88 [8, 9].

Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице приложение В.4.

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями. Тогда сметная себестоимость одного метра проходки $C_{с^1м}$ составит:

$$C_{с^1м}=(C_{см}-\Pi)/H=(134\,204\,185,78-4\,969\,013,96)/3830=33\,742,9 \text{ руб/м.}$$

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты – ст. 219 ТК РФ.

К выполнению буровых работ допускаются лица, достигшие возраста 18 лет, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке в соответствии с приказом Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н, не имеющие противопоказаний к выполнению работ данного вида, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе (ст. 264; 298 ТК РФ).

На рабочих местах и в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения.

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ (согласно приказу №336 Н «Об утверждении правил по охране труда в строительстве» от 01.06.2015).

Кроме тарифной ставки и повременного оклада, каждый работник получает в расчет заработной платы: стимулирующие выплаты; компенсации, связанные с условиями труда (работа в районах, приравненных к крайнему северу); премию за ускорение проходки (м/сутки); доплату за работу во вредных и опасных условиях; доплату за ночные часы работы и т. п..

5.2 Производственная безопасность

Во время сооружения нефтяной скважины при всех технологических процессах действуют вредные и опасные производственные факторы. Наиболее вероятные из них будут рассмотрены в рамках данного раздела.

Результаты анализа вредных и опасных производственных факторов представлены в таблице 1. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003–2015.

Таблица 5.1 – Вредные и опасные факторы при сооружении скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Монтаж БУ	Бурение	Испытание	
Повышенный уровень общей и локальной вибрации	+	+	+	ГОСТ 31192.2–2005 ГОСТ 12.1.012–2004
Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 31319–2006
Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.2.032–78 ССБТ
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ ГОСТ 12.2.003–91
Неблагоприятные климатические условия	+	+	+	СНиП 23–05–95
Электробезопасность	+	+	+	ГОСТ 12.4.011–89
Работы на высоте	+	+	+	ГОСТ 12.4.026–2001 ГОСТ 12.2.003–91 ГОСТ 12.1.003–2014 ГОСТ 12.2.062–81 ПОТ Р М-012-2000

1. Повышенный уровень вибрации.

Вибрация, как опасный фактор – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Основными источниками вибрации при сооружении горной выработки являются различные механизмы бурового оборудования, а также вибрации, возникающие от нагрузок при взаимодействии породоразрушающего инструмента с горной породой (наибольшее проявление на начале строительства скважины). Регламентирует уровень вибрации на рабочем месте ГОСТ 12.1.012–2004.

Согласно ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ, наиболее опасная частота вибрации: 16–250 Гц. У человека при постоянном воздействии развивается вибрационная болезнь, характеризующаяся признаками поражения сосудистой, нервной систем и опорно-двигательного аппарата.

Надежное средство обеспечения вибрационной безопасности: следование правилам, предусмотренным регламентом ведения работ, использование средств защиты, а также периодический контроль оборудования, являющегося источником вибрации.

Различают локальную и общую вибрацию. Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2–2005, общей вибрации – по ГОСТ 31319–2006.

2. Повышенный уровень шума.

Производственный шум – беспорядочное сочетание звуков разной частоты и тональности, вызывающее неблагоприятные ощущения и последствия у работающих. Это один из наиболее распространенных неблагоприятных физических факторов окружающей среды, приобретающих важное социально-гигиеническое значение, в связи с урбанизацией, а также механизацией и автоматизацией технологических процессов.

Последствия воздействия шума на организм человека:

- головокружение
- повышение кровяного и внутричерепного давления

- нарушение нормальной работы сердца
- повреждения центральной нервной системы
- повреждения органов слухового аппарата

Источниками шума является работающее буровое оборудование; стук в результате неисправности отдельных узлов различных механизмов; выброс воздуха из пневмоагрегатов, сопровождаемый громким свистом и т. д. Предельно допустимые значения уровня шума на рабочих местах регламентируются в ГОСТ 12.1.003–2014.

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Освещение рабочих мест должно соответствовать СНиП 23–05–95 "Естественное и искусственное освещение". Освещению подлежат все рабочие места внутри буровых укрытий, а также территория буровой в пределах расположения оборудования, культбудок и помещений для отдыха и приема пищи. В осветительную систему буровой входят: распределительные устройства, к которым подключается сеть освещения, пакетные выключатели, электропроводка, осветительная арматура и светильники. Электропроводка для освещения буровых ведется двумя цепями: одна цепь включает освещение вышки и расположенного на ней оборудования, а другая – освещение остального оборудования и площадок.

Таблица 5.2

Рабочее место	Норма освещенности, лк
Роторный стол	100
Пути движения талевого блока	30
Помещения вышечного и насосного блоков	75
Превенторная площадка	75
Маршевые и вертикальные лестницы, приемные мостки, порталы	10

4. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

На всех этапах ведения работ на буровой установке существует риск получить физический вред движущейся частью машин и механизмов, вплоть до летальных последствий. Потому настолько важно соблюдать регламенты и нормы на опасном производстве.

Из регламента работы с движущимися механизмами ГОСТ 12.2.003–91: материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм; конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения; конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих; производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным; движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование; элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями.

Согласно ГОСТ 12.4.011–89, все рабочие, во избежание травм, снабжаются спецодеждой: защитная каска, защитные очки, защитные перчатки, сапоги.

ГОСТ 12.2.062–81 регламентирует нормы установки защитных ограждений производственного оборудования, предназначенных для защиты работающих от опасности, создаваемой движущимися частями производственного оборудования, изделиями, заготовками и материалами, отлетающими частицами обрабатываемого материала и брызгами смазочно-охлаждающих жидкостей.

Согласно ГОСТ 12.4.026–2015 инструкции и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, вывешиваются на рабочих местах, а также используются сигнальные цвета.

5. Работы на высоте

К работам на высоте относятся работы: где существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты 1,8 м и более; при осуществлении работником подъема на высоту более 5 м, или спуска с высоты более 5 м по лестнице, угол наклона которой к горизонтальной поверхности составляет более 75 градусов; при проведении работ на площадках на расстоянии ближе 2 м от не ограждённых перепадов по высоте более 1,8 м, а также, если высота защитного ограждения этих площадок менее 1,1 м; существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты менее 1,8 м, если работа проводится над машинами или механизмами, выступающими предметами.

