

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ УЧАСТКОМ (ГАЗОВЫЙ ПЛАСТ ВАНОВАРСКОЙ СВИТЫ) НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.24323:622.323(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Савенко Артем Андреевич		12.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н		17.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н		15.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	–		15.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	–		18.06.2020

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретать профессиональную эрудицию и широкой кругозора в области гуманитарных и естественных наук и уметь использовать их в профессиональной деятельности
P2	Обладать навыком анализа экологических последствий профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, культурными и социальными аспектами и обеспечения выполнения безопасных условий труда
P3	К непрерывному самообучению и постоянному повышению своей квалификации в течении всей профессиональной деятельности
P4	Уметь грамотно решать возникшие профессиональные инженерные задачи с использованием современных информационных и образовательных технологий
P5	Обладать необходимыми знаниями для эксплуатации и обслуживания оборудования нефтегазовых объектов, а также для управления всеми технологическими процессами
P6	Разрабатывать и внедрять инновационные подходы в практическую деятельность для получения необходимых результатов
P7	Работать эффективно как индивидуально, так и в коллективе по всем тематикам, соблюдая корпоративную этику, корпоративные интересы и организовывая работу первичных подразделений
P8	Участвовать в создании проектов, которые повышают эффективность применения ресурсов, а также осуществлять маркетинговые исследования
P9	Находить, группировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Анализировать, обрабатывать и планировать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ 11.02.2020 _____
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Савенко Артём Андреевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (газовый пласт Ванаварской свиты) на нефтегазовом месторождении (Красноярский край)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

18.06.2020

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

1. Геологические условия бурения
2. Особые условия бурения: –
3. Интервал отбора керна: -
4. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком
5. Данные по профилю:
Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО

	<p>1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м</p> <p>6. Отход / длина горизонтального участка ствола: 950 метров / 700 метров</p> <p>7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать</p> <p>8. Диаметр хвостовика: 127 мм</p> <p>9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый</p> <p>10. Конструкция забоя (выбрать): зацементированный хвостовик/фильтр хвостовик</p> <p>11.Способ освоения скважины (выбрать): перфорация/МГРП/свабирование/струйный насос</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ</p> <p>1.2. Геологические условия бурения</p> <p>1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)</p> <p>1.4. Зоны возможных осложнений</p> <p>1.5. Исследовательские работы</p> <p>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</p> <p>2.2. Обоснование конструкции скважины</p> <p>2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</p> <p>2.2.2. Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4. Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины</p> <p>2.3. Углубление скважины</p> <p>2.3.1. Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4. Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1. Расчет обсадных колонн</p> <p>2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины</p> <p>2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн</p> <p>2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов</p> <p>2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей</p> <p>2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины</p>

	2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Татьяна Гавриловна, к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент отделения общетехнических дисциплин
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Современные системы автоматизации спускоподъемных операций	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Савенко Артём Андреевич		11.02.2020

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Общая и геологическая часть	5
	2. Технологическая часть проекта	40
	3. Современные системы автоматизации спускоподъемных операций	15
	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	5. Социальная ответственность	15
	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.	11.02.2020	

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший ассистент	Максимова Юлия Анатольевна	—	11.02.2020	

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Савенко Артем Андреевич

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

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

<p>Нормы и нормативы расходования ресурсов</p> <p>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Литературные источники; 2. Методические указания по разработке раздела; 3. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы; 4. Налоговый кодекс РФ
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения поисковых ГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</p>	<p>1. Основные технико-экономические показатели поисковых ГРП</p>
<p>2. Планирование и формирование бюджета поисковых ГРП</p>	<p>2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ</p>
<p>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности поисковых ГРП</p>	<p>3. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

11.02.2020

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Савенко Артем Андреевич		11.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Савенко Артем Андреевич

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

Тема ВКР:

Технический проект на сооружение эксплуатационной скважины глубиной 3756 м на с на нефтегазовом месторождении (Красноярский край)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объект исследования: технический проект на скважину Область применения бурение скважин на нефтегазовом месторождении (Красноярский край)</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации (ст. 297, 298,264) Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302 «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»</p> <p>СанПиН 1964-79 «Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых»</p>
<p>2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Повышенный уровень общей и локальной вибрации Недостаток освещения Движущиеся части производственного оборудования и механизмы Работа на высоте</p>

	Неблагоприятные климатические условия
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: возможны выбросы газа, выбросы при работе топливных установок</p> <p>Гидросфера: Возможность попадания химических реагентов в прилегающие водоемы, розлив бурового раствора, загрязнение бытовыми отходами</p> <p>Литосфера: Загрязнение почвы химическими реагентами, нарушение естественного почвенного покрова,</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: природного характера: лесной пожар, наводнения, ураганы;</p> <p>техногенного характера: возгорание ГСМ, разливы химических реагентов и ГСМ в больших объемах, газонефтеводопроявление,</p> <p>Наиболее типичная ЧС: газонефтеводопроявление</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.02.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	—		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Савенко Артем Андреевич		11.02.2020

РЕФЕРАТ

Данная выпускная квалификационная работа состоит из 74 страниц, 37 таблиц, 21 рисунок, 31 литературный источник, а также 16 приложений.

Ключевые слова: бурение, проектирование, охрана окружающей среды, горизонтальный участок ствола, скважина, газ.

Цель работы – проектирование Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (газовый пласт Ванаварской свиты) на нефтегазовом месторождении (Красноярский край).

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 3756 метров.

В специальной части проекта рассмотрены современные системы автоматизации спускоподъемных операций.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на автоматизации скважин и обеспечении безопасности производственного объекта.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Определения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ПАЦ – полианионная целлюлоза;

РУО – раствор на углеводородной основе;

РУС – роторная управляемая система;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ДРУ – двигатель с регулятором угла;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ОПО – опасный производственный объект;

ИТР – инженерно-технический работник;

ТК РФ – трудовой кодекс Российской Федерации;

БУ – буровая установка;

ПБНПП – правила безопасности нефтяной и газовой промышленности;

ГСМ – горюче- смазочные материалы;

ЭК – эксплуатационная колонна.

МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта

КБТ – колонны бурильных труб

ПВО – противовыбросовое оборудование

Оглавление

Введение.....	16
1 Общая и геологическая часть.....	17
1.1 Геологические условия бурения	17
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения	19
1.3 Зоны возможных осложнений.....	19
2 Технологическая часть	20
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	20
2.2 Обоснование конструкции скважины	21
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	21
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	22
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	22
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	23
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	24
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	24
2.3 Проектирование процессов углубления.....	26
2.3.1 Выбор способа бурения.....	26
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	27
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото.....	28
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	28
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	29
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	30
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	31
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	33

2.3.9	Разработка гидравлической программы промывки скважины	38
2.3.10	Технические средства и режимы бурения при отборе керна	37
2.4	Проектирование процессов заканчивания скважин.....	40
2.4.1	Расчет обсадных колонн на прочность.....	40
2.4.1.1	Расчет наружных избыточных давлений.....	38
2.4.1.2	Расчет внутренних избыточных давлений	42
2.4.1.3	Конструирование обсадной колонны по длине	46
2.4.1.4	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	46
2.4.2	Расчет процессов цементирования скважины.....	49
2.4.2.1	Выбор способа цементирования обсадных колонн	49
2.4.2.2	Расчёт объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов.....	49
2.4.2.3	Обоснование и расчет объема буферной продавочной жидкостей	50
2.4.2.4	Гидравлический расчет цементирования скважины	50
2.4.3	Проектирование процессов испытания и освоения скважины	53
2.4.3.1	Выбор жидкости глушения	53
2.4.3.2	Выбор муфт ГРП и расчет их количества	53
2.4.3.3	Выбор типа фонтанной арматуры	54
2.5	Выбор буровой установки	55
3	Современные системы автоматизации спускоподъемных операций	56
3.1	Анализ комплексов механизмов механизации и автоматизации спускоподъемных операций (АСП и КМСП). Состав и применение.....	56
3.2	Автоматические буровые ключи, виды, способ применения	58
3.3	Автоматизация спускоподъемного механизма.....	61
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	69

4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия	71
4.1.1	Основные направления деятельности предприятия.....	70
4.1.2	Организационная структура предприятия.....	70
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	71
4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины 70	
4.2.2	Линейный календарный график выполнения работ.....	73
4.3	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли...73	
5	Социальная ответственность	75
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	75
5.1.1	Правовые нормы трудового законодательства	75
5.1.2	Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны	76
5.2	Производственная безопасность.....	76
5.2.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего	77
5.2.1.1	Повышенный уровень общей и локальной вибрации	77
5.2.1.2	Недостаток освещения.....	78
5.2.1.3	Движущиеся части производственного оборудования и механизмы 79	
5.2.1.4	Работа на высоте	80
5.2.1.5	Неблагоприятные климатические условия.....	81
5.3	Экологическая безопасность	82
5.3.1	Защита атмосферы	82

5.3.2	Защита гидросферы.....	83
5.3.3	Защита литосферы.....	84
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	85
	Заключение	87
	Список использованной литературы.....	90
	Приложение А	94
	Приложение Б.....	105
	Приложение В.....	117
	Приложение Г	128
	Приложение Д.....	136

Введение

Газ и нефть являются одними из неотъемлемых частей необходимых для жизни и процветания современного общества, а также составляют одну из основных частей экономического потенциала России. Однако для того, чтобы начать торговлю данными ресурсами необходимо для начала добыть их. Добыча нефти и газа в свою очередь начинается непосредственно с анализа геологического разреза данного месторождения и строительства скважины.

При анализе горно-геологических условий нашего месторождения, было выяснено, что основными породами данного разреза являются алевролиты, доломиты, каменная соль и аргиллиты. Данные породы преимущественно твердые и крепкие. В результате анализа всех пород можно сделать следующие выводы:

- в интервале 0-40 м возможно осыпание слабосцементированных терригенных пород;
- в интервалах 560-1200, 1265-1605, 1810-2410 м, в результате вымывания при прохождении соленых отложений, может возникнуть кавернообразование.
- в интервале 2815-2930 м при бурении аргиллитов склонных к выкрашиванию, набуханию, возможно осыпание стенок скважины, сальникообразование.

Также не стоит забывать, что на протяжении всего ствола нашей скважины расположены многочисленные водоносные горизонты. Из чего следует вывод, что необходимо обеспечить наиболее качественное цементирование на данных интервалах, для предупреждения межпластовых перетоков.

Строительство скважины является экономически затратным делом, в следствии чего при строительстве скважины или группы скважин необходимо соблюсти все проектные сроки, а также выполнение планово-экономических показателей и коммерческой скорости бурения, что впоследствии в целом

положительно отразится на себестоимости всего разрабатываемого месторождения. В связи с высокими требованиями, а также выполнения поставленных задач и плановых показателей, в процессе всего строительства скважины необходимо управлять каждым объектом и месторождением в целом согласно, установленным законам, правилам и стандартам.

Данный технический проект на строительство эксплуатационной, наклонно-направленной скважины полностью соответствует всем техническим параметрам, проектному решению скважины и впоследствии может быть применен при строительстве скважины на нефтегазовом месторождении Красноярского края, буровым подрядчиком, разрабатывающего данное месторождение заказчика.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Геологические условия бурения

Литологическая характеристика разреза, давления и температуры по разрезу скважины, физико-механические свойства горных пород, прогноз давлений и температур представлены в таблицах А.1, А.2, А.3 приложения А соответственно.

Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент				Температура
			Пластового давления	Порового давления	Гидроразрыва пород	Горного давления	
	от (верх)	до (низ)	МПа/м	МПа/м	МПа/м	МПа/м	°С
1	2	3	4	5	6	7	8
Є 2-3ev	10	560	0,0100	–	2,00	–	3-5
Є 1-2 lit- Є 1 an	560	1200	0,0108	–	2,00	–	10
Є 1bul	1200	1265	0,0100	–	1,70	–	11-12
Є 1bls	1265	1810	0,0104	–	1,65	–	11-12
Є 1us	1810	2410	0,0110	–	1,62	–	18-20
Венд	2410	2930	0,0100	–	1,60	–	21-37
R	2930	3000	0,0097	–	1,60	–	42-48

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Характеристика газонефтеводоносности данной скважины представлена в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Водоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут
от	до			
0	200	поровый	1,05	200
1200	1265	каверново-трещинный	1,05	200
1730	1770	каверново-трещинный	1,05	200
2310	2350	каверново-трещинный	1,27	2,8
2620	2650	порово-трещинный	1,175	2,8

Таблица 3 – Нефтеносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Свободный дебит, м ³ /сут	Относительная плотность по воздуху
от	до			
2880	2920	порово-трещинный	20	0,72
2930	2950	каверново-трещинный	40	0,72

Таблица 4 – Газоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Свободный дебит, м ³ /сут	Относительная плотность по воздуху
от	до			
2580	2610	порово-трещинный	640000	0,84
2840	2870	порово-трещинный	520000	0,74

1.3 Зоны возможных осложнений

В таблице А.4 приложения А описаны возможные осложнения в процессе бурения данной скважины.

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

По техническому заданию данные по профилю: Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м.

В связи с тем, что результаты расчетов по «J-методу» расходились с исходными данными из технического задания, то было принято решение воспользоваться методом ручного расчета горизонтальных скважин.

Все далее упомянутые расчеты были произведены в программе «Бурсофтпроект». Результаты проектирования представлены в таблице Б.1 приложения Б. Конструкция скважины представлена на рисунке Б.1. Проектируемый профиль скважины представлен на рисунке 1.

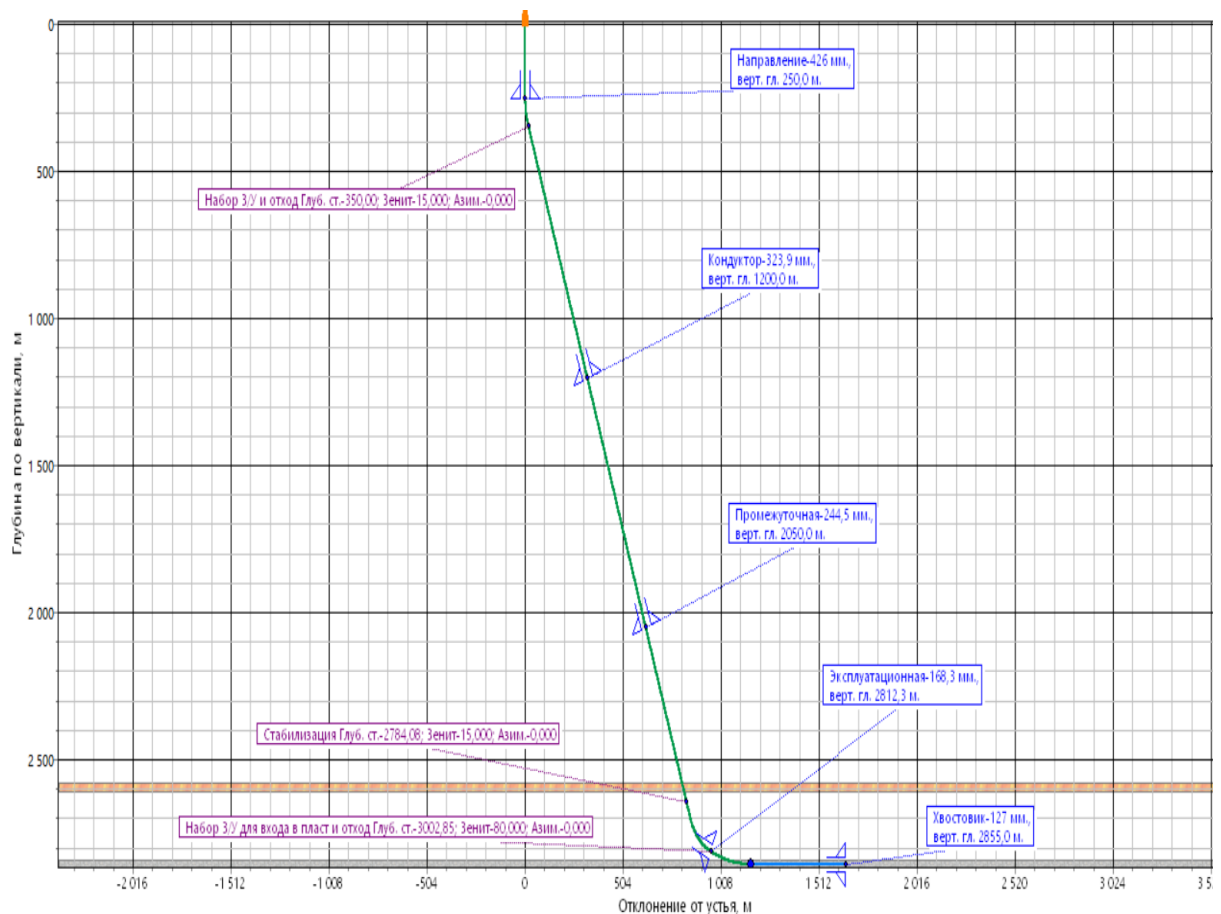


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

Данная конструкция скважины выбрана с учетом заданными условиями и возможными осложнениями. Далее приведены расчеты и обоснование конструкции данной скважины.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Так как скважина эксплуатационная, то выбираем открытый тип забоя скважины: хвостовик – фильтр (127 мм). Данный тип забоя обеспечит нам наиболее качественный вызов притока и меньшее загрязнение продуктивного пласта.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

С помощью совмещенного графика давлений просматривается непосредственное изменение давлений гидроразрыва пород и пластовых давлений. А также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.

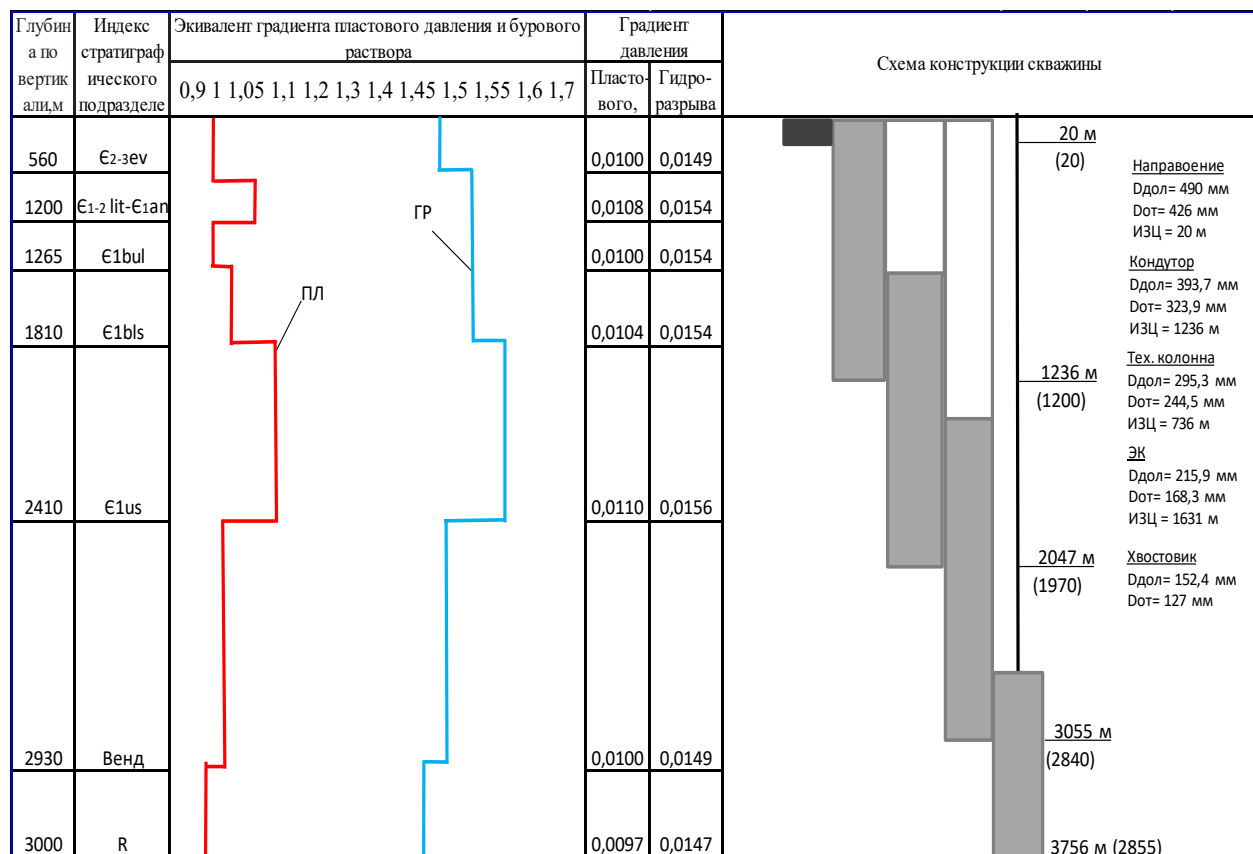


Рисунок 2 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Проанализировав данный график можно сделать вывод, что интервалов с несовместимыми условиями бурения нет.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Спуск направления обусловлен предупреждением размыва и обрушения горных пород при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений 10 м. Так как в моей скважине 10

м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 20 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из того, что расчетная глубина 1970 м, что является больше допустимой нормы, то было принято решение спускать кондуктор на 1236 м. А техническую колонну на 2047 м.