Согласно ПОТ Р М-012-2000 обеспечиваются следующие меры безопасности: производить работы в опасной зоне без страховочных ограждений, только с использованием предохранительных поясов или страховочных систем, отвечающих требованиям безопасности (исключается использование самодельных средств); запрещается выполнять работу в одиночку; работник обязан находиться в зоне видимости других работников; для перехода рабочего с одного места на другое необходимо применять переходные мостики, имеющие ограждение не менее 1,1 м; весь ручной инструмент должен быть застрахован от падения.

5. Неблагоприятные климатические условия

Микроклимат на рабочем месте регламентирует СанПиН 2.2.4.548–96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

Укрытия буровых установок предназначены для защиты оборудования и персонала буровых установок от негативных климатических условий. В зимний период применяют следующие средства коллективной защиты: система отопления рабочих помещений, оборудованные места для обогрева и отдыха,

чередование труда и отдыха (обогрева), приостановка работ при неблагоприятных условиях. Для индивидуальной защиты от неблагоприятных климатических условий в холодный период используется зимняя форма спецодежды.

В теплые времена года принимаются следующие меры: проветривание и кондиционирование рабочих помещений, обеспечение работников чистой питьевой водой, оборудованные места отдыха с нормализованной температурой, защитные конструкции от осадков.

5.3 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность – допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

На стадии разработки предпроектной документации необходимо проанализировать информацию об уровне потенциальной природной геологической, геодинамической опасности состояния недр, формах ее возможной реализации в процессе бурения, опробования, ликвидации, консервации скважин на всех стадиях их строительства; токсичности компонентов пластовых смесей и загрязняющих веществ, используемых и/или образующихся в технологическом цикле, путях распространения их во всех компонентах экосистем, включая природно-технические системы недр, образующиеся при строительстве подземных сооружений.

Оценка степени риска при строительстве скважин проводится на основе нормативно-методических документов, существующей в регионе базы данных, экспертных оценок специалистов, научных разработок специализированных учреждений.

Загрязняющие вещества содержатся: в пластовых флюидах, в горючесмазочных материалах, топливе для котельной и продуктах сгорания топлива при работе ДВС, котельной, автотранспорта, спецтехники; в газах и продуктах их сгорания при разгрузке подземных емкостей, больших и малых хранилищ нефтепродуктов; в материалах для приготовления и утяжеления

буровых и цементных технических суспензий; нейтрализации сероводорода и обработки ствола скважины кислотными, силикатными, эмульсионными и другими средами; в технических жидкостях - буровых и тампонажных, буферных; буровых сточных водах и шламе; суспензиях для консервации скважин и вызова притока.

Таблица 5.3 - Перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу на разных этапах

Наименование этапов работ	Источники выделения вредных веществ в атмосферу	Перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу	Примечания
1. Этап. Строительно-монтажные работы (Планировка и обустройство площадки под буровую, установка вышки и оборудования, продуктопроводов и т.д.)	Транспорт, спецтехника, ДЭС, материалы (цемент и пр.), емкости хранения ГСМ, сварочные работы	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (диз.т.), сажа (в пересчете на С), диоксид серы, глинопорошок, цемент, КМЦ, недифференцированный остаток, окись марганца, окись хрома, фториды бенз(а)пирен, фтористый водород	
II. Этап. Бурение, крепление	ДЭС, ДВС, транспорт (ДВС), емкости ГСМ, емкости мазута, котельная (котлы), материалы, циркуляционная система, шламовый амбар	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды, сажа, (в пересчете на С), диоксид серы, глинопорошок, цемент, барит, КМЦ, бенз(а)пирен, сероводород, сажа (в пересчете на)	При использовании бурового оборудования с электроприводом перечень выбрасываемых в атмосферу веществ значительно уменьшится
III. Этап. Испытание скважины (сжигание газа на факеле)	Сепаратор (факел), ДЭС, котельная (котлы), емкости ГСМ, склад материалов и реагентов, транспорт	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (метан), сажа, бенз(а)пирен, диоксид серы, углеводороды (в пересчете на С)	

Продолжение таблицы 5.3

IV.Этап. Демонтаж установки, консервация и ликвидация скважины	Транспорт, ДЭС, газорезательный аппарат, емкости хранения ГСМ, котельная, циркуляционная система, шламовый амбар, превенторный амбар и т.д.	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (метан), углеводороды (диз.т. и бензин), сажа (в пересчете на С), бенз(а)пирен, диоксид серы, сероводород, цемент, пыль (барит)	Выделение сероводорода возможно при консервации и ликвидации скважин в период строительства
--	---	--	---

Наименование этапов работ Источники выделения вредных веществ в атмосферу Перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу

Примечания

1. Этап. Строительно-монтажные работы (Планировка и обустройство площадки под буровую, установка вышки и оборудования, продуктопроводов и т.д.) Транспорт, спецтехника, ДЭС, материалы (цемент и пр.), емкости хранения ГСМ, сварочные работы Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (диз.т.), сажа (в пересчете на С), диоксид серы, глинопорошок, цемент, КМЦ, недифференцированный остаток, окись марганца, окись хрома, фториды бенз(а)пирен, фтористый водород

II. Этап. Бурение, крепление ДЭС, ДВС, транспорт (ДВС), емкости ГСМ, емкости мазута, котельная (котлы), материалы, циркуляционная система, шламовый амбар Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды, сажа, (в пересчете на С), диоксид серы, глинопорошок, цемент, барит, КМЦ, бенз(а)пирен, сероводород, сажа (в пересчете на) При использовании бурового оборудования с электроприводом перечень выбрасываемых в атмосферу веществ значительно уменьшится

III. Этап. Испытание скважины (сжигание газа на факеле) Сепаратор (факел), ДЭС, котельная (котлы), емкости ГСМ, склад материалов и реагентов, транспорт Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (метан), сажа, бенз(а)пирен, диоксид серы, углеводороды (в пересчете на С)

IV.Этап. Демонтаж установки, консервация и ликвидация скважины
Транспорт, ДЭС, газорезательный аппарат, емкости хранения ГСМ,
котельная, циркуляционная система, шламовый амбар, превенторный амбар и
т.д.

Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (метан), углеводороды
(диз.т. и бензин), сажа (в пересчете на С), бенз(а)пирен, диоксид серы,
сероводород, цемент, пыль (барит) Выделение сероводорода возможно при
консервации и ликвидации скважин в период строительства

Воздействие процесса производственной деятельности в сочетании с
активизацией опасных природных экзогенных и эндогенных геодинамических
явлений на объекты окружающей среды (атмосферный воздух, поверхностные
и подземные воды, почву, микробиоту, растительный, животный мир и
человека) происходит при несанкционированном (сверхнормативном) допуске
поступления загрязняющих веществ от источников выбросов вредных веществ
в природные объекты и/или неадекватности заложенных в проекте технических
и технологических решений уровню приемлемого риска (техноемкости,
устойчивости природной среды).

Таким образом, рекомендуется следовать плану ведения работ и
осуществлять контроль за исправностью компонентов циркуляционной,
очистной систем буровой установки, а также элементов противовыбросового
оборудования и складов ГСМ во избежание течи и выброса загрязняющих,
вредящих экологии веществ. По окончании буровых работ оборудование и
железобетонные покрытия демонтировать и вывезти, остатки дизельного
топлива и моторного масла сжечь, буровой раствор вывезти, нарушенный
растительно-почвенный покров закрыть дерном и почвенным слоем. Провести
биологическую рекультивацию – озеленение.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории,
сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы,
стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой

человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Во время ведения работ по строительству скважин возможно возникновение различных ЧС как техногенного, так и природного характера: пожары, ГНВП, открытое фонтанирование, взрывы, нападение диких животных.

Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение чрезвычайных ситуаций не вызвало замешательства и трагических последствий.

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Красноярский край) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее опасная ЧС – ГНВП, так как может привести к открытому фонтанированию.

Фонтаны из нефтяных и газовых скважин являются крупнейшими авариями, и их часто относят к стихийному бедствию, парализующему нормальную работу предприятия, а чаще компании и даже отрасли. Нередко открытое фонтанирование (ОФ) скважин приводит к гибели людей, уничтожению самих скважин, бурового оборудования и бурильного инструмента, пропадает огромное количество продукции, выбрасываемой фонтанирующей струей. Открытые фонтаны представляют большую угрозу не только нефтепромысловым сооружениям, но и населенным пунктам и промышленным комплексам, расположенным в районе аварийного объекта.

Таким образом, очень важно принять все меры по предупреждению ГНВП:

– Не вскрывать пласты, которые могут вызвать проявления, без предварительного спуска колонны обсадных труб, предусмотренных ГТН.

– Долив скважины при подъеме бурильной колонны должен носить не периодический, а непрерывный характер, для чего на нагнетательной линии

следует иметь отвод для присоединения гибкого шланга или специальную емкость для произвольного стока бурового раствора или использовать дозаторы.

– Цемент за кондуктором поднимать до устья скважины, чтобы обеспечить надежную герметизацию устья при борьбе с газо-, нефте- и водопроявлениями.

– При снижении плотности глинистого раствора более чем на 20 кг/м³ (0,02 г/см³) необходимо принимать немедленные меры по его восстановлению.

– Необходимо иметь запас раствора. На скважинах, в которых предполагается вскрывать зоны с возможными газонефте-проявлениями, а также продуктивные горизонты на вновь разведываемых площадях и объектах; на месторождениях с АВПД буровая установка до начала бурения должна быть обеспечена емкостями с запасным буровым раствором.

– Так как колебания давления при спускоподъемных операциях зависят от зазора между бурильной колонной и стенками скважины, следует избегать применения компоновок нижней части бурильной колонны с малыми зазорами.

– Колонну бурильных труб необходимо поднимать только после тщательной промывки скважины при параметрах раствора, соответствующих установленным ГТН. Промывать скважину следует при условии создания максимально возможной подачи насосов и при вращении бурильной колонны.

– Если при подъеме бурильных труб уровень раствора в затрубном пространстве не снижается, то это указывает на возникновение эффекта поршневания. В подобном случае бурильную колонну необходимо спустить ниже интервала проявления, промыть скважину и только после этого приступить к подъему инструмента.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе на основании исходного технического задания были разработаны технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3830 метров на газовом месторождении.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора, технической, эксплуатационной колонн и хвостовика.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Основываясь на опыте строительства скважин в данном регионе, а также из твёрдости пород, для бурения под направление выбрано шарошечное долото, а для бурения остальных интервалов выбраны PDC долота.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Чтобы обеспечить высокую производительность при бурении под направление и кондуктор, а также обеспечить вынос шлама было запроектировано 2 насоса УНБТ-1180.

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

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК2-70-178x245x324 К1 ХЛ, ОП6-350/80x70, АФ6-80/65x70.

Были проанализированы вопросы возникновения вибрации в бурильной колонне в процессе бурения и воздействия этого явления на остальное оборудование буровой установки и человека. Рассмотрен вариант использования виброгасителя-калибратора, произведено сравнение данной

конструкции с другими элементами оснастки этого типа. Применение виброгасителя позволяет сократить интенсивность поперечных колебаний, что положительно скажется на сроке службы оборудования.

Спроектированное техническое решение отвечает требованиям производственной и экологической безопасности.

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

Список использованной литературы

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92 с.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
5. Богомолов Р. М., Носов Н. В. Буровой инструмент. Москва, Инновационное Машиностроение, 2015. ч.2, стр.315, центратор, патент РФ № 1239257, кл. E 21 В, 17/10, 1986.
6. Калинин А. Г. «Бурение нефтяных и газовых скважин», ЦентрЛитНефтеГаз, М. 2008., с.423, калибратор с продольным расположением шарошек.
7. Богомолов Р. М., Носов Н. В. Буровой инструмент. Москва, Инновационное Машиностроение, 2015. ч.2, стр. 303, наддолотный амортизатор, патент РФ № 192119, кл. E 21 В, 32/50, 1967.
8. Богомолов Р. М., Носов Н. В. Буровой инструмент. Москва, Инновационное Машиностроение, 2015. ч.2, стр.330, наддолотное устройство для шарошечного бурения, патент РФ № 2027844, кл. E 21 В, 10/24, 1995.