Таблица 5 – Расчет глубины спуска технической колонны

Имя пласта	V, vn	V, ktq
Глубина кровли, м	2840	2580
Градиент пластового давления, атм/м	0,100	0,1
Градиент давления гидроразрыва, атм/м	0,149	0,149
Относительная плотность газа по воздуху	0,633	0,633
Расчетные значения		
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	284	258
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	293,53	265,22
Значение параметра es	1,06	1,05
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	268,78	245,26
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м	1970	1780
Требуемый запас	1,09	1,08
Окончательная глубина спуска колонны	1970	

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта. Глубина спуска составляет 3055 м.

Хвостовик спускаем по ТЗ на глубину 3756 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В связи с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНГП) [2]:

- цементаж направления и кондуктора производится на всю длину – 0 – 20 м и 0 – 1236 м соответственно;

- цементаж же технической и эксплуатационной колонны производится с учетом наличия газового пласта, а следовательно, с перекрытием башмака предыдущей колонны на 500 м– 736–2047 м и 1631–3055 м соответственно.

Фильтр - хвостовик (127 мм) в интервале продуктивного пласта не цементируется в связи с выбранной конструкцией забоя.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров был выполнен сверху-вниз. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 6. Конструкция скважины представлена на рисунке Б.1 приложения Б.

Таблица 6 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		внешний диаметр обсадной колонны, мм	диаметр долота на интервале, мм
	расчетная по вертикали	запроектированная по вертикали	расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	20	20	20	20	0-20	0-20	426,0	490,0
Кондуктор	1970	1200	1970	1236	0-1200	0-1236	323,9	393,7
Техническая колонна	1970	1970	2047	2047	700 - 1970	736- 2047	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2840	2840	3055	3055	1470- 2840	1631- 3055	168,3	215,9
Хвостовик	2855	2855	3756	3756	2590- 2855	2805- 3756	127	152,4

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

В процессе выбора колонной обвязки и ПВО было учтено давление опрессовки колонны $P_{оп}$, которое обязательно должно превышать давление, которое может возникнуть при ГНВП и открытых фонтанах, и определяется оно по формуле:

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (1)$$

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

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

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{МУ}, \quad (2)$$

где $P_{МУ}$ – максимальное давление на устье при флюидопроявлении, данное давление рассчитывается для газовой скважины по формуле:

$$P_{МУ} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (3)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

s – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot H, \quad (4)$$

где H – это глубина залегания кровли продуктивного пласта, м для первого пласта равная 2880 м, для второго 2930 м;

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

Таблица 7 – Расчет давления опрессовки колонны для газовых пластов

Пласт	V, ktq	V, vn
Пластовое давление в кровле ПП, МПа	25,8	28,4
Глубина залегания кровли ПП, м	2580	2840
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	28,8	28,421
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	22	25,3
Давление опрессовки колонны, МПа	24,2	27,83

В результате произведенных расчетов и полученных значений был выбран тип колонной обвязки исходя из максимального давления опрессовки колонны и диаметров обвязываемых колонн: ОКК2-35-168x245x324 К2 ХЛ.

Противовыбросовое давление было рассчитано и выбрано исходя из нескольких параметров: условного диаметра манифольда и прохода превенторного блока, а также схемы обвязки и рабочего давления. Принимается схема ОП5-350/80x35 с рабочим давлением 35 Мпа, условным диаметром прохода 350 мм и условным диаметром манифольда 80 мм.

2.3 Проектирование процессов углубления

К основным технологическим процессам углубления скважины относят:

- выбор типа породоразрушающего инструмента,
- режимов бурения типов бурового раствора,
- состав бурильной колонны, а также компоновки ее низа,
- программа гидравлической промывки.

Также при проектировании буровой установки необходимо учитывать горно-геологические условия бурения, а также конструкцию обсадных колонн.

2.3.1 Выбор способа бурения

Одним из основополагающих этапов проектирования бурения является выбор способа бурения. Способ бурения должен не только подходить для данных геологических условий, но и должен обеспечивать оптимальный технико-экономический показатель. В связи с этим способ бурения выбирается исходя из анализа уже пробуренных скважин.

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, техническую, эксплуатационную колонну и хвостовик выбирается

способ бурения с применением винтовых забойных двигателей для того, чтобы обеспечить максимальную механическую скорость.

Таблица 8 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по стволу, м		Способ бурения
от	до	
0	20	роторный
20	1236	с применением ВЗД
1236	2047	с применением ВЗД
2047	3055	с применением ВЗД
2805	3756	с применением ВЗД

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

В результате произведенного анализа физико-механических свойств горных пород, представленных в нашей скважине по степени абразивности и буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под все колонны, так как скважина сложена в основном доломитами и другими твердыми породами. Характеристики долот приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал, м		0-20	20-1236	1236-2047	2047-3055	2805-3756
Шифр долота		Ш 490,0 С-ЦВ	Ш 393,7 К-ЦГВ	Ш 295,3 ТЗ-ГВУ	Ш 215,9 К-ПГВ (ПВ)	Ш 152,4 Т-ЦВ
Тип долота		Шарошечно е	Шарошечн ое	Шарошечно е	Шарошечн ое	Шарошечн ое
Диаметр долота, мм		490,0	393,7	295,3	215,9	152,4
Тип горных пород		С	К	СТ	К	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 171	3 171	3 117	3 117	3 88
	API	6 5/8	6 5/8	6 5/8	4 1/2	3 1/2
Длина, м		0,4	0,3	0,3	0,25	0,25
Масса, кг		300	160	85	29,3	11,6
G, тс	Рекомендуемая	17-34	17-35	6-21	8-19	8-16
	Максимальная	34	35	21	19	16
n, об/мин	Рекомендуемая	40-600	40-300	40-300	60-115	40-600
	Максимальная	600	300	300	115	600

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

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

Основными методами при расчете осевой нагрузки на долото являются:

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

Результаты расчетов по интервалам приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-20	20-1236	1236-2047	2047-3055	2805-3756
Исходные данные					
$D_{\text{д}}$, см	49	39,37	29,53	21,59	15,24
$G_{\text{пред}}$, Т	34	35	21	19	16
Результаты проектирования					
$G_{\text{доп}}$, Т	27,2	28	16,8	15,2	12,8
$G_{\text{проект}}$, Т	4	3	12	12	12,8

где: $D_{\text{д}}$ – диаметр долота, см;

$G_{\text{пред}}$, $G_{\text{доп}}$, $G_{\text{проект}}$ – предельная, допустимая и проектная осевая нагрузка соответственно, Т.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех вышеизложенных интервалов бурения были запроектированы частоты вращения долота проектируются согласно методике, которая обеспечивает требуемую скорость на периферии породоразрушающего инструмента и эффективное разрушение горных пород. Данные представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал, м	0-20	20-1236	1236-2047	2047-3055	2805-3756	
Исходные данные						
$V_{л}, \text{ м/с}$	1,5	0,8	1,5	0,8	1,2	
$D_{д}$	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,1524
	мм	490	393,7	295,3	215,9	152,4
Результаты проектирования						
$n_1, \text{ об/мин}$	58	39	97	71	150	
$n_{\text{стат}}, \text{ об/мин}$	60	140	180	200	220	
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$	60	140	180	200	220	

где: $n_{\text{стат}}$ – статистическое значение частоты вращения долота, об/мин;

$n_{\text{проект}}$ – проектное значение частоты вращения долота, об/мин.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Расчет необходимого расхода бурового раствора производится из условия обеспечения следующих параметров: эффективной очистки забоя от шлама, устойчивости стенок скважины, устойчивой работы забойного двигателя, эффективного вынос шлама на поверхность, предотвращение гидроразрыва и размыва стенок скважины. В результате расчетов были выявлены области приемлемого расхода бурового раствора и определены значения для обеспечения работы забойного двигателя и производительности насосов.

В результате вычислений по формулам из методического пособия, производим сопоставление с фактическими значениями расхода бурового раствора, взятыми с производства. Результаты проектирования расхода бурового раствора для каждого интервала бурения приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал, м	0-20	20-1236	1236-2047	2047-3055	2805-3756
Исходные данные					
D _д , м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,1524
K	0,55	0,3	0,4	0,3	0,35
K _к	1,3	1,3	1,225	1,175	1,15
V _{кр} , м/с	0,12	0,11	0,11	0,1	0,105
V _м , м/ч	40	35	30	25	25
d _{бг} , м	0,127	0,127	0,127	0,127	0,089
d _{нмах} , м	0,0127	0,0119	0,0079	0,0064	0,0064
n	1	3	3	1	1
V _{кпмин} , м/с	0,5	0,5	0,75	1	1
ρ _{см} – ρ _р , г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ _р , г/см ³	1,193	1,289	1,311	1,256	1,1
ρ _п , г/см ³	2,6	2,57	2,69	2,65	2,65
n	1	3	3	1	1
Результаты проектирования					
Q ₁ , л/с	104	37	27	11	6
Q ₂ , л/с	168	88	45	20	11
Q ₃ , л/с	88	55	42	24	12
Q ₄ , л/с	7	21	14	4	4
Области допустимого расхода бурового раствора					
	20-45	55-70	55-70	32-40	12-16
Запроектированные значения расхода бурового раствора					
	45	70	55	32	12

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Результаты расчёта параметров забойных двигателей представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-20	20-1236	1236-2047	2047-3055	2805-3756
1		2	3	4	5	6
Исходные данные						
D _д	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,1524
	мм	490	393,7	295,3	215,9	152,4

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6
G _{ос} , кН	69	39	29	118	118
Q, Н·м/кН	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм	–	315	236	173	122
M _р , Н·м	–	1631	4496	3334	2561
M _о , Н·м	–	197	148	108	76
M _{уд} , Н·м/кН	–	49	37	27	20

Для интервала бурения 20–1236 метров (интервал бурения под кондуктор) был выбран винтовой забойный двигатель 12 D500 1/2 LOBE, который обеспечивает угол необходимый для бурения, а также обеспечивает при заданном расходе необходимый момент для разрушения горной породы. Для бурения под техническую колонну запроектирован винтовой забойный двигатель 9 5/8 D500 1/2 LOBE, который способен обеспечить высокий рабочий момент на долоте, что позволяет разрушить твердые и крепкие горные породы. Для бурения под интервал эксплуатационной колонны был выбран винтовой забойный двигатель 6 3/4 F2000M 4/5 LOBE, который может позволить бурить интервал с искривлениями. Для интервала бурения под хвостовик был запроектирован винтовой забойный двигатель 4 3/4 F2000S 5/6 LOBE, который обеспечит необходимый рабочий момент на долоте, что чрезвычайно важно при разбурировании крепких и очень крепких пород. Технические характеристики выбранных винтовых забойных двигателей под каждый интервал бурения представлены в таблице 14.

Таблица 14 – 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
12 D500 1/2 LOBE	20-1547	304,8	10,1	3674	50-63-76	125-157-188	8,7	113-142-171
9 5/8 D500 1/2 LOBE	1236-2047	244,5	7,7	1973	25-35-44	215-295-375	2,6	59-81-103
6 3/4 F2000M 4/5 LOBE	2047-3055	171,4 5	7,6	916	19-25-32	165-215-265	5,1	88-115-141
4 3/4 F2000S 5/6 LOBE	2805-3756	120,6	6,5	465	11-14-16	95-110-125	1,9	19-22-25

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок буровой колонны

В состав буровой колонны входят: КНБК и КБТ. КНБК же в себя включает долото, забойный двигатель, калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, маховики, отклонители и УБТ. КБТ же в свою очередь представляет из себя секции буровых труб (БТ), одинаковых по диаметру, наружному диаметру, толщине стенок, а также группе прочности материала и по типоразмеру замковых. В таблицах Б.2 приложения Б представлены запроектированные для данной скважины низа буровой колонны для бурения под все интервалы.

После расчетов и выбора КНБК, был произведен расчет каждой буровой колонны, для спуска колонны на клиньях.

В таблице Б.3 приложения Б представлены результаты расчета буровых труб на напряжения в клиновом захвате. Коэффициенты запаса прочности буровых труб приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на вынос.	на растяж.	на статич. прочн.
Направление													
0-20 Бурение КНБК №1	Долото	490,0	–	–	–	–	0,4	–	0,300	0,300	–	–	–
	Калибратор	490,0	–	–	–	–	1,64	–	0,515	0,815	–	–	–
	УБТ	245,0	135,0	–	–	–	15	0,2674	4,011	4,826	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-178-102	2,96	0,0312	0,092	4,918	0,15	>10	1,55
Кондуктор													
20-1236 Бурение КНБК №2	Долото	393,7	–	–	–	–	0,3	–	0,160	0,160	–	–	–
	Двигатель	304,8	–	–	–	–	10,1	–	3,674	3,834	–	–	–
	Калибратор	393,7	–	–	–	–	0,32	–	0,261	4,095	–	–	–
	УБТ	203,0	80,0	–	–	ЗУ-185	13	0,2146	2,790	6,885	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-178-102	1208	0,0312	37,71	44,60	–	>10	1,33
Техническая колонна													
1236-2047 Бурение КНБК №3	Долото	295,3	–	–	–	–	0,3	–	0,085	0,085	–	–	–
	Двигатель	244,5	–	–	–	–	7,7	–	1,973	2,058	–	–	–
	Калибратор	295,3	–	–	–	–	0,31	–	0,123	2,181	–	–	–
	УБТ	178,0	76,0	–	–	–	77	0,1560	12,01	14,19	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	л	ЗП-178-102	1957	0,0312	61,10	75,29	–	3,33	1,10
Эксплуатационная колонна													
2047-3055 Бурение КНБК №4	Долото	215,9	–	–	–	–	0,25	–	0,029	0,029	–	–	–
	Двигатель	171,4	–	–	–	–	7,6	–	0,916	0,945	–	–	–
	Калибратор	215,9	–	–	–	–	0,15	–	0,055	1,000	–	–	–
	УБТ	178,0	76,0	–	–	–	77	0,1560	12,01	13,01	–	–	–
	Яс гидрав.	124,0	57,0	–	–	–	2,4	–	0,139	13,15	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-178-102	2964	0,0312	92,54	105,69	–	2,26	–
Хвостовик													
3055-3756 Бурение КНБК №5	Долото	152,4	–	–	–	–	0,25	–	0,012	0,012	–	–	–
	Двигатель	120,6	–	–	–	–	6,5	–	0,465	0,477	–	–	–
	Калибратор	144,0	–	–	–	–	0,19	–	0,029	0,506	–	–	–
	УБТ	120,0	64,0	–	–	–	202	0,0635	12,83	13,33	–	–	–
	Яс гидрав.	89,0	30,0	–	–	–	2,4	–	0,200	13,53	–	–	–
	БТ	88,9	70,1	9,4	е	ЗП-121-68	3542	0,0211	74,67	88,20	–	1,87	1,54

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для постройки запроектированной скважины были выбраны следующие типы буровых растворов:

- под направление – бентонитовый раствор;
- под кондуктор – соленасыщенный буровой раствор;
- техническую колонну – соленасыщенный буровой раствор;

- под эксплуатационную колонну – КСЛ/полимерный (биополимерный);
- под хвостовик и вскрытие продуктивного пласта – КСЛ/полимерный (биополимерный).

В таблице 16 представлены исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Таблица 16 – Исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Интервал по вертикали, м	Коэффициент репрессии	Пластовое давление, МПа	Глубина по вертикали, м	g, м/с ²	Плотность, г/см ³
0-20	1,17	0,2	20	9,81	1,193
20-1200	1,16	12,96	1200		1,289
1200-1970	1,10	21,67	1970		1,311
1970-2840	1,08	28,4	2840		1,256
2840-2855	1,06	28,55	2855		1,1

Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения по интервалам представлены далее в таблицах 17-19 соответственно.

Таблица 17 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов бентонитового раствора для бурения интервала 0-20 м

Наименование химического реагента	Класс	Назначение	Масса, кг
Сода Каустик	Регулятор рН	Поддержание требуемого рН бурового раствора	52,27
Бентонит марки ПБМБ	Структуро-	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	3136,2
Сода бикарбонат	образователь	Связывание ионов кальция и магния	52,27
Osno-Desco СА	Регулятор жесткости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	52,27
Барит	Понизитель	Регулирование плотности	2090,8

Таблица 18 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов соленасыщенного бурового раствора для бурения интервалов 20-1200 и 1200-1970 м

Наименование химического реагента	Класс	Назначение	Масса, кг	
			Кондуктор	Техническая колонна
Сода Каустик	Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	161,525	99,015
Сода бикарбонат	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	323,05	198,03
Бентонит марки ПБМБ	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	25844	15842,4
Оснопак HV-О	Высоковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	1615,25	990,15
Оснопак LV-О	Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	3230,5	1980,3
Хлористый калий	Соль	Предотвращение растворения солей, замерзания бурового раствора	8076,25	4950,75
Atren Thermo В	Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	64,61	39,606
Atren-FK D	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	1615,25	990,15
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	14537,25	8911,35

Таблица 19 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов КСЛ/полимерного (биополимерного) раствора для бурения интервалов 1970-2840 м и 2840-2855 м

Наименование химического реагента	Класс	Назначение	Масса, кг	
			ЭК	Хвостовик
Сода Каустик	Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	113,86	69,835
Сода бикарбонат	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	227,72	139,67
Гаммаксан	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	797,02	488,845
Натрий-КМЦ Qolicel HV-T	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	3871,24	2374,39
Хлористый калий	Ингибитор (соль)	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	18217,6	11173,6
Atren-FK D	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4554,4	2793,4
CaCO ₃	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	17079	10475,25
Atren-Bio A	Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	113,86	69,835
Atren Antifoam B	Пеногасители	Предотвращение пенообразования	113,86	69,835

Технологические параметры глинистого, полимерного и КСЛ/биополимерного растворов приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Технологические показатели буровых растворов

Тип бурового раствора	Бентонитовый	соленасыщенный буровой раствор	КСЛ/полимерный (биополимерный)
1	2	3	4
СНС ₁ , дПа	–	24-90	30-40
СНС ₁₀ , дПа	–	36-135	40-70

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4
Условная вязкость, с	50 и выше	25-60	40-50
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12	3-5	<6
рН	–	8-9	8-10
Сод. песка, %	< 2	< 0,5	<0,5
ДНС, дПа	–	40-80	60-100
ПВ, сПз	–	10-25	12-15

В таблице Б.4 приложения Б указаны результаты расчета необходимого объема бурового раствора.

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Все режимы работы буровых насосов, а также гидравлические показатели промывки скважины и распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены ниже в таблицах 21-23 соответственно.