9. Сериков Д. Ю., Богомолов Р. М., Панин Н. М. Совершенствование конструкций буровых долот истирающе-режущего типа // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – №3. – С. 32–34.

10. Сериков Д. Ю., Панин Н. М. Совершенствование конструкций калибраторов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – №2. – С. 16–20.

11. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 01.06.2021).

12. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html (дата обращения: 01.06.2021).

13. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87).

14. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.

15. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.

16. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.

17. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года «О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1».

18. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства [Электронный ресурс] Режим доступа:

http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/ (дата обращения: 01.06.2021).

19. Письмо госстроя сср от 06.09.90 п 14-д "Об индексах изменения стоимости строительно-монтажных работ и прочих работ и затрат в строительстве" [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://zakonbase.ru/content/base/45148> (дата обращения: 01.06.2021).

20. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от ред. от 24.04.2020).

21. Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда».

22. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».

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

24. ГОСТ 12.0.003–2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

25. ГОСТ 12.1.012–2004 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования».

26. СанПиН 1964-79 «Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых».

27. ГОСТ 31192.2-2005 «Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. Часть 2. Требования к проведению измерений на рабочих местах».

28. ГОСТ 31319-2006 «Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. Требования к проведению измерений на рабочих местах».

29. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».

30. ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности».

31. ГОСТ 12.4.026-2001 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний».

32. ПОТ Р М-012-2000 «Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте».

33. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

34. ГОСТ 17.2.3.02-78 «Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями».

35. ГОСТ 17.1.3.12-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше».

36. ГОСТ 17.4.3.04-85 «Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения».

37. ГН 2.1.7.2041-06 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве».

Приложение А

ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности
от	до	Название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	100	Четвертичные отложения	Q	00	-	1,40
		Палеогеновые отложения	P			
		Верхний отдел (олигоцен)	P3			
100	150	Атлымская	P3 at	00	-	1,40
		Средний-верхний отделы (эоцен-олигоцен)	P2-3			
150	200	Юрковская	P2-3 yr	00	-	1,40
		Средний отдел (эоцен)	P2			
200	300	Люлинворская	P2 ll	00	-	1,40
		Нижний отдел (палеоцен)	P1			
300	580	Тибейсалинская свита	P1 tbs	00	-	1,40
		Меловые отложения	K			
		Верхний мел	K2			
580	860	Ганькинская	K2 gn	0-0,50	-	1,40
860	1100	Березовская	K2 br	0-0,50	-	1,20
1100	1150	Кузнецовская	K2 kz	0,5-0,80	-	1,20
		Нижний-верхний мел	K1-2			
1150	2070	Покурская	K1-2 pk	0,5-0,80		1,20
		Нижний мел	K1			
2070	2912	Тангаловская	K1 tn	0,8-1,50		1,10
2912	3750	Сортымская	K1 st	0,8-1,50	-	1,07
3750	4130	ачимовская пачка	K1 st	0,8-1,50	-	1,07

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс страт. подразд.	Интервал		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	от	до	краткое название	% в инт.	
Q	0	100	Супеси Суглинки Глины	35 35 30	Пески, озерно-аллювиальные глины, суглинки серые, торфяники.
P3 at	100	150	Пески Алевриты	60 20 20	Глины, алевриты, пески кварцево-полевошпатовые и кварцево-глауконитовые.
P2-3 уг	150	200	Глины Алевриты	80 10 10	Глины зеленовато-серые, листоватые, с прослоями алевритов и глауконитового песка.
P2 II	200	300	Глины опоковидные Глины диатомовые	40 30 30	Верхняя часть - желтовато-зеленоватые глины с прослоями диатомитовых или слабоопоковидных глин. Средняя часть - серые глины, участками алевритистые, с прослоями опоквидных глин и опок.
P1 tbs	300	580	Пески Глины	60 40	Верхняя часть - пески мелко- и среднезернистые, полевошпатово-кварцевые, с прослоями глин, алевролитов. Нижняя часть - глины алевритистые, слюдистые, с прослоями алевролитов и песков
K2 gn	580	860	Глины	100	Глины темно-серые, зеленовато-серые, алевритистые, известковистые, с пиритизированными водорослями.
K2 br	860	1100	Глины Глины опоковидные Опоки	60 30 10	Верхняя часть - серые, зеленовато-серые и темно-серые глины, часто алевритистые с прослоями опоквидных глин и опок, реже алевролитов. Нижняя часть - опоки серые и голубовато-серые,
K2 kz	1100	1150	Глины	100	Глины темно-серые, серые и зеленовато-серые, плотные, с включениями глауконита и многочисленных растительных остатков.
K1-2 pk	1150	2070	Пески, песчаники Алевролиты Глины	40 30 30	Неравномерное переслаивание алевролитопесчаных пластов с глинистыми прослоями. Пески и песчаники от светло-серых до темно-серых, среднезернистые, слабосцементированные, прослоями известковистые. Алевролиты разнозернистые, крепкие. Глины
K1 tn	2070	3750	Песчаники Алевролиты Глины	30 30 40	Чередование песчано-алевритовых и глинистых пород. Песчаники светло-серые, мелко-, среднезернистые, глинисто-карбонатные. Алевролиты серые, глинистые, плотные.