Таблица 21 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					Количество, шт	диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Под направление									
0	20	бурение	0,241	0,03	центральная	1	22,2	144,7	826,4
Под кондуктор									
20	1236	бурение	0,395	0,045	периферийная	3	20,6	55,1	127,4
Под техническую колонну									
1236	2047	бурение	0,755	0,08	периферийная	3	20,6	55,1	129,6
Под эксплуатационную колонну									
2047	3055	бурение	1,066	0,087	центральная	1	15,9	80	152

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Под хвостовик									
3055	3756	бурение	0,819	0,066	центральная	1	12,7	95,3	71,4

Таблица 22 – 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 цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производи-тельность, л/с	
0	20	бурение	УНБТ-950	2	90	140	326	0,85	125	28	56
20	1236	бурение	УНБТ-950	2	90	140	326	0,85	123	27,55	55,1
1236	2047	бурение	УНБТ-950	2	90	140	326	0,85	123	27,55	55,1
2047	3055	бурение	УНБТ-950	1	90	150	266	0,85	125	32	32
3055	3756	бурение	УНБТ-950	1	90	140	309,7	0,85	54	12,1	12,1

Таблица 23 – Распределение потерь давления в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	20	бурение	158,3	147,6	0	0,7	0	10
20	1236	бурение	127,9	23,1	24,6	68,4	1,8	10
1236	2047	бурение	218,2	23,5	63,1	116	5,6	10
2047	3055	бурение	236,6	47,5	105,4	56,4	17,3	10
3055	3756	бурение	191,7	59	15,7	79,6	35,7	1,7

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

На данной скважине отбор керна техническим заданием не предусматривается.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

В качестве продавочной жидкости применяется техническая вода ($\rho_{prod} = 1000 \text{ кг/м}^3$).

Согласно рекомендации к выбору буферной жидкости, представленной в РД 39-00147001-767-2000 при данных геологических условиях и возможных осложнениях, необходимо использовать вязкоупругие буферные жидкости. Так как данный тип буферной жидкости обычно обладает повышенной вязкостью относительно других, то будет использоваться плотность 1030 кг/м^3 [3].

Облегченный тампонажный раствор: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений 1400 кг/м^3 .

Тампонажный раствор нормальной плотности: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений 1800 кг/м^3 .

Таблица 24 – Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{prod}, \text{ кг/м}^3$	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}, \text{ кг/м}^3$	1030
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}, \text{ кг/м}^3$	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}, \text{ кг/м}^3$	1800
Плотность нефти $\rho_n, \text{ кг/м}^3$	650	Глубина скважины, м	2840
Высота столба буферной жидкости $h_1, \text{ м}$	1631	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2, \text{ м}$	360
Высота цементного стакана $h_{ст}, \text{ м}$ (длина по стволу, м)	10 (23)	Динамический уровень скважины $h_d, \text{ м}$	1631

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Результаты расчета наружных избыточных давлений были проведены в программе «Excel» (было учтено условие выхода буферной жидкости на

поверхность). Схемы расположения жидкостей в скважине в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении, а также в конце эксплуатации газовой скважины изображены на рисунке 3.

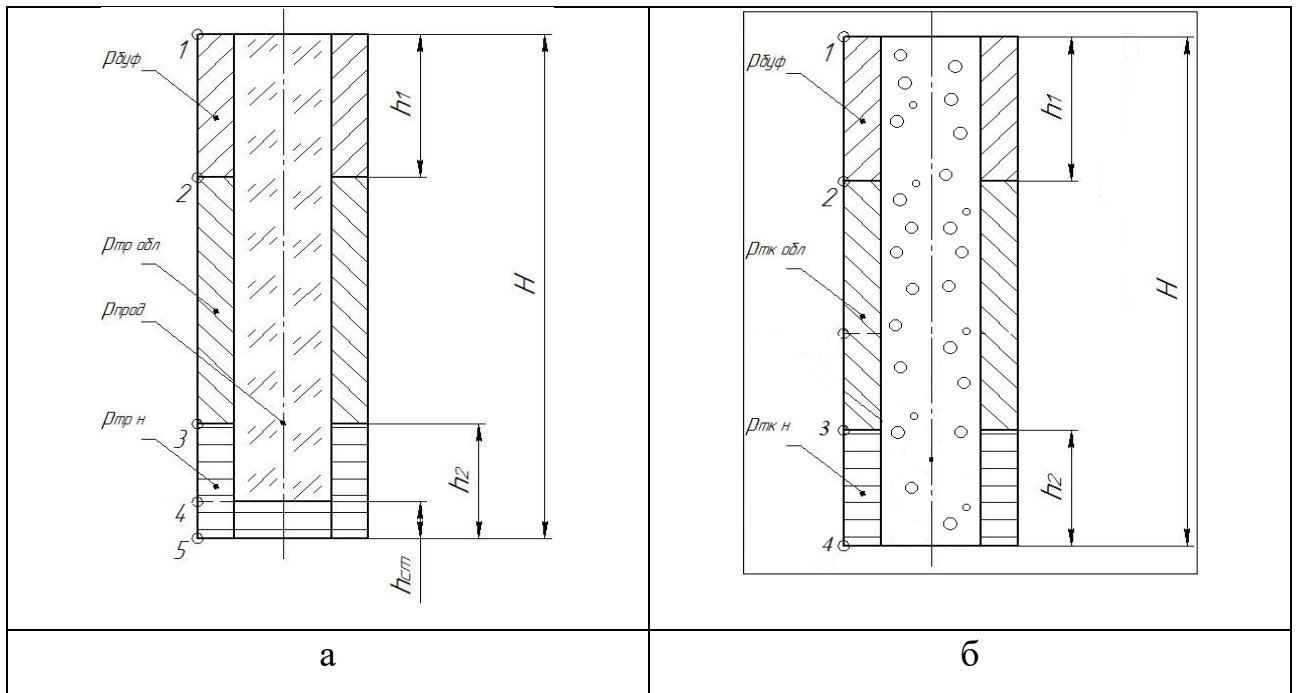


Рисунок 3 – Схема расположения жидкостей:

а – при снятом устьевом давлении в конце продавки тампонажного раствора;

б – в конце эксплуатации газовой скважины

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении показаны ниже на рисунке 4.

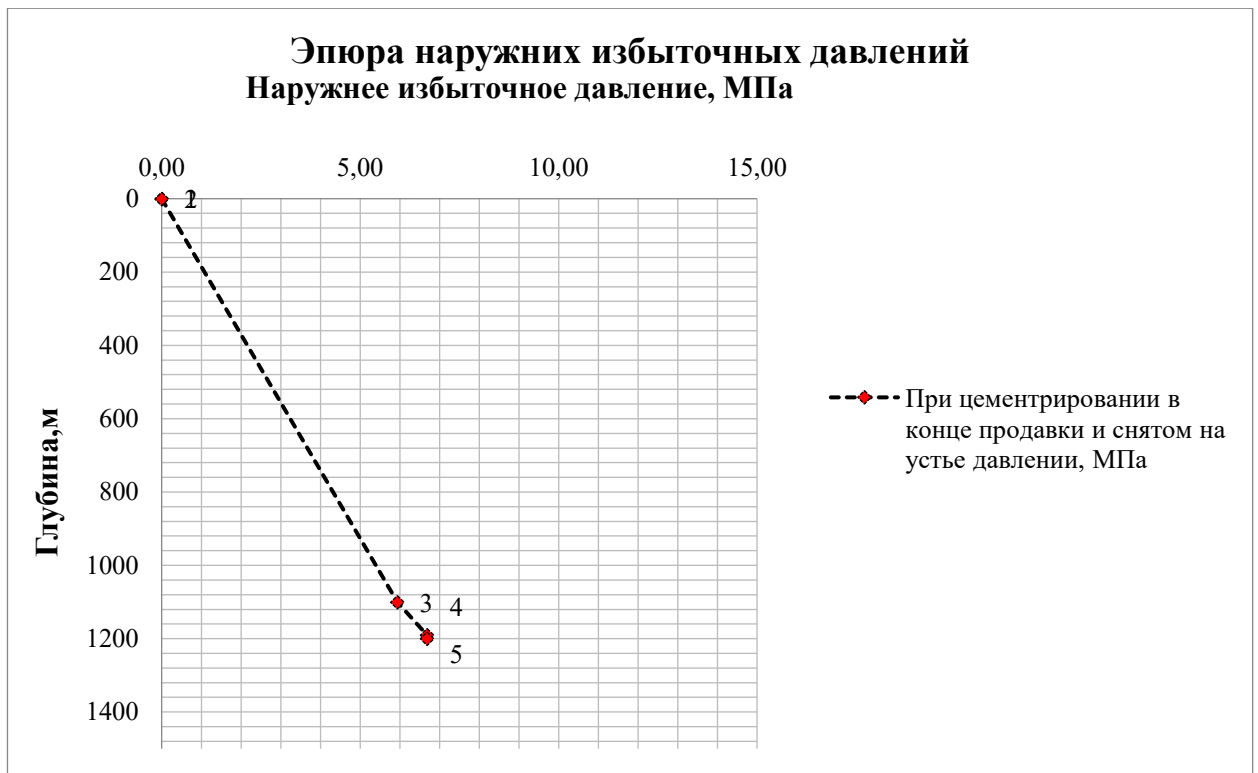


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета наружных избыточных давлений при центрировании технической колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 4.

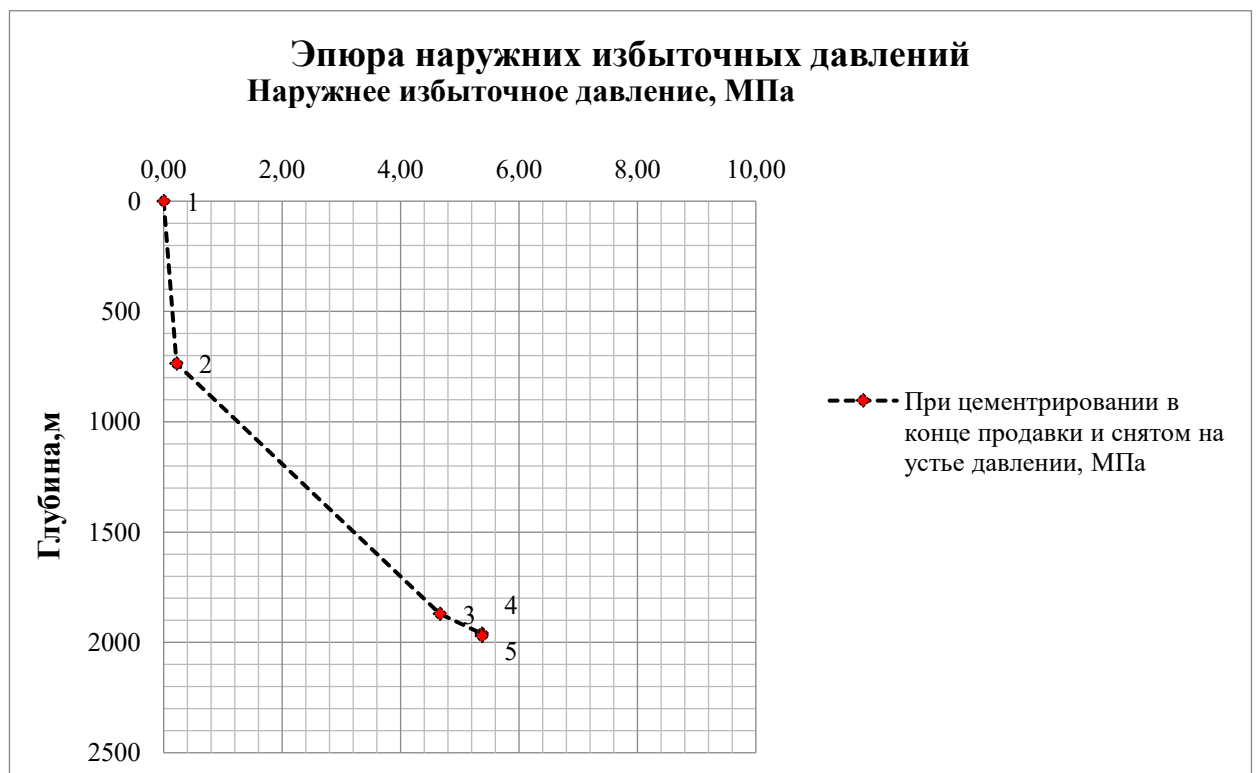


Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений для технической колонны

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 6.

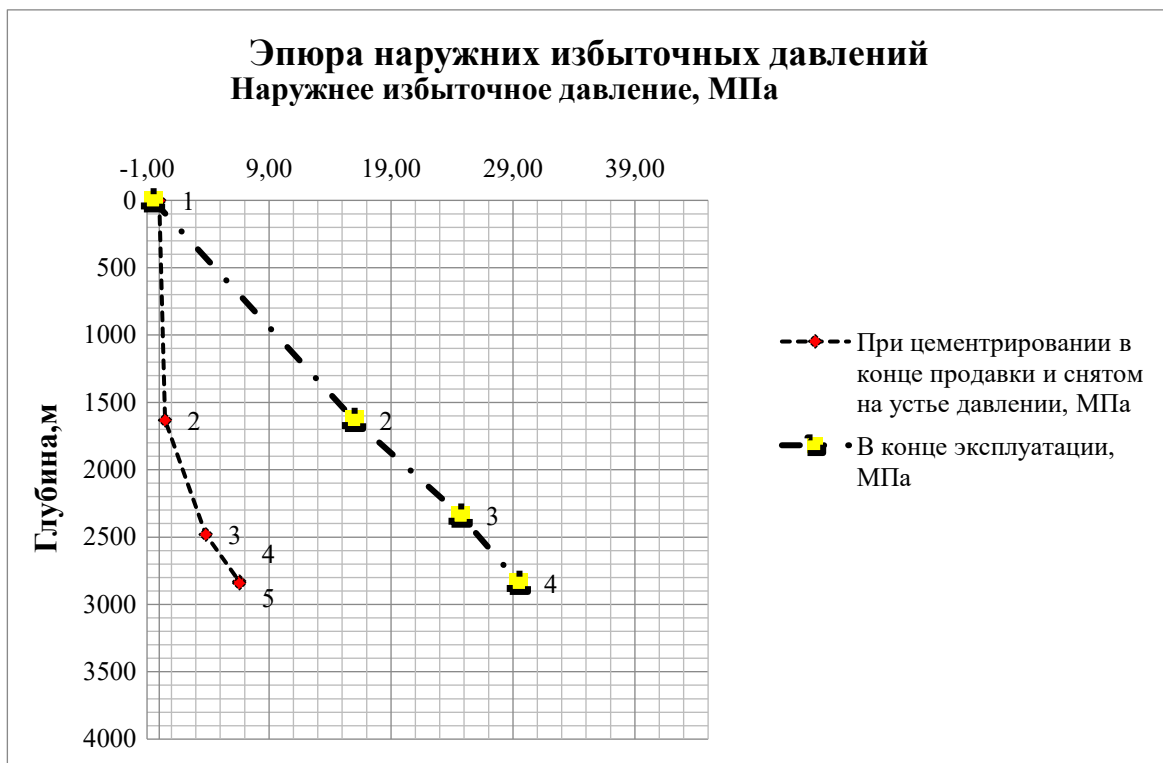


Рисунок 6 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании хвостовика в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 7.

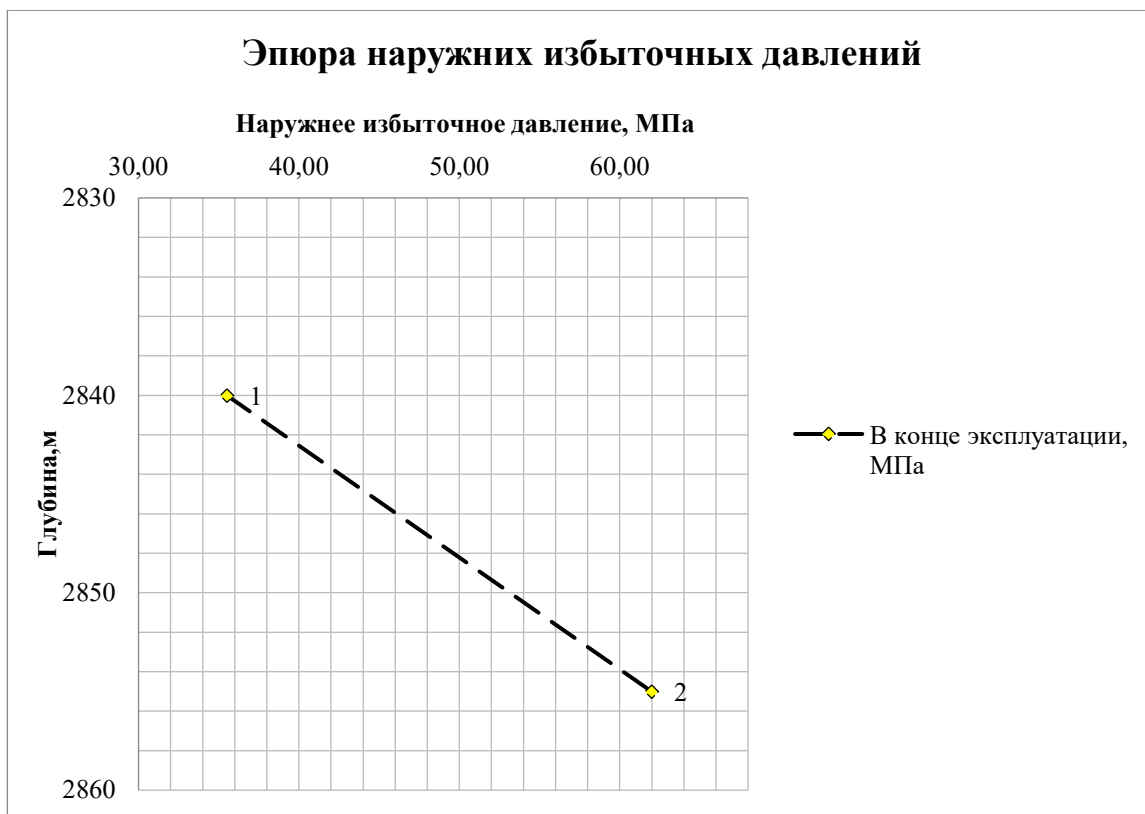


Рисунок 7 – Эпюра наружных избыточных давлений для хвостовика

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление является разностью между внутренним давлением, которое действует внутри обсадной колонны, и наружным, которое действует на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

Следовательно, на рисунке 8 представлены схемы расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, а также при опрессовке обсадной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

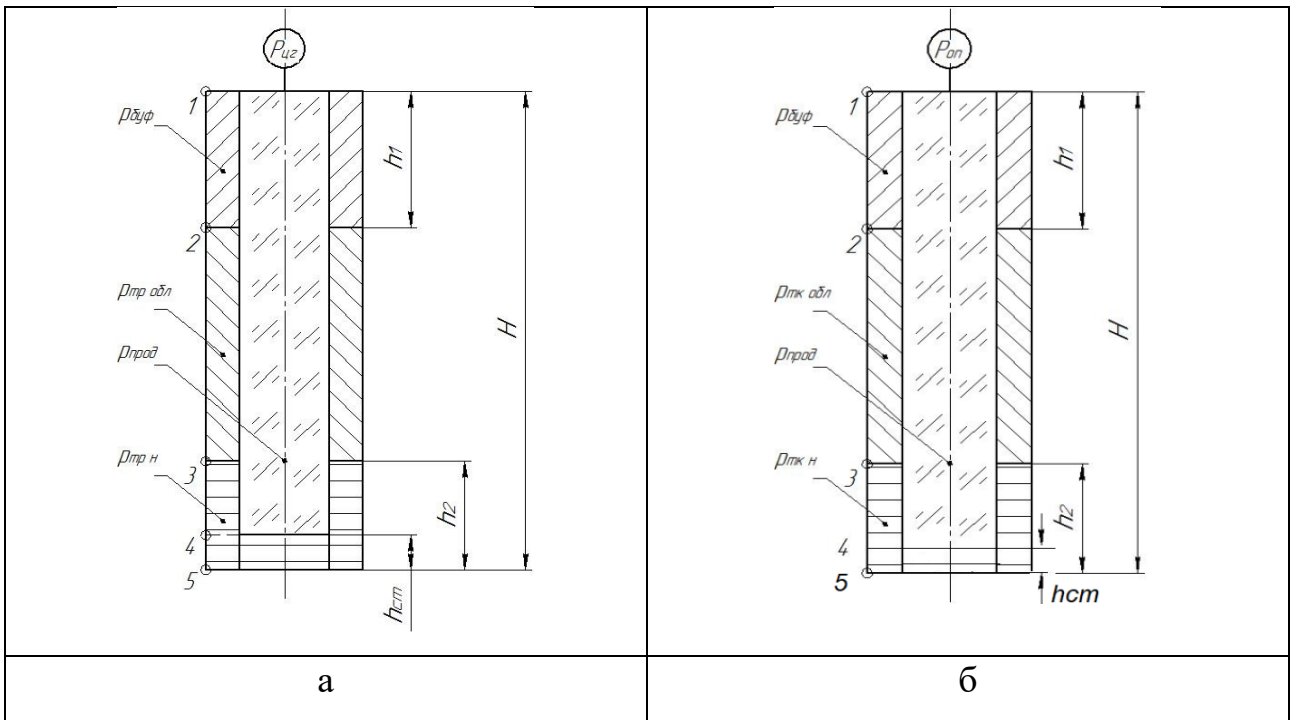


Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей в скважине:

а) в конце продавки тампонажного раствора; б) при опрессовке обсадной колонны

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 9.