Продолжение таблицы А.2

K1 st	3750	4130	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	40 30 30	Неравномерное чередование песчано-алевритовых и глинистых пород. В кровле чеускинской пачка темно-серых плитчатых глин с углефицированными остатками. В нижней части выделяется ачимовская пачка – песчаники серые, мелкозернистые с прослоями аргиллитоподобных глин.
-------	------	------	--------------------------------------	-------------	--

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость	Карбонатность	Категория твердости	Категория абразивности	Категория пород по промышленной классификации (М, С, Т и т.д.)
	от	до									
Q	0	100	Супеси, суглинки, глины	1900	35	-	15-20	-	3-4	7-8	МС
P3 at	100	150	Пески, алевриты, глины	1800-1900	30-35	-	10-100	-	2-3	3-6	МС
P2-3 yr	150	200	Глины, алевриты, пески	1900-2000	30-35	-	25-80	-	2-3	3-6	МС
P2 ll	200	300	Глины	2000	32	-	90-100	-	2-3	6	МС
P1 tbs	300	580	Пески, глины	2200	28	-	60-100	-	2-3	4	МС
K2 gn	580	860	Глины	1900	25	-	90-100	-	3	3-6	МС
K2 br	860	1100	Глины, глины опоквидные, опоки	2200	20	-	95-100	-	2	4	М
K2 kz	1100	1150	Глины	2200	20-40	-	50-90	-	3	3-7	МС
K1-2 pk	1150	2070	Песчаники, алевролиты, глины	2200	20-40	-	20-30	-	3	3-7	С
K1 tn	2070	3750	Песчаники, алевролиты, глины	2300	15-30	0,1-2,6	40-60	-	2-3	6	С
K1 st	3750	4130	Песчаники, алевролиты, глины	2400	12-18	0,1-3,5	30-90	-	2-4	4	С

Таблица А.4 – Водоносность

Индекс пласта	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мДарси	Степень минерализации, М, г/л	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
		От (верх)	До (низ)						
группа А	Pg2-Pg3	1150	1200	пор.	1,0	1,0	500	0	да
	K1-2	1900	1970	пор.	1,01	200,0	300	15,0	нет
	K1	2400	2450	пор.	1,01	3,0	20	18,0	нет
Ю1	K1	2600	2781	пор.	1,01	12,0	30	17,0	нет
	J3	3000	3197	пор.	1,02	5,6	10	33,4	нет

Таблица А.5 – Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья скв. до статического уровня при его снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, (кгс/см ²)/м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
P ₁ tbs	580	960	до 3	-	нет	0,0163	0,0170	Повышенная репрессия на пласты, превышение допустимой скорости СПО, отклонение параметров раствора от проектных
K ₂ gn	960	1100	до 5	-	нет	0,0157	0,0160	
K ₂ br	1100	1150	до 5	-	нет	0,0165	0,0174	
K ₁₋₂ pk	1150	2070	до 5	-	нет	0,0170	0,0179	
K ₁ tn	2070	2912	до 5	-	нет	0,0171	0,0176	
K ₁ st	2912	3457	до 5	-	нет	0,0174	0,0179	
K ₁ st (БУ16-17)	3457	3750	до 5	-	нет	0,0181	0,0187	
K ₁ st (ачимовская пачка)	3750	4130	до 5	-	нет	0,0192	0,0198	

Таблица А.6 – Нефтеводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявлений, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточного давления, кг/м ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырько в газа и т.д.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
K1 st (БУ16 ⁰)	323 2	32 52	г/к	3252	-	-	При нарушении и технологии вскрытия и испытания продуктивных пластов	Увеличение объема и изменение параметров ПЖ, снижение удельного веса ПЖ. Увеличение газопоказаний.
K1 st (БУ161-2)	326 2	32 72	г/к	3272	-	-		
K1 st (БУ171-1)	363 5	36 94	г/к	3412	-	-		
K1 st (Ач52-3)	373 1	37 54	г/к	3622	-	-		

Таблица А.7 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения:	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
Q - P ₁ tbs	0	580	Обвалы стенок скважины. Прихват инструмента. Кавернообразование	При нарушении технологии бурения ММП.
K2 gn	580	860	Прихват бурильного инструмента, Поглощение бурового раствора, Кавернообразование	При прохождении высокопроницаемых, трещиноватых пород. При прохождении глинистых пород, при их набухании и обвалении.

Приложение Б

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-110 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	110	490,0 С-ЦВ213С	250	0,5
		SperryDrill 11-1/4", 6:7, 5.5	93	10,58
		Переливной клапан ПК-240РС	515	0,48
		Переводник П-171/152	61	0,4
		УБТС2-203	7704	12
		КЛС 490 МС	90	1,07
		УБТС2-203	43	24
		Переводник П-133/171	87	0,42
		ПК-127х9,19 Е	2161	61
Σ			13521	110

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (110-630 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
110	630	393,7 (15 1/2)FD419SM	230	0,45
		МВР-240Т	2365	9,655
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-171/152	42	0,4
		УБТС2-203	2304	12
		КЛС 390 М	261	0,85
		УБТС2-203	4608	24
		Переводник П-133/171	40	0,42
		ПК-127х9,19 Е	18150,37	581
Σ			28148,37	630

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (630-1810 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
630	1810	У5-295,3 СТ-6МС	0,4	90
		Переводник ПМ-177/152	0,67	158
		МВР-240Т	2365	9,655
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		УБТС2-203	2304	12
		Переводник П-152/171	60	0,517
		К 295 С	158	0,67
		Переводник П-171/152	60	0,517
		УБТС2-203	4608	24
		Переводник П-147/152	50	0,5
		УБТС-178	3456	24
		Переводник П-133/147	40	0,42
		ПК-127х9,19 Е	46482,40	1489
Σ			59732	1810

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1810-3750 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
1900	3750	У6-215,9STD-5С	45	0,35
		МВР-176ТУ	1445	9,62
		Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84
		Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
		УБТС-178	6912	48
		Переводник П-133/147	63	0,527
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	115302	3693
Σ			124031	3750

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (4020-4100 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
4020	4100	У8-142,9/80 SC-3 СТ	20	0,2
		СК-131/80	1200	14,3
		УБТ-120	3103,8	42
		ПК-88,9х9,4 Е	85233	4043
Σ			89547	4100

Таблица Б.6 – КНБК для бурение вертикального участка под хвостовик (3850-4130 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3790	3830	У7-144,4 СТ-4СТ	23	0,2
		МВР1-106Т	365	6,995
		КП 106/88	21	0,4
		КО-106-01	19	0,42
		Переводник П-102/88	0,2	0,4
		УБТС1-120	4953	78
		ПК-88,9х9,4 Е	85239	4044
Σ			90620	4130