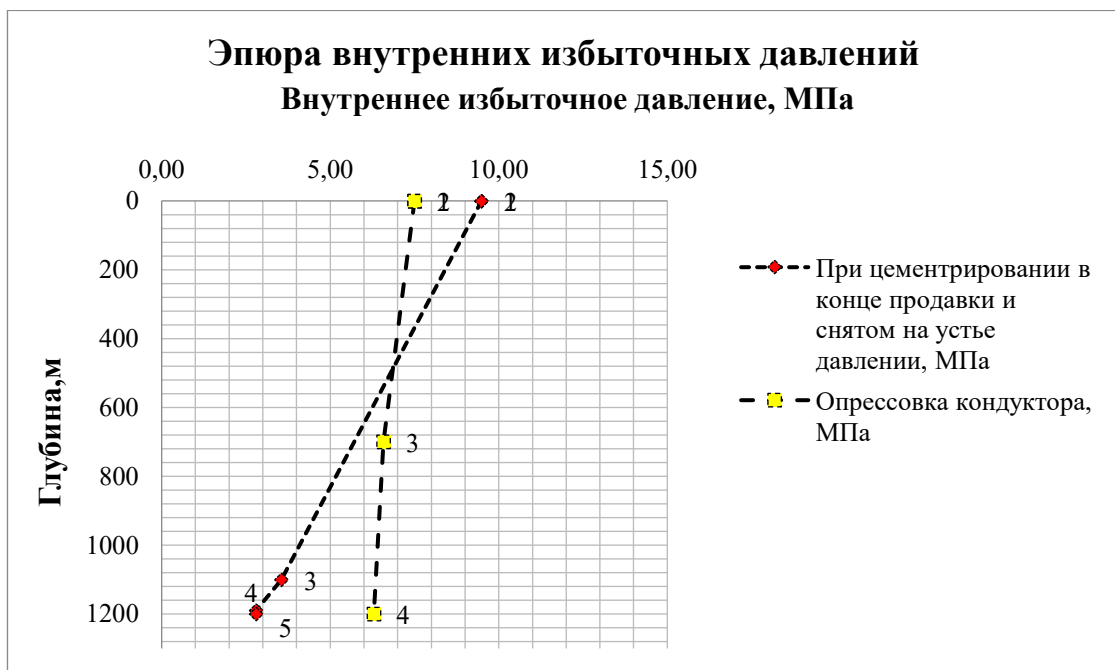


Рисунок 9 – Эпюры внутренних избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании технической колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 10.

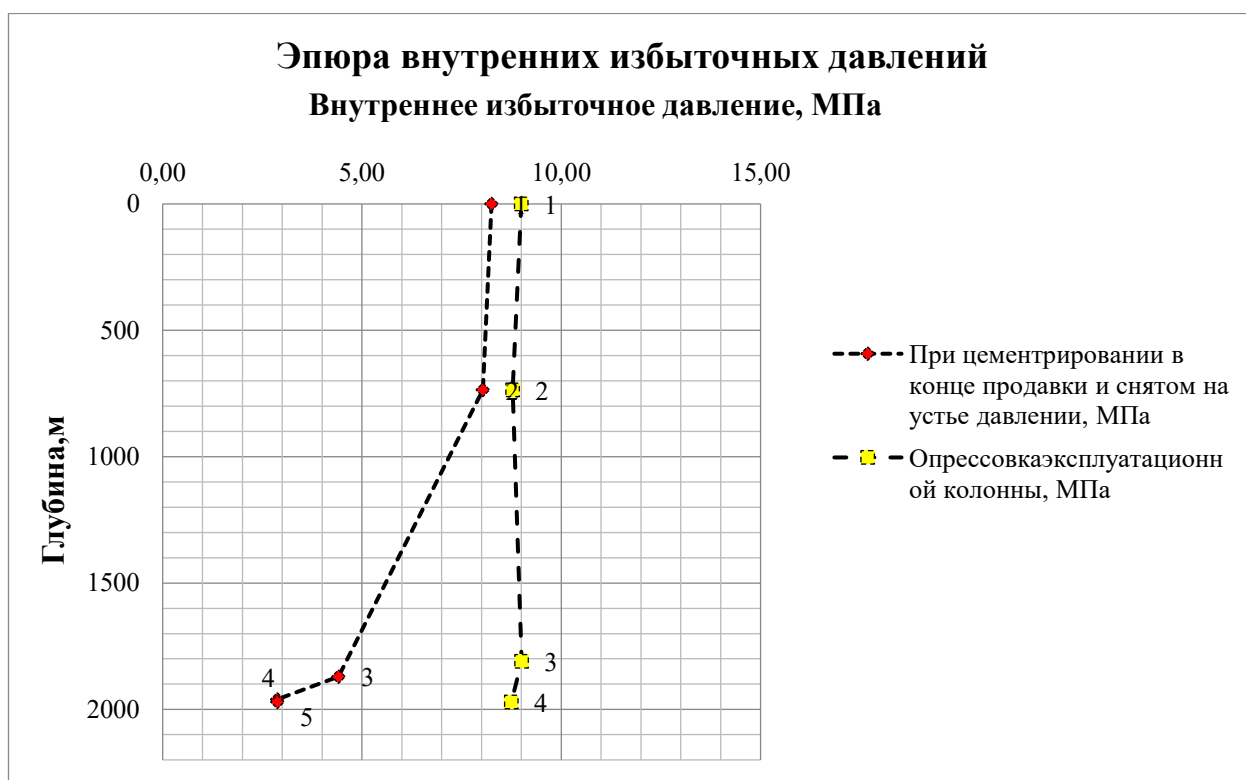


Рисунок 10 – Эпюры внутренних избыточных давлений для технической колонны

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 11.

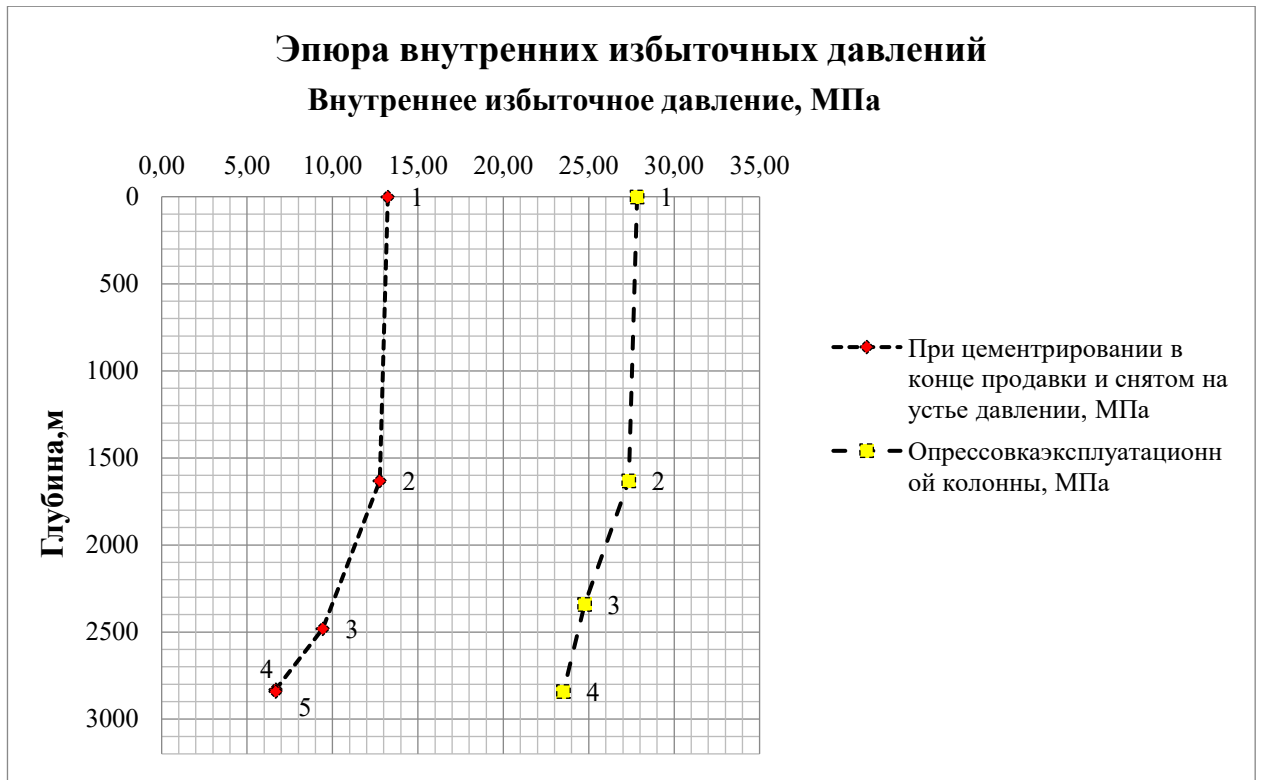


Рисунок 11 – Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке и проведении ГРП представлены на рисунке 12.

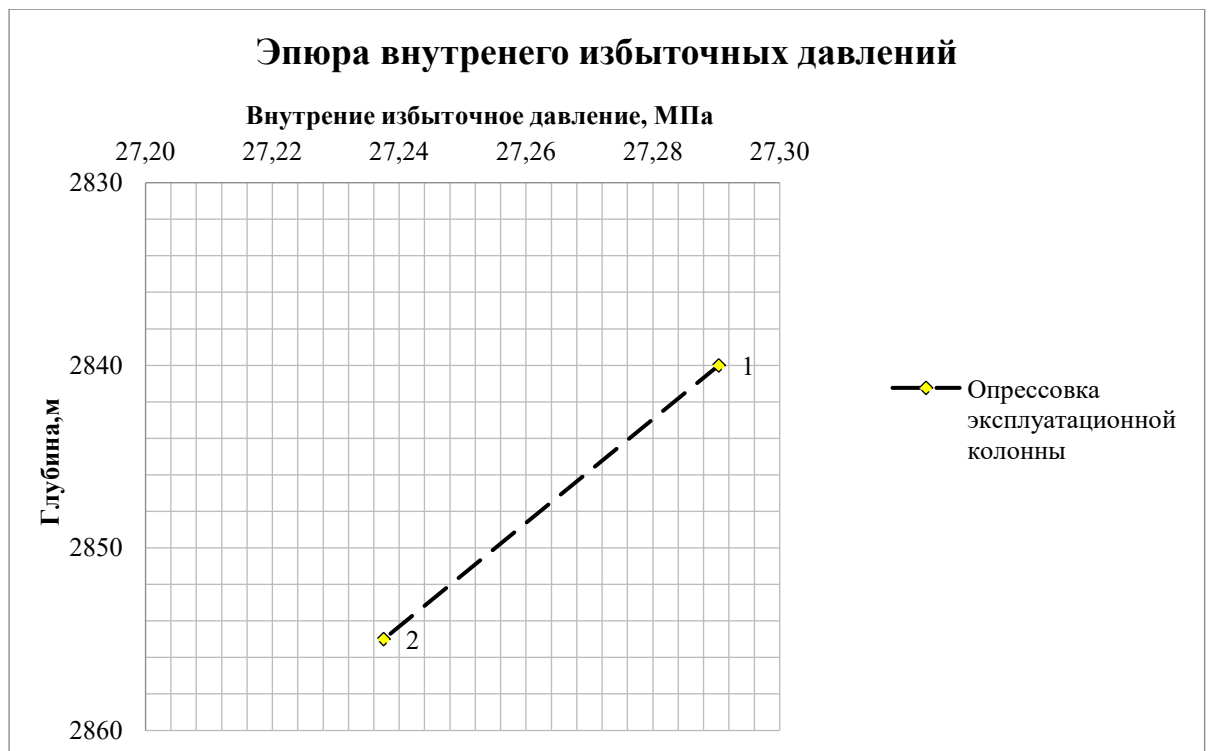


Рисунок 12 – Эпюры внутренних избыточных давлений для хвостовика

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 25.

Таблица 25 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Диаметр, мм	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	10
Направление									
1	Треугольная	426,0	Д	10,0	20	106,5	2129	2129	0-20
Кондуктор									
1	ОТТМ	323,9	Д	9,5	1236	76,07	94023	94023	0-1236
Техническая колонна									
1	ОТТМ	244,5	Д	7,9	2047	48,13	98522	98522	0-2047
Эксплуатационная колонна									
1	ОТТМ	168,3	Е	10,6	525	42,22	22166	22166	2530-3055
2	ОТТМ	168,3	Е	8,9	2530	36,1	91333	113499	0-2530
Хвостовик									
1	ОТТМ	127	М	9,2	250	27,23	6808	6808	3055 - 3756

2.4.1.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и улучшения процесса цементированья колонн принимается технологическая оснастка, представленная далее в таблице 26.

Таблица 26 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Наименование колонны	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 426 мм	БКМ-426 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	20	20	1	1
	ЦКОДМ-426 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	10	10	1	1
	ПРП-Ц-426 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	10	10	1	1
Кондуктор, 323,9 мм	БКМ-324 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	1236	1236	1	1
	ЦКОДМ-324 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	1226	1226	1	1
	ЦТГМ 324/394 («ЗЭРС»)	1236	1236	1	36
		1231	1231	1	
		70	1231	29	
		20	70	5	
	ЦПЦ 324/394 («ЗЭРС»)	0	20	2	2
ПРП-Ц-324 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	1226	1226	1	1	
Техническая колонна, 244,5 мм	БКМ-245 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	917	917	1	1
	ЦКОДМ-245 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	907	907	1	1
	ЦТГМ 245/295 («ЗЭРС»)	2047	2047	1	25
		2043	2043	1	
		1276	2043	19	
		1236	1276	4	
	ЦПЦ 245/295 («ЗЭРС»)	1196	1236	4	35
		20	1196	29	
		0	20	2	
	ПРП-Ц-245 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	2037	2037	1	1

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная колонна, 178 мм	БКМ-168 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	3055	3055	1	1
	ЦКОД-168 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	3045	3045	1	1
	ЦПЦ 168/216 («ЗЭРС»)	2007	2047	4	56
		20	2007	50	
		0	20	2	
	ЦТГМ 168/212 («ЗЭРС»)	3055	3055	1	30
		3051	3051	1	
		2087	3051	24	
2047		2087	4		
ПРП-Ц-В 168 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	2035	2035	1	1	
ПРП-Ц-Н 168 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	3045	3045	1	1	
Хвостовик, 127 мм	БКП-Вр-127 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	3756	3756	1	1
	ЦКОДУ-178 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	3746	3746	1	1
	Муфта гидравлическая (ГРП) МГ ГРП-127 (Racker-Tools)	3054	3746	7	7
	Набухающий пакер Б-П-НК 127 (БАРБУС)	3055	3746	7	7
	ЦТГ 127/191 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	3255	3746	10	30
		3095	3255	16	
		3055	3095	4	
	ЦПЦ 127/156 («ЗЭРС»)	1820	2883	4	9
		2805	3015	5	
	ПРП-Ц-В 127 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	3736	3736	1	1
ПРП-Ц-Н 127 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	3746	3746	1	1	
	ПХНВ1.127/178 (ЗЭРС)	3005	3005	1	1

2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Для начала производится проверка условия недопущения гидроразрыва пластов, или поглощения раствора по формуле 5:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (5)$$

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

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

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва.

Выполнив вычисления, получаем, что 42,11 МПа < 43,24 МПа – следовательно условие недопущения гидроразрыва выполнено, а значит проектируем прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчёт объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности примем ПЦТ – П –50 с водоцементным отношением $m_n = 0,48$.

Для приготовления облегченного тампонажного раствора примем ПЦТ– III–Об (4-6) –50 с водоцементным отношением $m_{обл} = 1,2$.

Результаты расчета объёмов тампонажных растворов количества компонентов, формирующих их, приведены в таблице 18.

2.4.2.3 Обоснование и расчёт объема буферной продавочной жидкостей

Согласно РД 39-00147001-767-2000 [37] для данной скважины в качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водный раствор с добавлением буферного порошка модифицированного МБП-СМ (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) плотностью 1100 кг/м³. В качестве продавочной жидкости будем использовать техническую воду плотностью 1000 кг/м³.

В таблице 27 представлена информация об объемах продавочной и буферной жидкостей.

Таблица 27 – Количество составных компонентов тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м3		Плотность жидкости, кг/м3	Объем воды для приготовления жидкости, м3	Наименование компонента	Масса компонента (кг или тонн) / количество мешков
Буферная жидкость	7,54	6,03	1030	5,97	МБП-МВ	90,47
		1,51		1,43	МБП-СМ	105,55
Облегченный тампонажный раствор	20,91		1400	17,76	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	11990
					НТФ	8,57
Тампонажный раствор нормальной плотности	9,31		1800	6,21	ПЦТ-II-50	13704
					НТФ	3,82
Продавочная жидкость	61,42		1000	61,42	Техническая вода	–

2.4.2.4 Гидравлический расчёт цементирования скважины

В соответствии с выбором цементировочной техники и проведенными расчетами ее количества разрабатывается технологическая схема обвязки

цементировочного оборудования. Схема обвязки представлена на рисунке 7.

Затем производится расчет необходимого числа цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси по формуле (6):

$$m = G_{\text{сух}}/G_6 . \quad (6)$$

Далее производится расчет для тампонажного раствора нормальной плотности:

$$m = \frac{11,99}{10} = 1,199. \quad (7)$$

Для облегченного же тампонажного раствора:

$$m = \frac{13,7}{10} = 1,37. \quad (8)$$

Исходя из сводных данных обобщенная схема обвязки цементировочной техники принимает вид, представленный на рисунке 13.