Таблица Б.7 – Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	110	110	490	-	1,4	29,0
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,5$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 18,1$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,4$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 74,0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 93,0$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 37,0$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
110	630	520	393,7	406	1,39	149,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 2,9$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 85,1$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 3,4$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 194,6$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 286,1$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2 = 411,8$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 87,6$
Тех. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
630	1810	1180	295,3	303,9	1,2	147,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,3$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 54,2$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 5,8$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 299,7$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 360,0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2 = 354,5$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 0$

Продолжение таблицы Б.9

Экспл. колонна		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
1810	3750	1940	215,9	224,5	1,1	152,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,4$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 34,0$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 11,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 310,5$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 356,2$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{4'} = 458,2$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев}2} = 124,2$
Хвостовик		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
3750	4130	380	144,4	144,3	1,07	95,0
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,0$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 0,7$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 7,8$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 154,9$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 163,5$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{2'} = 100,7$

Таблица Б.10 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаков-ка, ед. изм.	Потребное количество реагентов											
			Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Хвостовик		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
каустическая сода	Регулятор щелочности (рН)	25	93,05	3,72	411,8	16,5	354,5	14,18	458,2	18	100,7	4,0	1418	57
кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	93,05	3,72	411,8	16,5	354,5	14,18	458,2	18	100,7	4,0	1418	57
Комплексный ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	20			411,8	20,6	354,5	17,73	91,65	4,6	20,14	1,0	878,1	44
ПАЦ ВТ	Высоковязкий понизитель фильтрации	25			1647	65,9	1418	56,73					3065	123
ПАЦ НТ	Низковязкий понизитель фильтрации	25			49,42	1,98	42,54	1,70	2749	109	604,	24,	3445	138
Синтетический понизитель фильтрации	Синтетический понизитель фильтрации	25							916,4	36	201,4	8,0	1117	45
Смазочная добавка «Лубрекс»	Смазочная добавка	170			2059	12,1	1772	10,43					3831	23
барит	Утяжелитель	1000	11664	11,6	51626	51,6	19454	19,45	107258	107	118321	118	308325	309
глина ПБМБ	Структурообразователь	1000	4652	4,65	4941	4,94	4254	4,25					13848	14
ФХЛС	Понизитель вязкости	25	93,05	3,72									93,05	4
DUOVIS	Структурообразователь биополемерный	25						0,00	1374	55	302,1	12		68
Potassium chloride	Ингибитор	1000							22912	223	5035	5,0	27947	28

Таблица В.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под направление	490,0 (19 19/64) GRD311	0	110	500	0,017	110	0,22	1,87	0,17	2,04
Промывка (ЕНВ)										0,06
Наращивание (ЕНВ)										0,80
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,13
Крепление (ЕНВ)										12,31
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										16,56
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,83
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										17,49
Бурение под кондуктор	БИТ 393,7 В 419 ТСП	110	910	4000	0,025	800	0,20	20	1,78	21,78
Промывка (ЕНВ)										0,41
Наращивание (ЕНВ)										3,75
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22
Крепление (ЕНВ)										40,23
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Итого:										71,19
Ремонтные работы (ЕНВ)										3,56
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										75,25
Бурение под техническую колонну	БИТ 295,3 ВТ 519 УМ	910	1900	6000	0,038	990	0,17	37,62	4,48	42,10
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,62
Наращивание (ЕНВ)										9,48
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,40
Крепление (ЕНВ)										47,05
ГТИ (ЕНВ)										6,90
Шаблонировка после ГТИ										1,80
Смена обтираторов (ЕНВ)										4,17
Итого:										116,82
Ремонтные работы (ЕНВ)										5,84
Смена вахт (ЕНВ)										1,00
Итого:										123,66
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 220,7 В 613 УН.30	1900	3545	5000	0,06	1645	0,33	98,7	8,31	107,01
Привязочный каротаж										2,11
Отбор керна	БИТ 220,7/100 В 613 ЕС	3545	3600	400	0,2	55	0,14	11	25,34	36,34
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 220,7 В 613 УН.30	3600	3635	5000	0,06	35	0,01	2,1	8,59	10,69
Отбор керна	БИТ 220,7/100 В 613 ЕС	3635	3695	400	0,2	60	0,15	12	26,39	38,39
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 220,7 В 613 УН.30	3695	3750	5000	0,06	55	0,01	3,3	8,94	12,24
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,73
Нарращивание (ЕНВ)										4,52
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										62,25
ГТИ (ЕНВ)										6,10
Шаблонировка после ГТИ										2,30
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Выброс инструмента (ЕНВ)										10,19
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97
Итого:										327,53
Ремонтные работы (ЕНВ)										26,20

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										360,40
Привязочный каротаж										2,53
Отбор керна	БИТ 155,6/67 В 613.01	3750	3790	300	0,2	40	0,13	8	21,96	29,96
Бурение под хвостовик	БИТ 155,6 ВТ 613 Н.10	3790	3830	2500	0,06	40	0,02	2,4	11,12	13,52
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,73
Наращивание (ЕНВ)										4,52
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										31,40
ГТИ (ЕНВ)										6,10
Шаблонировка после ГТИ										2,30
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Выброс инструмента (ЕНВ)										10,19
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97
Итого:										135,92
Ремонтные работы (ЕНВ)										10,87
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										153,47
Итого по колоннам:										730,27