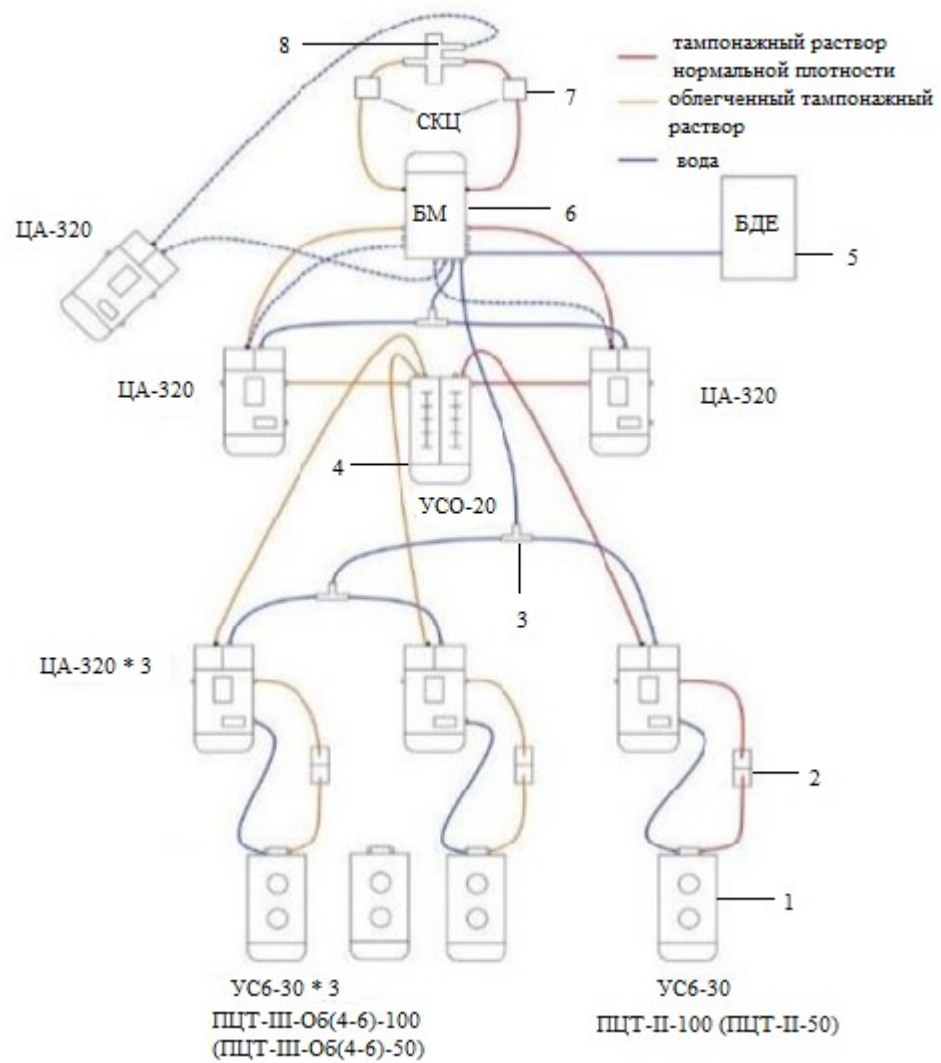


Рисунок 13 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

- 1 – цементосмесительная машина типа УС 6-30; 2 – бачок затворения;
 3 – тройник; 4 – установка смесительная осреднительная типа УСО-20; 5 – блок дополнительных емкостей; 6 – блок манифольда; 7 – станция контроля цементирования; 8 – цементировочная головка.

2.4.3 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

2.4.3.1 Выбор жидкости глушения

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

Для предотвращения набухания глин и в последствии кольматации призабойной зоны пласта целесообразно использовать жидкость глушения на основе хлористого калия КСl.

Плотность жидкости глушения определяется для газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 9.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1 + 0,05) \cdot 0,01 \cdot 2855}{9,81 \cdot 2840} = 1076 \text{ кг/м}^3 \quad (9)$$

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

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 7.

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot (V_{внэк} + V_{внхв}), \quad (10)$$

где $V_{внэк}$ – внутренний объем ЭК, м³,

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

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot (V_{внэк} + V_{внхв}) = 2 \cdot (40 + 57) = 194 \text{ м}^3.$$

2.4.3.2 Выбор муфт ГРП и расчет их количества

Для проведения МГРП на данной скважине используем муфты МГ ГРП–127. Они спускается в скважину как часть обсадной колонны. Муфты

активируются под влиянием определенного давления. Количество муфт проектируется исходя из длины горизонтального участка (в нашем случае 700 метров). Муфты устанавливаются с интервалом в 90 метров, то есть необходимо проектировать 7 муфт МГ ГРП–127. Для изоляции зон МГРП друга от друга в заколонном пространстве используются 2 набухающих пакера Б-П-НК 127 на одну муфту, таким образом, потребуется 14 пакеров. Характеристики муфт ГРП и используемых пакеров представлены в таблицах Б.5 и Б.6 приложения Б соответственно.

Процесс снижения противодавления на пласт может быть осуществлен разными техническими средствами; при этом возможны следующие последовательно реализуемые варианты изменения забойного давления:

- 1) Рост забойного давления до максимальной величины $R_{заб\ макс}$ - первая фаза вызова притока, при которой поглощение пластом жидкости глушения возрастает.
- 2) Снижение забойного давления до величины пластового давления ($R_{заб} = R_{пл}$) - вторая фаза вызова притока, при которой поглощение пластом жидкости глушения снижается до нуля.
- 3) Снижение забойного давления ниже величины пластового и создание определенной депрессии - третья фаза вызова притока: $\Delta P = R_{заб} - R_{пл}$.

Для нашей скважины снижение забойного давления осуществляется при помощи передвижной азотной компрессорной установки: ТГА-20/351. Данная установка была выбрана с вязи с особенностями и спецификацией данной скважины. Характеристики компрессорной установки представлены в таблице Б.7 приложения Б.

2.4.3.3 Выбор типа фонтанной арматуры

Поскольку скважина является газовой и устьевое давление при ГРП достигает 700 атм – принимаем фонтанную арматуру по типовой схеме 6, с

автоматическим управлением, с условным проходом ствола 80 мм и боковых отводов 65 мм, на рабочее давление 35 Мпа: Арматура фонтанная АФ6-80/65х35.

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных колонн, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3900/225 ЭК-БМ. При проведении расчетов также учитывается проектируемый силовой верхний привод модели DQ70BS - JH, масса которого составляет 12,5 т. Результаты проектирования и выбора буровой установки расположены далее в таблице 28.

Таблица 28 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

БУ - 3900/225 ЭК-БМ			
Максимальный вес бурильной колонны с СВП, тс ($Q_{бк+} + Q_{свп}$)	118,5	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк+} + Q_{свп}$	$162 > 118,5$
Максимальный вес обсадной колонны с СВП, тс ($Q_{об+} + Q_{свп}$)	62,5	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об+} + Q_{свп}$	$243 > 62,5$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	158,2	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$270 / 158,2 = 1,58 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	270		

Геолого-технический наряд представлен в приложении Д.

3 Современные системы автоматизации спускоподъемных операций

3.1 Анализ комплексов механизмов механизации и автоматизации спускоподъемных операций (АСП и КМСП). Состав и применение

Как показала практика, современные, широко применяемые методы проведения спускоподъемных операций является неэффективными. Чтобы соблюсти все параметры, необходимые для правильного выполнения СПО, приходится вручную управлять несколькими механизмами одновременно.

Необходимо вручную регулировать и обеспечивать нужную высоту подъема бурильных труб/свечей, величину зазора между спускаемой бурильной колонной и обсадной колонной, а также подводить элементы соединения бурильных труб к механизму свинчивания и развенчивания в параметрах, соответствующих последнему [4].

Часто необходимо также вручную регулировать величину зазора между нижним концом трубы, которая навинчивается на колонну, и верхним концом колонны, их соосность и попадание в зацепление механизма свинчивания/развенчивания.

Для снижения времени спускоподъемных операций выделяют следующие методы:

- 1) действие двойных продолговатых колонковых труб при алмазном бурении, сокращающих самозаклинку керна и повышающих на всей протяженности рейса;
- 2) время подъема буровых матч;
- 3) введение бескернового бурения;
- 4) к последнему пункту относится механизация и автоматизация.

Устройства спускоподъемных операций (СПО) в отрасли нефтегазодобычи на данный момент оборудуют автоматикой, так как процесс спуска

и подъема часто повторяется при проходке и требует много усилий бурильщиков.

Разработано множество инновационных решений в данной области, как правило, применяют следующее оборудование: ключ буровой автоматический; клинья роторные пневматические, так же разработан комплекс механизмов для автоматизации спускоподъемных работ (АСП).

При совершенствовании процесса бурения при нефте-газодобычи, а в частности автоматизации операций спускоподъемных работ, можно предусмотреть два варианта решения: применять современные отдельные механизмы, либо использовать автоматизированные комплексы СПО. Сейчас многие компании предпочитают закупать комплексное оборудование.

Используются АСП (КМСП) на морских буровых и при материковом бурении. Автоматизируются спускоподъемные работы на вышках с разными конструкционными решениями. Много действий автоматизированным комплексом совмещается, что ускоряет процесс бурения, а спускоподъемные работы сокращаются по времени на 35% [5].

Данным комплексом АСП может управлять один работник, пульт находится на уровне подсвечника. Почти все узлы комплекса универсальны и могут устанавливаться на буровых любого вида. Далее в таблице 29 представлен перечень основных работ, выполняемых механизмами АСП.

Таблица 29 - Перечень работ, выполняемых механизмами АСП

Механизм	Выполняемая работа
1	2
Галева система	Спуск и подъем колонны труб
Механизм подъема	Опускание и подъем отдельной свечи
Механизм захвата	Захват и удержание отдельной отвернутой свечи во время спуска/ подъема и переноса ее до подсвечника и обратно
Механизм расстановки свечей	Перенос свечей от подсвечника к центру скважины и обратно
Направляющие канаты и центраторы	Удержание верхней части свечи в центре вышки при свинчивании и развинчивании

Продолжение таблицы 29

1	2
Автоматический элеватор	Автоматический захват и освобождение колонны бурильных труб при спуске/подъеме
Магазин и подсвечник	Удержание в вертикальном положении свечей, отвинченных и установленных в определенном порядке

Несмотря на то, что на морских буровых ставится промежуточный магазин и дополнительное устройство расстановки свечей. Так же в состав комплекса входит автоматический элеватор, который является универсальным и механизм спуска-подъема. Талевая система, которая функционирует в совокупности с АСП, очень специфична. Буровые ключи типа АКБ или КБГ работают в автоматическом режиме совместно с комплексом, так же в ротор встроены пневматические клинья. Характеристики технические АСП указаны в таблице М.1 приложения М.

Чаще всего используются на сегодняшний день АСП (КМСП): АСП-3М1; АСП-3М4; АСП-3М5; АСП3М5-500; КМСП 6500; КМСП 6500БС.

3.2 Автоматические буровые ключи, виды, способ применения

Чтобы операции развинчивания и свинчивания буровых труб при спуске и подъеме производить автоматически применяют стационарные буровые ключи. Их используют на буровых агрегатах глубокого эксплуатационного и разведочного бурения всех классов. Ключи предназначены для совместной работы с пневматическими клиньями на буровых с ручной расстановкой свечей, а также на автоматизированных буровых установках.

Ключи изготавливаются трех разновидностей по роду привода: АКБ-3М2 — с пневмоприводом (рисунок 14); АКБ-3М2Э2 — с электроприводом; КГБ-2 — с гидроприводом.



Рисунок 14 – Буровой автоматический ключ АКБ-3М2.

Автоматический стационарный буровой ключ АКБ-3М2 содержит три главных части: пульта управления; сам блок ключа, колонну ключа с кареткой.

Блок ключа содержит корпус, с прикреплённым на нём трубозажимным устройством, так же есть понизительный редуктор, двигатель, маховик, пневмомасленка, блок цилиндров, цилиндр зажима челюстей.

АКБ-3М2.Э2 соответствует функционалу АКБ-3М2.

Хотя есть разница в свойствах: в последнем присутствует двухскоростной электропривод вращателя, а также система обогрева пневматических механизмов в холодное время.

Используя ключи АКБ-3М2.Э2 в первую очередь резко уменьшают потребление сжатого воздуха на агрегатах для бурения, так же растёт эффективность их использования. Плюсом является тот факт, то в холодное время не нужно обогревать пневматические устройства, так же механизмы реже ремонтируют.

Таблица 30 - Технические характеристики ключа бурового АКБ-4.

Диаметр свинчиваемых и развинчиваемых труб, мм:	
1	2
минимальный	108
максимальный	216
Крутящий момент, кНм:	
на скорости первой (быстрой)	3,5

Продолжение таблицы 30

1	2
на скорости второй (медленной)	70,0
Частота вращения верхнего трубозажимного механизма, об/мин:	
на скорости первой (быстрой)	51
на скорости второй (медленной)	3,6
Предел изменения и автоматического регулирования крутящего момента, кНм	3-70

АКБ-4 ключ более универсален, чем ранее описанный ключ АКБ-3М2:

- добавлена ещё одна двухскоростная коробка передач, которая предоставляет крутящий момент выше прежнего
- момент осуществляется статическим, а не ударным воздействием;
- ключ АКБ-4 имеет систему контроля крутящего момента и систему автоматической остановки двигателя, когда он достигает установленного значения момента;
- использована инновационная тормозная система.



Рисунок 15 – Буровой ключ КБГ-2.

На буровых агрегатах со всеми типами клиньевых захватов, работают КБГ и КБГ-2 (рисунок 15), они используются в любом климате.

Структура гидроприводных ключей состоит из:

- устройства позиционирования;
- вращателя;
- ключа стопорного;

- силовой установки;
- управляющего пульта.

3.3 Автоматизация спускоподъёмного механизма

Главное значение при бурении имеет совокупность механизмов, которые предназначены для удержания на весу колонн и инструмента, и осуществления спускоподъёмных работ. Агрегат содержит буровую лебёдку, которая имеет привод и вышку с подъёмным устройством, систему талевую. В состав талевой системы входят кронблок, крюкоблок, талевый канат (трос) [7]; устройство для фиксации и перепуска неподвижного конца; механизм для установки бухты каната талевого.

Кинематическая схема механизма подъёма с лебёдкой изображена на рисунке 16. Описания устройств дано ниже.

Буровая лебедка нужна для осуществления тяги на рабочем конце каната. Работа лебедки реализуется от электропривода постоянного тока, мощность которого 560 кВт. Запуск первой и второй передач происходит удалённо оперативными пневматическими муфтами.

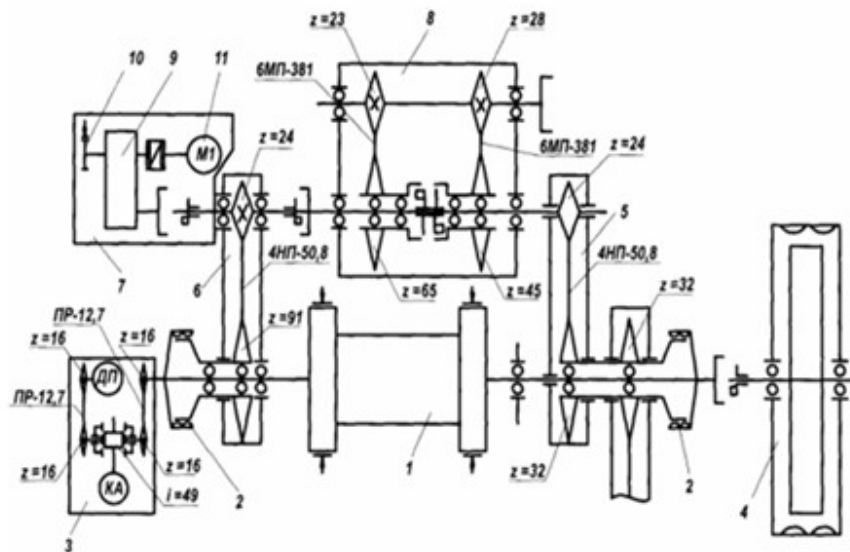


Рисунок 16 – Кинематическая схема подъёмного агрегата с лебёдкой

ЛБУ-37-1100Д-1

При эксплуатации тяжелых буровых установок с условной глубиной бурения свыше восьми тысяч метров, которые обладают регулируемым двигателем постоянного тока, используют двухдвигательную буровую лебедку с электродинамическим торможением. Она реализует возможность суммирующей трансмиссии для двух силовых приводов постоянного тока (рисунок 17).

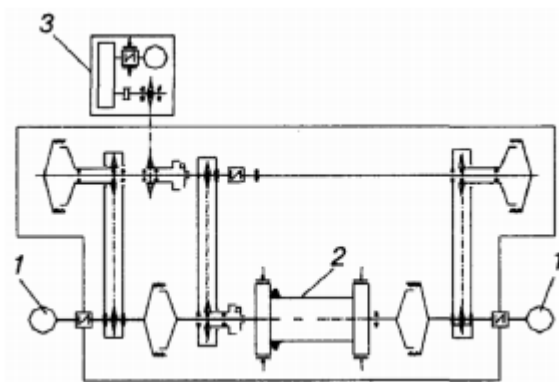


Рисунок 17 – Кинематическая схема двухдвигательной лебёдки серии ЭТ

Скорость проходки зависит от нагрузки на долото, поэтому подача долота требует регулирования [8].

На данный момент используют регуляторы подачи долота (РПД) для упрощения работы буровых рабочих. Порядок воздействия на долото и скорость подачи настраивается бурильщиком, а регулятор обеспечивает нормативную скорость подачи или давление на долото.

Электрические регуляторы подачи долота задействуют и в спускоподъёмных работах, как аварийное устройство. Так как оно сопряжено с барабаном лебёдки, то может осуществлять работу талевого системы, поднимать бурильные трубы.

Подразделяются регуляторы подачи на фрикционные, гидравлические и электрические. Регуляторы подачи электрические имеют осевую нагрузку на инструмент, которая устанавливается током электропривода постоянного тока [9]. Самый применяемый регулятор подачи долота с двигателем – РПДЭЗ – изображён на рисунок 18.

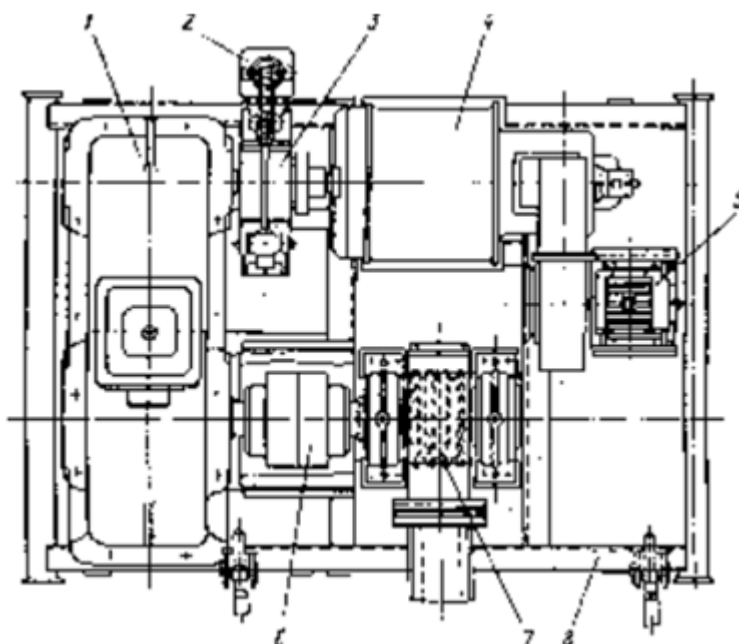


Рисунок 18 – Регулятор подачи долота РПДЭ-3

РПДЭ-3 регулятор, который даёт возможность:

- делать стабильным нужное значение нагрузки на долото,
- удерживать скоростную устойчивость подъема или подачи инструмента. Нагрузку осевую на долото или скорость подачи выставляет бурильщик с пульта управления.

Регулятор состоит из измерительной, усилительной и силовой частей. В измерительную часть входят преобразователь веса, воздействующий на сельсин-уставки веса, сельсин-уставки скорости, тахогенератор и измеритель скорости бурения.

В усилительную часть входят: полупроводниковый фазочувствительный усилитель, трехфазные магнитные усилители, генератор постоянного тока и приводной двигатель. Силовая часть состоит из исполнительного двигателя, редуктора аварийного тормоза с электрогидравлическим толкателем типа ТКТГ и вентилятора с приводным двигателем. На полупроводниковый усилитель поступает переменное напряжение, при этом идёт усиление сигнала переменного и постоянного тока [10].

Выбор режима подачи инструмента осуществляется с помощью переключателя. Для автоматического режима включается усилитель. Нагружают

долото до нужного значения путём изменения положения рычага сельсина-приемника по шкале нагрузок. Выбранная величина обеспечивается регулятором с отклонением ± 10 кН.

Скорость подачи регулятора ограничивают с помощью изменения положения рычага в автоматическом порядке работы, из-за того, что задающий сельсин сопряжён с валом сельсина-приемника. Значение скорости выставляют с помощью шкалы скоростей. Данный режим характерен тем, что функционирует лишь обратная связь по напряжению генератора и отсечка по току основной цепи. При управлении вручную осуществляют подъем инструмента при авариях и бурение при малых нагрузках в начале долбления.

Регулятор имеет следующую структуру: узел силовой, станции управления, преобразователь веса, а также двигатель-генератор, пульт управления.

Условия эксплуатации НКУ Шкафа управления ПГА 4906-53А2:

- температура от -10 до +45 град.С
- относительная влажность 80% при 27 град.С
- не агрессивная окружающая среда, не взрывоопасная, без пыли,

которая проводит ток.

Технические данные:

- нужна трехфазная сеть напряжением 380В, 50 Гц
- цепи управления, напряжение 220 В, 50Гц
- мощность генератора нагрузки 50/42 кВт

Конструктивно НКУ Шкаф управления ПГА 4906-53А2 представляет собой металлический шкаф со степенью защиты IP21, с габаритами 2000x1000x800 мм. В верхней части шкафа управления расположена аппаратура пуска и защиты, КИП и балластные сопротивления. Ниже смонтированы главный контактор и автомат пуска и защиты приводного асинхронного двигателя мотор-генератора, а также максимальное реле.

Нижнюю часть шкафа занимает блок магнитных усилителей и блок выпрямителей.

Конструктивно электрический блок бурильщика представляет собой ящик, на дверце которого смонтирована электроаппаратура управления: светосигнальные лампочки, измерительные приборы, кнопочные посты и кнопки, универсальные переключатели, сельсины.

Габаритные размеры (НхLxB) - 1635х525х250 мм

Элеваторы используют при подъёме и опускании колонн для захвата их и фиксации. Во время данного процесса применяют два метода такие, как зажим за уступ замка или муфты и фиксация за тело трубы (обжатие). Так же элеваторы можно различить по конструкции, они бывают створчатые, корпусные и автоматические.

Классификация элеваторов в зависимости от исполнения такова: литой элеватор, кованный элеватор.

В состав автоматического элеватора входят детали силовой группы, которые воспринимают воздействия со стороны инструмента для бурения, а также агрегатов рычажного механизма. Элеватор предназначен для автоматического зажима и освобождения труб [11].

На рисунок 6 показан сборочный чертёж актуального автоматического элеватора ЭА320. Алгоритм функционирования комплекса АСП (КМСП) предусматривает опускание автоматического элеватора на колонну вертикально вниз и фиксирует ее клиньями.

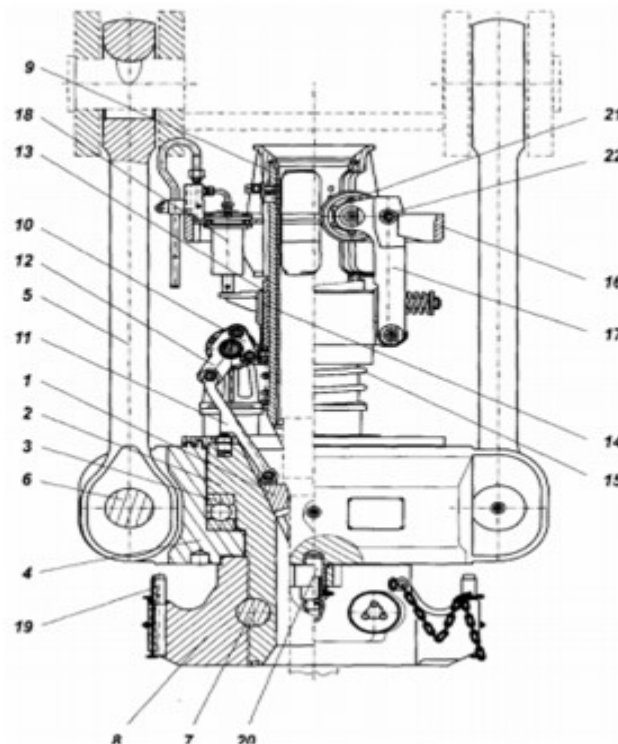


Рисунок 18 – Автоматический элеватор ЭА-320

Датчики контроля параметров бурения скважин классифицируются по измерительным типам:

- контролирующие крутящий момент на роторе и крутящий момент на машинном ключе и вес, так называемые силоизмерительные;
- осуществляющие контроль давления нагнетания бурового раствора, а также его расход;
- перемещения (такие как длина колонны, подача бурового инструмента и уровень бурового раствора в приемной емкости);
- тахеометрические (контролирующие частоту вращения ротора).

Данные датчики относят к механизмам непрерывного действия. При недостаточном количестве данных, производительность системы автоматического управления не высока, что говорит о необходимости разработки датчиков первичной информации.

Датчик оборотов лебёдки (ДОЛ).

Его используют при определении скорости, количества оборотов и направления вращения барабана лебедки буровой установки и расчета текущего положения талевого блока. Имеет вид шайбы с диском внутри, который вращается. По принципу действия энкодер, имеет зубчатое колесо и два считывающих индуктивных датчика. Высокоточный и долговечный механизм. Устанавливается без сварки. Данный датчик представлен на рисунке 19.



Рисунок 19 – Датчик оборотов лебёдки.

Параметры: Диапазон измерений - не ограничен и задаётся калибровкой.
Выходной сигнал - цифровой RS-485.

Датчик веса на крюке.

Применяется для установки натяжения мертвого конца талевого каната бурового агрегата. Исполняется в трёх вариантах: до 200 тонн (канат 22, 25, 28), до 400 тонн (канат 28, 32, 35), до 800 тонн (канат 35, 38, 42, 44). Имеет в комплекте съёмное устройство (облегчает установку) и малый вес, так же имеет высокий класс исполнения. Данный датчик представлен на рисунке 20.



Рисунок 20 – Датчик веса на крюке.

Параметры: Разрешение не менее 1т. Выходной сигнал - RS-485.

Датчик крутящего момента ротора.

Измеряют этим датчиком крутящий момента на роторе буровых агрегатов. Существует механический и электронный датчики.

Механический датчик используют на буровых установках с цепным приводом. Электронный датчик используют на буровых установках с электрическим приводом. Он имеет вид клещей для измерения тока (и переменного, и постоянного). Монтировать его не надо. Представлен на рисунке 21.



Рисунок 21 – Датчик крутящего момента ротора.

Характеристики: Диапазон измерений: механический 0-6 т; электронный 0 - 1000 А. Погрешность: механический не более 2,5%; электронный не более 1 %. Разрешение: механический 0,1 т; электронный 1А. Выходной сигнал - RS-485.

Датчик момента на машинном ключе

Используют при определении значения момента на машинном ключе. Имеет вид мини датчика веса на крюке. Монтируют на канаты диаметром 16, 18 мм. Параметры: Диапазон измерений 0-6 т. Выходной сигнал RS-485.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

ООО «Буровая компания «Евразия» – является одной из наиболее крупных буровых компаний в России. Данная компания занимается не только бурением, но также и строительством, ремонтом и реконструкцией нефтяных и газовых скважин всех назначений для различных компаний, одними из которых являются: ПАО «НК«Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром нефть», ПАО АНК «Башнефть» и других компаний. ООО «БКЕ» является одними из членов группы компаний Eurasia Drilling Company Limited.

Основными местами работы компании БКЕ являются Западно-Сибирском, Тимано-Печорском и Волго-Уральском регионах. Главный же офис расположен в Москве.

Данная компания также является членом Международной Ассоциации Буровых Подрядчиков.

Несмотря на многообразие российских буровых установок (ООО «Кливер», ЗАО Промышленная группа «Генерация», ОАО «Уралмаш) в парке ООО «БКЕ» представлены и установки зарубежных компаний (Bentec Drilling & Oilfield Systems, Igdrill-Honghua, LeTourneau Ellis Williams Company Inc, и другие).

А также в период с 2005г. по 2018г. БКЕ пробурили 53 170 623 метров горных пород. Непосредственно за 2018 год было пробурено 3 348 523 метров.

Данная компания постоянно приобретает новое оборудование и беспрестанно модернизирует свой мощный технический парк, что показывает ее намерения повысить свой технический потенциал и сохранить свои позиции на рынке буровых услуг.

4.1.2 Организационная структура предприятия

Буровая компания «Евразия» (БКЕ) — одна из самых крупных независимых компаний в России. Головной офис компании расположен в Москве.

Исходя из исследований британского сайта Douglas Westwood, во владении компании «Евразия» находятся 7,9 % российского рынка нефтесервисных услуг. Данная компания имеет свои филиалы в Ханты-Мансийском и Ненецком автономных округах, Республике Коми, Пермском крае и Волгоградской области.

ООО «Буровая компания «Евразия» располагает четырьмя производственными филиалами: «Западно-Сибирский», «Когалымский», «Пермский», «Усинский», которые отвечают за различные регионы:

1. Западно-Сибирский филиал ООО «Буровая компания «Евразия» ведет работы по строительству скважин на месторождениях Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов;

2. Когалымский филиал ведет работы по строительству скважин на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа – Югра и Ямало-Ненецкого автономного округа;

3. Пермский филиал ведет работы по строительству поисковых, разведочных, эксплуатационных нефтяных и газовых скважин, а также реконструкцию скважин методом бурения боковых стволов на территориях Пермского края, Республики Башкортостан и Республики Татарстан;

4. Усинский филиал ООО «Буровая компания «Евразия» ведет работы по бурению разведочных, эксплуатационных скважин разной степени сложности в

Республике Коми на Усинском, Верхне - Возейском, Южно – Юрьяхинском, Мастерельском, Кыртаельском месторождениях, а также в Ненецком АО на Харьягинском, Восточно – Сарутаюском, Западно – Хоседаюском, Северо – Хоседаюском, Сихорейском, Инзырейском месторождениях. Большая часть месторождений расположена за Северным полярным кругом.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Производственные работы по сооружению скважин состоят из нескольких этапов, нормативная продолжительность определяется, как сумма нормативной продолжительности всех этапов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы
- бурение и крепление скважины

При расчете принимаются во внимание:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекту
- нормы проходки 1 метра, нормы проходки на долото
- нормирование спускоподъемных операций, вспомогательных работ, которые связаны непосредственно с креплением и цементированием скважины

Нормативное время необходимое на механическое бурение для отдельных нормативных интервалов определяется по формуле:

$$T_{\text{б}} = T_{\text{бн}} \cdot h, \text{ час} \quad (11)$$

где $T_{\text{бн}}$ – норма времени на бурение одного метра, час

h – величина нормативного интервала, метр

При расчете нормативного времени на СПО, учитывается количество поднимаемых и опускаемых свечей, количество наращиваний по каждому нормативному интервалу:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2 \cdot L}, \quad (12)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (13)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (14)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (15)$$

где $N_{СП}$, $N_{ПОД}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{СП}$, $T_{ПОД}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{СВ}$ - нормативное время на спуск и подъем одной свечи по ЕНВ, час

Нормативное время необходимое для выполнения остальных операций рассчитывается на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ [13],[14].

После определения продолжительности цикла строительства скважины, определяются:

Механическая скорость бурения (м/час):

$$V_M = \frac{H}{t_m} \quad (16)$$

где H – глубина скважины, м;

t_m - продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения (м/час):

$$V_p = \frac{A}{t_m + t_{СПО}} \quad (17)$$

где $t_{СПО}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость (м/ст.мес):

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k} \quad (18)$$

где T_k – календарное время бурения, час

Средняя проходка на долото по скважине(м):

$$h_{cp} = \frac{H}{n} \quad (19)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

Все расчеты сведены в нормативной карте в таблице В.1 приложения В.

4.2.2 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта состоит из 15 рабочих дней. Режим работы предполагает 12 часов смены, затем 12 часов отдыха. После вахты наступают выходные длительностью 15 дней. Доставка на месторождение осуществляется в основном автотранспортом за счет предприятия, если месторождение находится в труднодоступной местности и отсутствует дорожное сообщение доставка осуществляется вертолётами.

Вышкомонтажные работы занимают 1360 часов (57 дней), буровые работы 560 часов (23 дня).

Таблица 30 – Линейный календарный график проведения работ

Бригады	Сутки	Месяцы		
		1	2	3
Вышкомонтажная	57			
Бурения	23			
Испытания	10			

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

Стоимость строительства скважины определяет сумму всех затрат, которые необходимо произвести, для выполнения полного объема работ по строительству скважины, а также все затраты по каждому отделению входящему в состав бурового предприятия. Для этого определяют:

- сметную цену всего объема буровых работ
- накладные расходы всех производств, в том числе административно-хозяйственные
- свод затрат по строительству скважины

Основой определения стоимости работ являются сметы к техническим проектам.

Сметная стоимость является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающим предприятиями и

Для расчета основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), для эксплуатационных скважин, определяемых с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [15], расчет состоит из четырех частей:

- 1 часть – Подготовительные работы;
- 2 часть – Вышкомонтажные работы;
- 3 часть – Бурение и крепление скважины;
- 4 часть – Испытание скважины

Единый методический подход применяется для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, испытание скважин и крепление. При этом все затраты распределяются в зависимости от времени и объема работ.

Затраты, зависящие от времени:

- оплата труда буровой бригады
- содержание бурового оборудования и амортизация

Затраты, зависящие от объема работ (на 1 м проходки):

- расход долот;
- износ бурильных труб,
- расходуемые в процессе эксплуатации материалы, химические реагенты.

Все расчеты проводятся в ценах 1984 года согласно СНиП IV-5-82, для перевода используется индекс изменения сметной стоимости. Для Томской области на декабрь 2019 года индекс составляет 218.

Сводный расчет в ценах на бурение и крепление скважин 1984 года приведен в В.2 приложения В.

Сводный сметный расчет представлен в таблице В.4 приложения В.

5 Социальная ответственность

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства.

В большинстве случаев строительство скважин выполняется на удаленных месторождениях, что сказывается отсутствием возможности ежесуточного возвращения обслуживающего персонала и ИТР к месту проживания. В связи с этим персоналу устанавливается режим работы вахтовым методом (в соответствии с ТК РФ гл. 47 ст. 297) [16].

В процессе всего строительства скважины, выполняемые работы на ОПО и рабочем месте входят в перечень вредных и опасных, согласно приказу Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302, в связи, с этим весь персонал обязан проходить медицинское обследование не реже 1 раз в год, не имея противопоказаний к выполнению данного рода работ [17].

Всему персоналу ОПО должна быть присвоена соответствующая выполняемым работам квалификация, с последующим допуском к самостоятельной работе в установленном порядке (ст. 298 ТК РФ) [18].

Согласно ТК РФ, персонал на ОПО, ежемесячно к заработной плате, начисляемой рабочим по тарифным часовым ставкам, ИТР согласно установленного оклада за фактически отработанное время, каждый получает соответствующие выплаты: стимулирующие доплаты, связанные с режимом и условиями труда, районный, северный коэффициенты, работа в сложных климатических условиях, ночное время, многосменный режим и др.

Дополнительно, всему персоналу ОПО обеспечивается работодателем организованная доставка к месту ведения работ или оплачивается (компенсируется) проезд, по договоренности, так же оплачивается время в пути на вахту и обратно с вахты.

5.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны

Выполнение работ производится на БУ, спроектированных согласно проектным, санитарным требованиям к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых (СанПиН 1964-79) [19].

Машины и механизмы должны обеспечивать максимальную механизацию и автоматизацию основных и вспомогательных производственных операций, снижение тяжести и напряженности труда и соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91 [20].

При проектировании рабочего места для управления буровым оборудованием и механизмами следует учитывать размеры тела человека, его биохимические и физиологические возможности, с учетом поправки на спецодежду, согласно, особым климатических условий на объекте, а также требования ГОСТ 22269-76 [29].

5.2. Производственная безопасность

БУ является одним из опасных объектов. При выполнении работ на данных объектах необходимо учитывать все опасные и вредные факторы, влияющие на персонал. Но в данном разделе будем рассматривать лишь самые важные и наиболее вероятные факторы.

Таблица 31 - Возможные опасные и вредные факторы.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1	2	3	4	5
1. Повышенный уровень общей и локальной вибрации	-	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 [20]

Продолжение таблицы 31

1	2	3	4	5
2. Недостаток освещения	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [28] СНиП 23-05-95 [22]
3. Движущиеся части и механизмы	–	+	+	ГОСТ 12.2.003-74 [30] ГОСТ 12.4.026-2001 [31]
4. Работа на высоте	–	+	+	ПОТ Р М-012-2000 [24]
5. Неблагоприятные климатические условия	–	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [28] ТК РФ Статья 109 [25]

5.2.1 Анализ и обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

5.2.1.1 Повышенный уровень общей и локальной вибрации

Уровень вибрации на рабочих местах осуществляется и регламентируется - ГОСТ 12.1.012-2004.

Основным источником вибрации на БУ является буровое оборудование, такое как: верхний силовой привод, вышечно- лебедочный блок, двигатели внутреннего сгорания, буровые насосы, а также гидродинамические нагрузки в линии манифольда БУ и др. Так как вибрация отрицательно сказывается на здоровье персонала, то у них могут возникать различные симптомы: нарушения вестибулярного аппарата, головокружения и т.д. [21]. При постоянном негативном воздействии данного фактора у персонала могут возникнуть хронические болезни. Значения нормируемых параметров определяется согласно ГОСТ 31192.2 и ГОСТ 31319.

Таблица 32 – Допустимые нормы вибрации

Частота гармонической составляющей, Гц	Амплитуда виброперемещения, м·10 ⁻³	
	на постоянных рабочих местах стационарных машин в производственных помещениях	в производственных помещениях, не имеющих источников вибрации
1	2	3
2	1,29	11,2
4	0,28	5

Продолжение таблицы 32

1	2	3
8	0,055	2
16	0,028	2
32	0,014	2
63	0,0072	2

За соблюдением и выполнением установленных санитарных норм отвечает работодатель. Должна осуществляться оценка возможных рисков и производиться меры по их предотвращению и впоследствии устранению, например: проектирование рабочих мест с учетом максимального снижения вибрации, использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на персонал. Но не только работодатель несет ответственность за соблюдение правил и норм. Весь персонал также обязан соблюдать правила, которые предусмотрены средствами индивидуальной и коллективной защиты, например специальная обувь, виброгасящие коврики на рабочем месте и др.

5.2.1.2 Недостаток освещения

В связи с тем, что работа на БУ ведется не только в дневное время, но и в ночное время суток, то возникает недостаток освещения рабочих мест, также БУ предусматриваются и для разных климатических условий, что также влияет на недостаточное освещение объекта в целом и освещения внутри производственных помещений. В большинстве случаев ИТР на ОПО выполняет свои обязанности непосредственно в вагон-офисах, но согласно правил ПБНГП периодически присутствие ИТР необходимо, не посредственно на БУ, для управления и контроля выполнения особо значимых технологических операций в процессе цикла строительства скважины, нормы для которых регламентируются в СНиП 23-05-95[22]:

Таблица 33 - Нормы освещенности в рабочей зоне (вагон-офис)

Характеристика зрительной работы	Ш разряд
Наименьший размер объекта, мм	0,3-0,5
Подразряд зрительной работы	В
Контраст объекта с фоном	средний
Характеристика фона	светлый
Норма освещенности комбинированная, лк	750
Норма освещенности общая, лк	200
Норма коэф. пульсации местного освещ, %	15
Норма коэф. пульсации общего освещ, %	20

Согласно правил ПБНГП на БУ должно обеспечиваться освещение согласно таблице 34 [23].

Таблица 34 – Нормы освещенности в рабочей зоне (буровая установка)

Место ведения работы	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

В обязанности работодателя входит, контроль выполнения, соответствия уровня освещенности нормам на местах ведения работ. Также контролировать оборудование и места постоянного нахождения персонала, местное освещение, общее и аварийное освещение, согласно норм.

5.2.1.3 Движущиеся части производственного оборудования и механизмы

Исходя из вышеизложенного, БУ является ОПО. Именно здесь персонал наиболее подвержен риску получения производственных травм и механических повреждений (ушибов, порезов, переломов). Основными источниками опасности для персонала является крупногабаритное оборудование и транспортные средства. Главными требованиями к работе бурового оборудования с движущимися механизмами согласно ГОСТ 12.2.003-91: конструкция

оборудования должна исключать возможность их самопроизвольного смещения, движущиеся части оборудования должны быть ограждены, должны быть установлены защитные устройства: предохранительные кожуха, ограждения, концевые выключатели. Ремонт и обслуживание оборудования производится только в отключенном состоянии, в зоне работы и обслуживания вывешиваются предупреждающие надписи и знаки, используются сигнальные цвета, согласно ГОСТ 12.4.026-2001.

Каждый из персонала находящийся на ОПО должен иметь специальные средства индивидуальной защиты, такие как: защитная - каска, очки, перчатки, специальная обувь и т.д., согласно климатическим условиям [20].