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ТК		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Затраты, зависящие от времени														
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6										
Социальные отчисления, 30,4%				157,0										
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,2	29,8	1,5	201,6	3,2	441,1	12,4	1716,7	5,1	702,8
Социальные отчисления, 30,4%						9,1		61,3		134,1		521,9		213,7
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4										
Социальные отчисления, 30,4%				14,1										
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,2	3,1	1,5	21,0	3,2	46,0	12,4	178,9	5,1	73,2
Социальные отчисления, 30,4%						0,9		6,4		14,0		54,4		22,3
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,2	54,6	1,5	369,0	3,2	807,2	12,4	3141,3	5,1	1286,0
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,2	309,3	1,5	2091,0	3,2	4574,3	12,4	17802,2	5,1	7288,2
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6		0,0			1,5	327,7	3,2	716,9	10,9	2440,3	4,2	936,8
Прокат ВЗД	сут	92,66					1,5	135,2	3,2	295,8	10,9	1006,8	4,2	386,5
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	1,5	13,0	3,2	28,4	12,4	110,6	5,1	45,3
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	1,5	11,0	3,2	24,1	12,4	93,7	5,1	38,3
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	1,5	218,1	3,2	477,2	12,4	1857,0	5,1	760,3
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,2	7,3	1,5	49,5	3,2	108,3	12,4	421,4	5,1	172,5
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,2	21,7	1,5	146,5	3,2	320,5	12,4	1247,3	5,1	510,6
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	1,5	8,1	3,2	17,7	12,4	68,7	5,1	28,1
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,2	36,5	1,5	247,0	0,3	53,9	12,4	2103,1	5,1	861,0
Каустик	т	4,59			0,1	0,4	0,4	1,9	0,4	1,6	0,5	2,1	0,1	0,5

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Кальцинированная сода	т	20,41			0,1	1,9	0,4	8,4	0,4	7,2	0,5	9,4	0,1	2,1
Комплексный ПАВ	т	585,96					0,4	241,3	0,4	207,7	0,1	53,7	0,0	11,8
ПАЦ ВТ	т	452,75					1,6	745,8	1,4	642,1				
ПАЦ НТ	т	408,26					0,0	20,2	0,0	17,4	2,7	1122,5	0,6	246,7
Синтетический понизитель фильтрации	т	687,2									0,9	629,8	0,2	138,4
Смазочная добавка «Лубрекс»	т	28,69					2,1	59,1	1,8	50,9				
Барит	т	15,24			11,7	177,8	51,6	786,8	19,5	296,5	107,3	1634,6	118,3	1803,2
Глина ПММБ	т	6,08			4,7	28,3	4,9	30,0	4,3	25,9				
ФХЛС	т	45,67			0,1	4,2								
DUOVIS	т	895,67								0,0	1,4	1231,3	0,3	270,6
Potassium chloride	т	36,57								0,0	22,9	837,9	5,0	184,1
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб			8749,8		731,2		5799,9		9308,5		38285,4		15983,1	
Затраты, зависящие от объема работ														
490,0 (19 19/64) GRD311	шт	2587,6			0,2	569,3								
БИТ 393,7 В 419 ТСП	шт	3695,9					0,2	739,2						
БИТ 295,3 ВТ 519 УМ	шт	6243,6							0,2	1030,2				
БИТ 220,7 В 613 УН.30	шт	8364,2									0,3	2902,4		
БИТ 220,7/100 В 613 ЕС	шт	5987,2									0,29	1721,3		
БИТ 155,6 ВТ 613 Н.10	шт	6387,3											0,02	102,2
БИТ 155,6/67 В 613.01	шт	5873,2											0,13	783,1
Калибратор КЛС 490 МС	шт	617,59			0,2	135,9								
Калибратор КЛС 390 СТ	шт	565,38					0,2	113,1						
Калибратор К 295 С	шт	415,54							0,2	68,6				
Калибратор КП 220 СТ	шт	288,21									0,3	100,0		
Калибратор КС-155,6 СТК	шт	198,33											0,02	3,2
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб			0,0		705,1418		852,256		1098,8		4723,7		888,5	
Итого по колоннам, руб			8749,752		1436,358		6652,113		10407,3		43009,1		16871,5	
Всего по сметному расчету, руб			165984,0											

Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ТК		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1		2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Затрат зависящие от времени												
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	66,2	1,7	216,5	2,0	253,2	2,6	335,0	1,3	169,0
Социальные отчисления, 30,4%				20,1		65,8		77,0		101,8		51,4
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	5,9	1,7	19,4	2,0	22,7	2,6	30,1	1,3	15,2
Социальные отчисления, 30,4%				1,8		5,9		6,9		9,1		4,6
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	3,9	1,7	12,6	2,0	14,8	2,6	19,6	1,3	9,9
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	129,7	1,7	423,9	2,0	495,7	2,6	655,9	1,3	330,9
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	734,8	1,7	2402,3	2,0	2809,1	2,6	3716,8	1,3	1875,1
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	71,2	1,7	232,8	2,0	272,3	2,6	360,2	1,3	181,7
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,6	1,7	14,9	2,0	17,4	2,6	23,1	1,3	11,6
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	86,8	1,7	283,8	2,0	331,9	2,6	439,1	1,3	221,5
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	9,4	1,7	30,8	2,0	36,1	2,6	47,7	1,3	24,1
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	17,4	1,7	56,9	2,0	66,5	2,6	88,0	1,3	44,4
Транспортировка оборудования до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	19,0	156,0	20,0	164,2	20,0	164,2
Башмак колонный БК-426	шт	85,61	1,0	85,6								
Башмак колонный БК-339	шт	74,77			1,0	74,8						
Башмак колонный БК-245	шт	56,93					1,0	56,9				
Башмак колонный БК-178	шт	80,7							1,0	80,7		
Башмак колонный БК-127	шт	42,3									1,0	42,3
Центратор ЦПЦ-426/490	шт	39,6	4,0	158,4								
Центратор ЦПЦ-324/394	шт	34,6			24,0	830,4						
Центратор ЦПЦ-245/295	шт	19,4					48,0	931,2				
Центратор ЦПЦ-178/221	шт	16,5							73,0	1204,5		
Центратор ЦПЦ-127/156	шт	12,8									73,0	934,4
ЦКОД-426	шт	119,4	1,0	119,4								
ЦКОД-324	шт	113,1			1,0	113,1						
ЦКОД-245	шт	105					1,0	105,0				