5.2.1.4 Работа на высоте

Согласно парка БУ в РФ, в среднем высота роторной площадки на БУ не менее 8м, рабочая зона обслуживания верхового рабочего на высоте от 24 до 27 метров, в связи с этим, большинство работ будет производится на высоте. К основным и особо серьезным рискам на БУ относится угроза падение верхового рабочего с высоты, что приводит к переломам, рваным ранам и в особо тяжелых случаях к летальному исходу. Также одним из опасных факторов является применение верховым рабочим шансового инструмента на высоте, что впоследствии может привести к риску падения данного инструмента с последующим травмированием персонала.

Исходя из вышеизложенного, а также для провидения всех работ безаварийно, без риска здоровья для всего персонала необходимо: чтобы каждый работник обладал соответствующей квалификацией согласно занимаемой должности или штатного расписания буровой бригады.

Исходя из ПОТ Р М-012-2000 должны быть обеспечены следующие меры безопасности: выполнение работ в опасной зоне без страховочных ограждений должны производится только с использованием предохранительных поясов или

страховочных систем, отвечающих требованиям безопасности; запрещается выполнять работу в одиночку без страхующего персонала; при выполнении работ персонал обязан, находится в зоне видимости другого персонала или ИТР; для перехода персонала с одного рабочего места на другое необходимо, применять переходные мостики с ограждением не менее 1,1м; весь применяемый ручной инструмент должен быть застрахован от падения [24].

5.2.1.5 Неблагоприятные климатические условия

В связи с тем, что строительство скважины производится круглогодично, температура окружающей среды может изменяться в течении года от +40 и до -65 °С, а также меняется количество атмосферных осадков.

Для выполнения производственных показателей, встает необходимость длительного нахождения персонала на холоде, что повышает шанс получить переохлаждение тела и впоследствии заболевания ОРВИ.

Также при нахождении персонала в летний период на жаре, так же не имеет хороших последствий при влиянии на здоровье: обезвоживание, тепловой удар и снижение жизненного тонуса. Следовательно, на месте выполнения работ, работодатель должен обеспечить благоприятный микроклимат, соответствующий нормам СанПин2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [28].

В связи с этим коллективными средствами защиты против мороза в зимнее время года применяются: система отопления производственных помещений, оборудованные места для отдыха и обогрева персонала, защитные промышленные конструкции от атмосферных осадков, осуществлять плановое чередование труда и отдыха. В летний же период выполнения работ осуществляются с проветриванием и кондиционированием производственных помещений, обеспечить персонал питьевой водой [25].

Таблица 35 - Метеорологические условия приостановки работ

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
0	-40
не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15,0	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

5.3. Экологическая безопасность

Согласно статистике ведения буровых работ, необходимо уделить особое внимание аварийным ситуациям, которые оказывают наибольшее негативное влияние на экологическую обстановку на ОПО. Поэтому на ранней стадии проектирования скважины или группы скважин необходимо, заранее рассчитывать и оценивать все риски возникновения данных ситуаций и последующий ущерб природным ресурсам, также необходимо принимать меры по предупреждению и ликвидации возможных аварий на ОПО.

5.3.1 Защита атмосферы

На протяжении выполнения всех необходимых комплексов работ, связанных со строительством скважины, непосредственно участвуют машины и механизмы, которые оказывают негативное влияние на окружающую среду. Основными источниками выбросов являются ДВС специальной техники, а также силовых установок БУ.

Несмотря на все вышперечисленное, основное и наиболее пагубное воздействие на окружающую среду происходит во время аварийных ситуаций при строительстве скважины, а именно: при несоблюдении правил ПБНГП выброс углеводорода на поверхность, а также выброс на поверхность бурового раствора из скважины. Хочу обратить Ваше внимание, что еще до начала вскрытия продуктивного пласта скважины, устье скважины оборудуют ПВО,

которое исключает «Выброс» на скважине. Также во время цикла строительства скважины, поддерживают гидростатическое давление столба жидкости с рассчитанной плотностью бурового раствора, относительно ожидаемого пластового давления, согласно правилам ПБНПП.

На территории ОПО регулярно производится контроль и измерение загрязнения атмосферного воздуха, с записью ежесуточных показаний.

Таблица 36 – Нормативы предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ

Наименование вещества	Выброс веществ сущ. положение на 2019 г.		ПДВ	
	г/с	т/год	г/с	т/год
Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	0,0007120	0,002062	0,0007120	0,002062
диНатрий карбонат	0,0000001	0,0000008	0,0000001	0,0000008
Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	5,2702947	12,748897	5,2702947	12,748897
Азот (II) оксид (Азота оксид)	4,5373702	10,971262	4,5373702	10,971262
Углерод (Сажа)	0,9741292	2,230151	0,9741292	2,230151
Сера диоксид-Ангидрид сернистый	1,8478658	4,178052	1,8478658	4,178052
Дигидросульфид (Сероводород)	0,0001901	0,000142	0,0001901	0,000142
Углерод оксид	11,3476870	25,923429	11,3476870	25,923429
Метан	0,6261631	0,036454	0,6261631	0,036454
Бенз/а/пирен(3, 4- Бензпирен)	0,0000191	0,000047	0,0000191	0,000047
Ацетальдегид	0,0006600	0,057410	0,0006600	0,057410
Формальдегид	0,1913742	0,522241	0,1913742	0,522241
Керосин	4,8385052	11,244201	4,8385052	11,244201
Углеводороды предельные C12-C19	0,0370761	0,026619	0,0370761	0,026619
Пыль неорганическая: 70-20% SiO ₂	0,0249122	0,054976	0,0249122	0,054976

При проектировании по уменьшению выбросов необходимо учитывать данные мероприятия: регулярный контроль за точным соблюдением регламента

производства, за работой спецтехники и агрегатов, за использованием высококачественного сырья, [26].

5.3.2 Защита гидросферы

Наибольшее загрязнение поверхностных вод обеспечивается БУ за счет сброса сточных вод и химических веществ, в близлежащие к территории водные объекты. Согласно ГОСТ 17.1.3.12-86, сбрасывать сточные воды на рельеф запрещен, также запрещено сбрасывать сточные воды в близлежащие водоемы. Самыми основными источниками загрязнения близлежащей водной территории являются: продукты испытания скважины, склады ГСМ и др. Попадание загрязняющих веществ в водоем может происходить в результате их утечки через неплотности, нарушения целостности обвалования территории ОПО, непосредственного сбора в окружающую среду при возникновении аварийных ситуаций. Основными мероприятиями по рациональному использованию и защите водной среды это: размещение площадки за пределами водоохранных зон водных объектов; устройство обвалования всей кустовой площадки по периметру; сбор поверхностных сточных вод с последующим вывозом на обезвреживание; конструкция и обвязка оборудования, исключая утечки жидкости через сальниковые узлы;; ведение мониторинга поверхностных и подземных вод.

5.3.3 Защита литосферы

При следующих этапах производства на ОПО оказывается наибольшее влияние на прилежащую литосферу:

1. Подготовка кустовой площадки к эксплуатации: выделяется земельный участок под площадку, производится вырубка деревьев, снимается плодородный слой почвы.

2. При непосредственном строительстве скважины могут возникнуть следующие непредвиденные ситуации: непредвиденные утечки буровых растворов, выбросы флюидов, пожары в результате аварий, засорение производственными отходами и мусором, не исправности автотранспорта, таяние многолетнемерзлых пород. Все производственные, бытовые отходы собираются в технологические емкости и отвозятся к месту утилизации.

Таблица 37 – Предельно-допустимые концентрации химических веществ в почве согласно ГН 2.1.7.2041-06

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
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

Метод минимизации загрязнения: хранение запасов бурового раствора в емкостях БУ или БДЕ, ГСМ и нефтепродуктов в емкостях, на оборудованной территории, все химические реагенты перевозятся в герметичных емкостях, все система циркуляции бурового раствора должна быть замкнута, с применением без амбарного бурения.

После завершения всего цикла строительства скважины и освоения следует: очистить всю территорию ОПО от металлолома и строительного мусора, спланировать площадку ОПО и покрыть плодородным слоем почвы, убранном до начала строительства.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация на территории ОПО – это условия на буровой площадке, которые возникли в результате опасного природного явления, которое может привести к смерти, а также может нанести ущерб окружающей среде или нанести вред здоровью человека, и привести к существенным материальным потерям. При строительстве скважины или группы скважин, есть вероятность возникновения множества различных чрезвычайных ситуаций: открытое фонтанирование, грифоны, пожары, падение БУ, атака диких животных и др. Но все же самым опасным на ОПО является ГНВП.

Основные причины ГНВП: не правильно рассчитанная плотность бурового раствора глушения скважин, вследствие ошибки при составлении плана работ или несоблюдения необходимых параметров бурового раствора персоналом ИТР бригады бурения, ИТР капитального ремонта и освоения скважин. Отсутствие долива скважины при СПО инструмента и КНБК; Поглощение бурового раствора, находящегося в скважине; Глушение скважины перед началом работ, не правильно рассчитанным объемом бурового раствора и не соблюдением плотности бурового раствора согласно ПБНГП; Снижение плотности бурового раствора в скважине при длительных остановках БУ за счет поступления углеводорода из пласта; Длительные простои скважины без промывки ствола скважины;

Наличие в разрезе скважины газовых, нефтяных и водяных пластов с большим количеством газа, значительно увеличивающих опасность возникновения ГНВП.

Методы по предупреждению ГНВП: правильный выбор конструкции скважины; контроль и поверка ПВО, регулярные контрольные опрессовки ПВО; вывешивание плакатов, предупреждающих о вскрытие продуктивного пласта; выполнение проектных параметров бурового раствора; контроль качества цементирования; тренировки и инструктажи с персоналом (проведение учебной тревоги «Выброс») [23].

Заключение

В представленной выпускной квалификационной работе были рассмотрены и описаны решения на строительство наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком глубиной 3756 метров на нефтегазовом месторождении Красноярского края. Данная работы сложена из нескольких частей: геологической, технологической, специального вопроса, раздела «Социальная ответственность» и «Финансовый менеджмент».

В геологической части были рассмотрены и проанализированы возможные осложнения, условия бурения, физико-механические свойства пород, газонефтеводоносность.

В результате анализа всех геологических особенностей данного разреза, было решено спроектировать трехколонную конструкцию скважины (направление, кондуктор, техническая колонна, эксплуатационная колонна и хвостовик).

Для обеспечения наиболее качественного и эффективного строительства данной скважины были рассчитаны и запроектированы параметры режима бурения, прочность компоновки бурильной колонны и скорости бурения. Также, исходя из геологических особенностей пород данного разреза, на все интервалы бурения были выбраны шарошечные долота, для обеспечения требуемой проходки на долото и для обеспечения и поддержания максимальной скорости бурения.

При разработке программы гидравлической промывки были рассчитаны и выбраны наиболее подходящие типы буровых насосов и режимы их работы, а также подобраны параметры для буровых растворов и их компонентный состав. В результате, под направление был выбран бентонитовый буровой раствор, для формирования наиболее качественной стабилизирующей фильтрационной корки, под кондуктор и техническую колонну – соленасыщенный буровой раствор, так как данный раствор поможет предупредить кавернообразование в

результате растворения солей, а под эксплуатационную колонну и хвостовик – был выбран биополимерный буровой раствор, так как данный раствор минимизирует загрязнение продуктивного пласта, что положительно влияет на дебит.

Для подбора необходимых характеристик труб был выполнен расчет обсадных колонн на прочность. Для снижения экономических затрат было принято решение запроектировать эксплуатационную колонну двухсекционной.

Для освоения данной скважины были выбраны муфты ГРП. Данный метод повышает нефтеотдачу пласта и увеличит дебит данной скважины. Для непосредственного вызова притока была использована азотная компрессорная установка ТГА-20/351.

Цементирование данной скважины выбрано одноступенчатое с двумя пробками.

Компонентный состав цементировочной жидкости был подобран таким образом, чтобы обеспечить хорошую выносящую способность и наиболее качественный смыв глинистой корки со стенок скважины.

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК2-35-168x245x324 К2 ХЛ, ОП5-350/80x35, АФ6-80/65x35.

Для проведения буровых работ была подобрана вышка БУ 3900/225 ЭК-БМ.

В специальной части были рассмотрены и описаны современные системы автоматизации для СПО, которые облегчат и обезопасят работу персонала. Данная информация наиболее подходит для компаний, месторождения которых расположены в зонах, где желательнее ограничить работу персонала. Например, в климатических условиях, где температура опускается до опасно низких отметок, при которых людям опасно находиться на рабочем месте.

В разделе «Финансовый менеджмент» был рассмотрен состав подрядной буровой компании, а также составлена смета на проектируемую скважину.

В разделе «Социальная ответственность» был проведен анализ техники безопасности на буровой установке, а также анализ производственной и экологической безопасности.

Список использованной литературы

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. 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.;
2. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные норма и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы);
3. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин;
4. Проводка скважины. [Электронный ресурс] —Режим доступа: <https://neftegaz.ru/tech-library/burenie/515437-provodka-skvazhiny/>, свободный (дата обращения 29.03.2020).
5. Комплексы механизмов АСП. [Электронный ресурс] —Режим доступа: <http://uralmash-ngo.com/index.php/2011-07-21-12-32-12/2011-07-21-12-44-43/67-2011-08-04-12-11-05>, свободный (дата обращения 29.04.2020).
6. Основы нефтегазового дела. [Электронный ресурс] —Режим доступа: <https://www.intuit.ru/studies/courses/4808/1056/lecture/16209?page=2>, свободный (дата обращения 29.04.2020).
7. Основы нефтегазового дела. [Электронный ресурс] —Режим доступа: <https://www.intuit.ru/studies/courses/4808/1056/lecture/16209?page=2>, свободный (дата обращения 29.03.2020).
8. Основы нефтегазового дела: учебное пособие / В.Г. Крец, А.В. Шадрина. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 182с.
9. Синев С.В. Модели процесса бурения /Нефтегазовое дело, 2009. [Электронный ресурс] — Режим доступа:

http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Sinev/Sinev_1.pdf, свободный (дата обращения 29.03.2020).

10. Электропривод автоматических регуляторов подачи долота. [Электронный ресурс] —Режим доступа: <https://poznayka.org/s46765t1.html>, свободный (дата обращения 29.03.2020).

11. Технология и техника бурения: учеб. пособие /В.С. Войтенко [и др.] ; под общ. ред. В.С. Войтенко. В 2 ч. Ч. 2. Технология бурения скважин. — Минск: Новое знание; М.: ИНФРА-М, 2013. — 613 с.: ил

12. Медведев Н. В., Гланц А. А., Григоревский А. С. Справочник механика по геологоразведочному бурению. М., «Недра», 1973. 528 с.

13. Схема работы АСП - 3. [Электронный ресурс] — Режим доступа: https://vuzlit.ru/394655/shema_raboty, свободный (дата обращения 29.03.2020).

14. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf>

15. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268>

16. СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ: в 3-х

17. Трудовой кодекс Российской Федерации 30.12.2011 N 197-ФЗ глава 47 (ред. от 16.12.2019) «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [Электронный источник] /http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0

18. Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 N 302н (ред. от 13.12.2019) "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" [Электронный источник] / http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_120902/

19. Трудовой кодекс Российской Федерации 30.12.2011 N 197-ФЗ глава 47 (ред. от 16.12.2019) «Ограничения на работы вахтовым методом» [Электронный источник] / http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/af72ada0e271d7cdc217199d8c67f147d8974583/

20. «Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых» СанПиН 1964-79 от 19.02.1979г.

21. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – Введ. 01.01.1992. - Постановлением Государственного комитета СССР по управлению качеством продукции и стандартам от 06.06.91 N 807

22. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 01.07.2008 –М: Госстандарт России: Изд-во стандартов, 2008

23. «Естественное и искусственное освещение» СНиП 23-05-95 от 01.01.1996 г. – Введ. постановлением Минстроя России от 2 августа 1995 г. N 18-78

24. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с.

25. ПОТ Р М-012-2000. Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте – Введ: Министерство труда и социального развития Российской Федерации постановление от 4 октября 2000 г. № 68

26. Трудовой кодекс Российской Федерации 30.12.2011 N 197-ФЗ статья 109 (ред. от 16.12.2019) «Специальные перерывы для обогрева и отдыха» [Электронный источник] / <http://tkodeksrf.ru/ch-3/rzd-5/gl-18/st-109-tk-rf>

27. Федеральный закон от 4 мая 1999 г. N 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (с изменениями и дополнениями) Глава III. «Организация деятельности в области охраны атмосферного воздуха» (ст. ст. 9 - 20) Статья 12. «Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и вредных физических воздействий на атмосферный воздух»

28. ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше. – Введ: 01.07.1987.: постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 26 марта 1986 г. N 691

29. «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» СанПиН 2.2.4.548-96 (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 1 октября 1996 г. N 21).

30. ГОСТ 22269-76. Система "Человек-машина". Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования. – Введ: 22.12.1976.: постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 22 декабря 1976 г. N 2798 срок введения установлен с 01.01.78

31. ГОСТ 12.2.003-74. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – Введ: 01.01.1976.: постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 27 декабря 1974г. N 2837 срок введения установлен с 01.01.76

32. ГОСТ 12.4.026-2001. Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний. – Введ: 19.09.2001.: постановлением Госстандарта РФ от 19 сентября 2001 г. N 387-ст

Приложение А

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве			Коэффициент кавернозности
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол		азимут	
				град.	мин.		
1	2	3	4	5	6	7	8
0	10	Четвертичная	Q	0° 00'	–	1,30	0
		Кембрий	Є	–	–	–	–
		Средний-верхний	Є ₂₋₃	–	–	–	–
10	560	Эвенкийская св.	Є _{2-3ev}	0° 30'	–	1,30	10
		Нижний отдел	Є ₁	–	–	–	–
560	760	Литвинцевская св.	Є _{1-2 lit}	–	–	–	560
760	1200	Ангарская св.	Є _{1-2an}	0° 30'	–	1,30	760
1000	1140	долериты	–	–	–	–	1000
1200	1265	Булайская св.	Є _{1bul}	0° 30'	–	1,25	1200
1265	1605	Верхнебельская п/св.	Є _{1bls₂}	0° 30'	–	1,25	1265
1605	1810	Нижнебельская п/св.	Є _{1bls₁}	0° 30'	–	1,20	1605
1810	2410	Усольская св.	Є _{1us}	0° 30'	–	1,20	1810
2210	2290	долериты	–	–	–	–	2210
		Венд	V	–	–	–	–
2410	2460	Тэтэрская св.	V _{ttr}	0° 30'	–	1,15	2410
2460	2520	Собинская св.	V _{sb}	0° 30'	–	1,15	2460
2520	2610	Катангская св.	V _{ktq}	0° 30'	–	1,15	2520
2610	2815	Оскобинская св.	V _{osk}	0° 30'	–	1,15	2610
2815	2930	Ванаварская св.	V _{vn}	–	–	–	2815
2930	3000	Рифей	R	20°00'	–	1,15	2930

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода (краткое название)	Полное стандартное описание горной породы: название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от	до		
1	2	3	4	5
Q	0	10	Супеси, суглинки	Рыхлые нецементированные породы.
Є ₂₋₃ ev	10	560	Алевролиты Доломиты	Алевролиты красновато-коричневые, пятнами и линзами зеленовато-серые, горизонтально- и волнистослоистые, тонкоплитчатые, неравномерно доломитистые с прожилками и гнездами. Доломиты серые, темно-серые и зеленовато-серые, тонко- и мелкозернистые, неравномерно глинистые, иногда алевритистые.
Є ₁₋₂ lit	560	760	Доломиты Доломито-ангидриты Глинистые доломиты Каменная соль	Доломиты, доломито-ангидриты, глинистые доломиты. Породы светло-серые, серые, темно-серые среднезернистые, массивные. Глинистые разности слоистые. Каменная соль прозрачная, бесцветная крупнокристаллическая