Продолжение таблицы В.3

1		2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
ЦКОД-178	шт	101							1,0	101,0			
ЦКОД-127	шт	96									1,0	96,0	
Продавочная пробка ПП-426	шт	66,13	1,0	66,1									
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	59,15			1,0	59,2							
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	30,12					1,0	30,1					
Продавочная пробка ППЦ-126-178	шт	21,5							1,0	21,5			
Продавочная пробка ППЦ-126-178	шт	15,6									1,0	15,6	
Головка цементирующая ГЦУ-426	шт	2687	1,0	2687,0									
Головка цементирующая ГЦУ-339	шт	2550			1,0	2550,0							
Головка цементирующая ГЦУ-245	шт	2360					1,0	2360,0					
Головка цементирующая ГЦУ-178	шт	1936							1,0	1936,0			
Головка цементирующая ГЦУ-127	шт	1753									1,0	1753,0	
Итого затрат зависящих от времени, руб			4334,1		7541,0		8042,7		9334,3		5944,9		
Затрат зависящие от объема работ													
Обсадные трубы 426x10 Д	м	30,3	110	3333									
Обсадные трубы 339x8,5 Д	м	28,53			910	25962							
Обсадные трубы 245x7,9 Д	м	19,8					1900	37620,0					
Обсадные трубы 178x11,5, 178x12,7 Е	м	16,1							3750,0	60375,0			
Обсадные трубы 127x10,7 Е	м	18,4									330,0	6072,0	
ПЦТ-I-50	т	26,84	4,9	131,5	40,6	1089,7							
ПЦТ-II-150	т	29,95					14,3	428,3	7,2	215,6	1,5	44,9	
ПЦТ-Шоб(5)-100	т	32					25,9	828,8	23,9	764,8	4,8	153,6	
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	5,0	730,0	6,3	919,7	3,1	452,6	
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	54,8	329,3	5,8	34,9	2,9	17,4	
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	1,5	54,6	0,3	10,9	0,2	5,5	
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6	
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6	1,0	80,6	1,0	80,6	
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	14,0	515,2	15,6	574,1	10,4	382,7	
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	4,0	147,2	5,0	184,0	3,0	110,4	
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8	24,0	371,8	24,0	371,8	
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб			4044,5		28444,1		41234,1		63700,6		7819,9		
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб									145243,1				
Всего по сметному расчету, руб									180440,1				

Таблица В.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	126 990	10 017 044,08
	Итого по главе 1	126 990	10 017 044,08
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	75 646	5 967 001,87
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	895 373,69
	Итого по главе 2	86 997	6 862 375,56
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	165 984	13 092 917,89
3.2	Крепление скважины	180 440	14 233 222,07
	Итого по главе 3	346 424	27 326 139,96
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	11 522	908 889,79
	Итого по главе 4	11 522	908 889,79
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	39 374	3 105 853,27
	Итого по главе 5	39 374	3 105 853,27
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	11 555	911 488,66
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	856	67 517,68
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 561 253,08
	Итого по главе 6	44 881	3 540 259,42
	ИТОГО прямых затрат	656 189	51 760 562,09
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат	131 238	10 352 112,42
	Итого по главе 7	131 238	10 352 112,42
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	62 994	4 969 013,96
	Итого по главе 8	62 994	4 969 013,96
	ИТОГО по главам 1-8	850 421	67 081 688,46

Продолжение таблицы В.4

9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	208 353	16 435 013,67
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	37 419	2 951 594,29
9.3	Северные надбавки 2,98%	25 343	1 999 034,32
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	9 900 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	4 825 000,00
9.6	Транспортировка керна	-	26 000,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	31 000,00
9.8	Авиатранспорт	-	3 975 300,00
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000,00
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600,00
9.11	Перевозка вахт	-	112 000,00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	28 440,00
	Итого прочих работ и затрат	271 114	41 289 982,28
	ИТОГО по гл 1-9	1 121 535	108 371 670,75
1	2	3	4
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 701	134 163,38
	Итого по главе 10	1 701	134 163,38
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	56 162	5 226 526,71
	Итого по главе 12	56 162	5 226 526,71
ИТОГО		1 028 247	1 179 397
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ		113 732 360,83
	НДС		22 746 472,166
	ВСЕГО с учетом НДС		136 478 832,996

Приложение Г

Социальная ответственность

Таблица Г.1 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Повышенный уровень общей и локальной вибрации	-	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 СанПиН 1964-79 ГОСТ 31192.2-2005 ГОСТ 31319-2006
Недостаток освещения	+	+	+	СНиП 23-05-95 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
Движущиеся части и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.4.026-2001
Работа на высоте	-	+	+	ПОТ Р М-012-2000
Неблагоприятные климатические условия	-	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96

Таблица Г.2 – Допустимые нормы вибрации

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

Таблица Г.3 – Нормы освещенности в рабочей зоне (вагон-офис)

Характеристика зрительной работы	III разряд
Наименьший размер объекта, мм	0,3-0,5
Подразряд зрительной работы	B
Контраст объекта с фоном	Средний
Характеристика фона	Светлый
Норма освещенности комбинированная, лк	750
Норма освещенности общая, лк	200
Норма коэффициента пульсации местного, %	15
Норма коэффициента пульсации общего освещения, %	20

Таблица Г.4 – Нормы освещенности в рабочей зоне (буровая установка)

Место ведения работ	Норма освещенности, лк
Роторный стол	100
Пути движения талевого блока	30
Помещения вышечного и насосного блоков	75
Перевенторная площадка	75
Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10

Таблиц Г.5 – Предельно-допустимые концентрации химических веществ в почве

Наименование вещества	Величина ПДК (мг/кг почвы)	Наименование вещества	Величина ПДК (мг/кг почвы)
Бенз(а)пирен	0,02	Серная кислота	160,0
Бензин	0,1	Стирол	0,1
Бензол	0,3	Формальдегид	7,0
Марганец	1500,0	Фурфурол	3,0
Ванадий	150,0	Хлористый калий	560,0

Продолжение таблицы Г.5

Ванадий + марганец	100 + 1000	Хром	0,05
Малолетучие эфиры группы 2,4-д	0,15	Никель	4,0
Нитраты	130,0	Свинец	6,0
Ртуть	2,1	Цинк	23,0
Свинец + ртуть	20,0 + 1,0	Хром	6,0
Сера элементарная	160,0	Марганец - чернозем (рН = 4,8)	140,0