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5
Є ₁ an	760 1000	1200 1140	Доломиты Каменная соль Долериты	<p>Доломиты серые, темно-серые и светло-серые, иногда коричневато-серые тонко- и мелкозернистые, неравномерно ангидритистые и неравномерно глинистые до доломито-ангидритов и глинистых доломитов.</p> <p>Каменная соль бесцветная, прозрачная, иногда белая и розовато-белая, крупнокристаллическая.</p> <p>Долериты серые, темно-серые мелкокристаллические, трещиноватые.</p>
Є ₁ bul	1200	1265	Доломиты Известняки	<p>Доломиты и известняки серые, темно-серые средне- и мелкозернистые, иногда известковистые, массивные и слоистые. Характерна неравномерная битуминозность и редко кавернозность.</p>
Є ₁ bls ₂	1265	1605	Доломиты Каменная соль	<p>Доломиты серые, светло-серые, темно-серые, иногда зеленовато-серые неравномерно глинистые и ангидритистые.</p> <p>Каменная соль бесцветная, прозрачная, белая, крупнокристаллическая.</p>

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5
Є ₁ bls ₁	1605	1810	<p>Доломиты</p> <p>Известняки</p> <p>Глинистые доломиты</p>	<p>Доломиты и известняки серые, темно-серые, иногда коричневато-серые, мелко- и среднезернистые, массивные, слоистые со стиллолитовыми швами.</p> <p>Глинистые доломиты серые, зеленовато-серые, редко коричневато-серые, волнистослоистые, тонкоплитчатые.</p>
Є ₁ us	1810 2210	2410 2290	<p>Доломиты</p> <p>Каменная соль</p> <p>Долериты</p>	<p>Доломиты часто ангидритистые и глинистые, редко встречаются прослои ангидритов и доломито-ангидритов. Породы серые, светло-серые, темно-серые и зеленовато-серые, часто засоленные.</p> <p>Каменная соль бесцветная, прозрачная, иногда белая, крупнокристаллическая.</p> <p>Долериты серые и темно-серые, средне-кристаллические, часто трещиноватые.</p>
V-Є ₁ tt	2410	2460	Доломиты	<p>Доломиты, глинистые доломиты, ангидритистые доломиты серые, зеленовато-серые, иногда темно-серые коричневато-серые. Породы плотные, редко трещиноватые.</p>

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5
V sb	2460	2520	Доломиты	Доломиты серые, коричневато-серые, тонко- и мелкозернистые прослоями массивные, прослоями глинистые и ангидритистые. Породы плотные иногда трещиноватые. Ангидрит присутствует в виде мелких включений кристаллов, гнезд и тонких прослойков.
V ktq	2520	2610	Доломиты Аргиллиты Песчаники	Неравномерно переслаивающиеся породы серые, темно-серые, красновато-коричневые и зеленовато-серые, слоистые, неравномерно ангидритистые. Песчаники серые, розовато-серые, мелкозернисты, полимиктовые.
V osk	2610	2815	Алевролиты Песчаники Доломиты	Алевролиты и песчаники серые, темно-серые, зеленовато-серые, иногда красновато-коричневые и светло-серые, полимиктовые, слюдистые, слоистые неравномерно по разрезу глинистые, ангидритистые, песчанистые и доломитистые.
V vn	2815	2930	Алевролиты Аргиллиты Песчаники	Алевролиты и ангидриты красные, коричневатые, слоистые Песчаники бурые среднезернистые, глинистые

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5
R	2930	3000	Доломиты	<p>Доломиты представляют собой чередование различных по мощности пачек светло-серого, серого и темно-серого цветов, плотные, неравномерно трещиноватые с редкими кавернами.</p> <p>Встречаются тонкие прослойки аргиллитов.</p>

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность г/см ³	Пористость %	Проницаемость, м.Дарси	Глинистость %	Карбонатность %	Твёрдость, кгс/мм ²	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	12	13	14
Q	0	10	Супеси, суглинки	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Є _{2-3 ev}	10	560	Алевролит	2600	4,33	0	20	30	—	4,0	4,0	С
			Доломит	2600			20,0	70	—	4,0	4,0	С
Є _{1-2 lit}	560	760	Доломит	2650	3,50	0	30	-	—	4-6,5	4-5,5 СТ	—
			Каменная соль	2200	0,1	0	-	-	100	3,5	2	СТ

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Є _{1an}	760	1200	Доломит	2730	3,51	0	5,0	100	–	3,5-7,0	4-5,5	СТ
			Каменна я соль	2200	0,1	0	–	–	100	3,5	2	СТ
	1000	1140	Долерит	3020	0,1	0,016 7	–	0	–	9,0	8,0	К
Є _{1bul}	1200	1265	Доломит	2760	3,1	0,12	0	100	–	6,5	5,5	СТ
Є _{1bls2}	1265	1605	Доломит	2730	2,73	1,03	10	80	–	5,5-7,0	5,0- 5,5	СТ
			Каменна я соль	2580	0,62	0,01	–	0	100	3,5	2	СТ
Є _{1bls1}	1605	1810	Доломит	2720	4,29	1,064 3	5,0	80,0	–	5,5-7,0	5,5	СТ
			Известн як	2720	0,94	0,648 9	5,0	92,88	–	5,5-7,0	5,0	СТ
Є _{1us}	1810	2410	Доломит	2610	1,9	1,1	5,0	80,0	–	6,0	5,0- 5,5	СТ
			Каменна я соль	2170	0,1	0	–	–	100	3,5	2,0	СТ

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	2210	2290	Долерит	3020	0,1	0,016 7	–	–	–	9,0	8,0	К
V- € _{1т}	2410	2460	Доломит	2830	1,59	0,01	15,0	87	–	7,5	6	Т
Vsb	2460	2520	Доломит	2770	2,65	0,627 8	15	80	–	7,5	6	Т
Vktg	2520	2610	Доломит	2710	2,7	0,131 1	15	59	–	8,0	8	Т
			Аргилли т	2580	6,95	0,29	70	27	–	3,5	4,5	Т
			Песчани к	2620	50,9	0,705 3	20	10	–	7,5	7	Т
Vosk	2610	2815	Алеврол ит	2560	6,31	1,873 3	30	34	–	6,0	6,0	Т
			Песчани к	2620	50,9	0,705 3	20	10	–	7,5	7	Т
			Доломит	2730	2,44	10,93	10	88,0	–	7,5	9,0	Т
V vn	2815	2930	Алеврол ит	2560	6,31	1,873 3	30	34	–	6,0	6,0	Т

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
			Аргилли т	2580	6,95	0,29	70	27	–	3,5	4,5	Т
			Песчани к	2620	50,9	0,705 3	20	10	–	7,5	7	Т
Р	2930	3000	Доломит	2760	2,5	1,86	10	81	–	7,5	6,0	Т

Таблица А.4 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	220	Нефтеводопроявления	Вода - увеличение объема и изменение параметров ПЖ
1200	1265		
1730	1770		
2310	2350		Газ - разгазирование, переливы, выбросы ПЖ.
2580	2610		
2840	2880		Нефть - пленка нефти.
2880	2920		
2930	2950		
40	560	Поглощение бурового раствора	До полного поглощения
990	1150		Максимальная интенсивность поглощения до 6 м3/час
1730	1770		До полного поглощения
2200	2300		Максимальная интенсивность поглощения до 12 м3/час
2580	2610		Максимальная интенсивность поглощения до 16 м3/час
2840	2920		До полного поглощения
2930	2950		До полного поглощения

Приложение Б

Таблица Б.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля		6-интервальный, с горизонтальным участком										
Исходные данные												
Глубина скважины по вертикали, м		2855	Интенсивность искривления на первом участке набора зенитного угла, град/10 м							1,5		
Глубина кровли продуктивного пласта, м		2840	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10 м							3,0		
Отход скважины, м		950	Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/10 м							0,18		
Длина интервала бурения по пласту, м		700	Зенитный угол в конце первого участка набора угла, град							15		
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град		60	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град							80		
Расчетные данные												
№ интервала	Длина по вертикали, м			Длина по стволу, м			Зенитный угол, град		Отход, м			
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего	
1	0	250	250	0	250	250	0,0	0,0	0	0	0	
2	250	348,86	98,86	250	350	100	0,0	15	0	13,02	13,02	
3	348,86	2700	2351,14	350	2824,37	2474,73	15	21,15	13,02	780,35	767,33	
4	2700	2840	140	2824,37	3054,82	230,09	21,15	80,0	880,35	950,64	70,29	
5	2840	2855	15	3054,82	3227,14	172,32	80,0	90,0	950,64	1522,09	121,45	
6	2855	2855	0	3227,14	3756,00	528,86	90,0	90,0	1522,09	1650,94	28,85	
Итого	Σ		2855	Σ		3756	–	–	Σ		950	

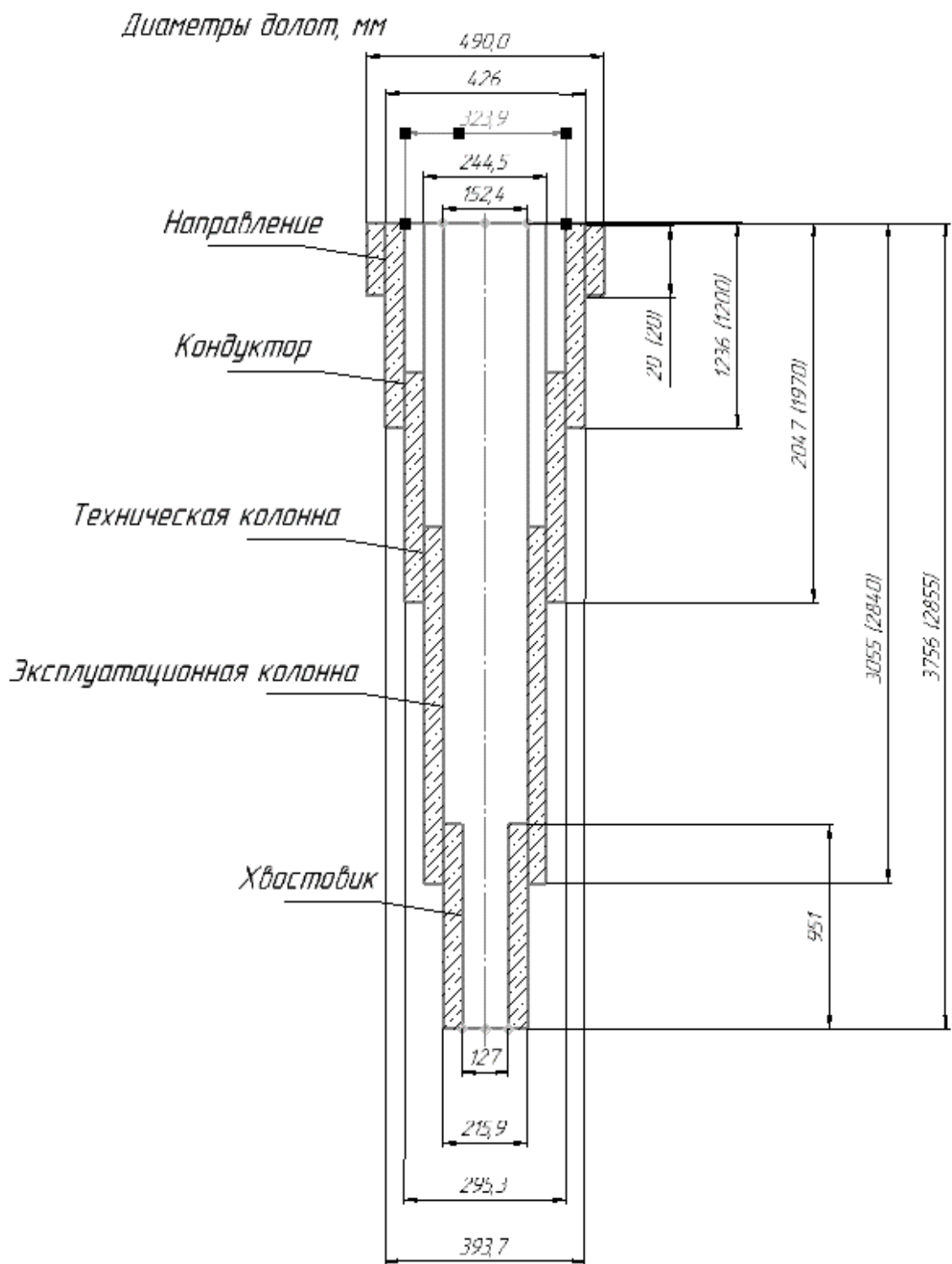


Рисунок Б.1 – Конструкция скваж

Таблица Б.2 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	резьба (низ)	тип соединения (низ)	Назначение
от	до				резьба (верх)	тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
0	20	III 490,0 С-ЦВ	300	0,4			Бурение вертикального участка, проработка ствола перед спуском направления.
		Переводник М-171/171	93	0,52	3-171	Ниппель	
					3-171	Муфта	
		3-К 490,0 СТ	515	1,64	3-171	Ниппель	
					3-171	Муфта	
		Переводник Н-171/177	61	0,538	3-171	Муфта	
					3-177	Ниппель	
		УБТС-245	4011	15	3-177	Муфта	
					3-177	Ниппель	
		Переводник Н-171/177	90	0,53	3-177	Муфта	
3-133	Ниппель						
ПК-127x9,19 Е	43	1	3-133	Ниппель			
			3-133	Муфта			
Σ			5112,93	20			

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
20	1236	III 393,7 К-ЦГВ	160	0,3	3-171	Ниппель	Бурение вертикального участка, интервала набора угла, интервала стабилизации, проработка ствола перед спуском кондуктора.
		Переводник П-171/194	93	0,517	3-171	Муфта	
					3-194	Ниппель	
		Забойный двигатель 12 D500 1/2 LOBE	3674	10,1	3-194	Муфта	
					3-194	Ниппель	
		Переводник М-194/163	65	0,51	3-194	Муфта	
					3-163	Ниппель	
		Обратный клапан КОБ-240РС	105	0,48	3-163	Муфта	
					3-163	Ниппель	
		Переливной клапан ПК-240РС	43	0,375	3-163	Муфта	
					3-163	Ниппель	
		Переводник М-163/171	60	0,517	3-163	Муфта	
					3-171	Ниппель	
		Калибратор 2-КА 393,7 СТК	261	0,323	3-171	Муфта	
3-171	Ниппель						
Переводник П-171/161	87	0,521	3-171	Ниппель			
			3-161	Муфта			
УБТС2-203	3004,4	14	3-161	Ниппель			
			3-161	Муфта			
Переводник П-161/133	60	0,517	3-161	Муфта			
			3-133	Ниппель			
ПК-127х9,19 Е	37925,96	1208	3-133	Муфта			
			3-133	Ниппель			
Σ			41077,3562	1236			

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
1236	2047	III 295,3 ТЗ-ГВУ	85	0,3	3-117	Ниппель	Бурение интервала под техническую колонну
		Переводник П-117/133	37	0,47	3-117	Муфта	
					3-133	Ниппель	
		Забойный двигатель 9 5/8 D500 1/2 LOBE	1973	7,7	3-133	Муфта	
					3-193	Ниппель	
		Переводник М 193/163	30	0,457	3-193	Муфта	
					3-163	Ниппель	
		Обратный клапан КОБ 240РС	103	0,84	3-163	Муфта	
					3-163	Ниппель	
		Переливной клапан ПК-240РС	98	0,93	3-163	Муфта	
					3-163	Ниппель	
		Переводник П-163/152	31	0,51	3-163	Муфта	
					3-152	Ниппель	
		Калибратор 2-КСА 295,3 СТК	123	0,31	3-152	Муфта	
					3-152	Ниппель	
Переводник П-152/171	63	0,527	3-152	Муфта			
			3-171	Ниппель			
УБТС2-178	12012	77	3-171	Муфта			
			3-171	Ниппель			
Переводник П-171/133	63	0,527	3-171	Муфта			
			3-133	Ниппель			
ПК-127x9,19 Е	61111	1957	3-133	Муфта			
			3-133	Ниппель			
		Σ	75729	2047			

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
2047	3055	Ш 215,9 К-ПГВ (ПВ)	29,3	0,25	3-117	Ниппель	Бурение интервала под эксплуатационную колонну, набор угла для вхождения в продуктивный пласт
		Переводник П-117/114	33	0,41	3-117	Муфта	
					3-133	Ниппель	
		Забойный двигатель 6 3/4 F2000M 4/5 LOBE	916	7,6	3-133	Муфта	
					3-193	Ниппель	
		Переводник М 114/152	30	0,457	3-193	Муфта	
					3-163	Ниппель	
		Обратный клапан КО-210.000	93	0,6	3-163	Муфта	
					3-163	Ниппель	
		Переливной клапан КП-210.000	99	0,635	3-163	Муфта	
					3-163	Ниппель	
		Переводник П-152/133	31	0,35	3-163	Муфта	
					3-152	Ниппель	
		Калибратор 2-КА 215,9 СТК	55	0,153	3-152	Муфта	
					3-152	Ниппель	
		Переводник П-133/147	31	0,35	3-152	Муфта	
3-171	Ниппель						
УБТС2-178	12012,0	77	3-171	Муфта			
			3-171	Ниппель			
Переводник П-147/133	55	0,39	3-171	Муфта			
			3-133	Ниппель			
Ясс ЯГБ - 124	139	2,4	3-133	Муфта			
			3-133	Ниппель			
ПК-127x9,19 Е	92549	2964	3-133	Муфта			
			3-133	Ниппель			
Σ			106072	3055			

Окончание таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
3055	3756	III 152,4 Т-ЦВ	11,6	0,25	3-88	Ниппель	Окончание бурения интервала набора угла, бурение интервала под хвостовик, проработка ствола перед спуском хвостовика.
		Переводник П-88/114	33	0,41	3-88	Муфта	
					3-114	Ниппель	
		Забойный двигатель 4 3/4 F2000S 5/6 LOBE	465	6,5	3-114	Муфта	
					3-114	Ниппель	
		Переводник М 114/102	30	0,457	3-114	Муфта	
					3-102	Ниппель	
		Обратный клапан КОБ-120РС	27	0,375	3-120	Муфта	
					3-120	Ниппель	
		Переливной клапан ПК-120РС	48	0,71	3-120	Муфта	
					3-120	Ниппель	
		Переводник П-102/88	31	0,35	3-102	Муфта	
					3-88	Ниппель	
		Калибратор 1-КСА144,0 СТК	29,1	0,19	3-88	Муфта	
					3-88	Ниппель	
		Переводник П-88/101	31	0,35	3-88	Муфта	
3-101	Ниппель						
УБТС1-120	12827,0	202	3-101	Муфта			
			3-101	Ниппель			
Переводник П-101/121	55	0,39	3-101	Муфта			
			3-121	Ниппель			
Ясс ЯГБ - 121	200	2,4	3-121	Муфта			
			3-121	Ниппель			
ПН-89х9,35 Е	74657	3542	3-121	Муфта			
			3-121	Ниппель			
Σ			88445	3756			

Таблица Б.3 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
Бурение	0	3055	ПК-127х9,19 Е	127	Е	9,19	3-162	2964	92,55	106	1,26	1,32
Бурение	0	3756	ПН-89х9,35 Е	89	Е	9,35	3-127	3542	74,66	88	1,58	1,13

Таблица Б.4 – Результаты расчета потребного объема бурового раствора

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					
1	2	3	4	5	6	7
Направление						
0	20	20	490,0	–	1,17	4,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,15
Расчетные потери бурового раствора при очистке						2,63
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,08
Объем раствора в конце бурения интервала						49,64
Общая потребность бурового раствора на интервале:						52,27
Объем раствора к приготовлению:						52,27
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						–
Кондуктор						
20	1236	1216	393,7	406	1,16	173,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						4,9
Расчетные потери бурового раствора при очистке						95,14
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						2,86
Объем раствора в конце бурения интервала						227,91
Общая потребность бурового раствора на интервале:						323,05
Объем раствора к приготовлению:						323,05
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						193,83

Продолжение таблицы Б.4

1	2	3	4	5	6	7
Техническая колонна						
1236	2047	811	295,3	306,9	1,1	111,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						2,12
Расчетные потери бурового раствора при очистке						33,33
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						5,72
Объем раствора в конце бурения интервала						164,7
Общая потребность бурового раствора на интервале:						198,03
Объем раствора к приготовлению:						4,2
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						–
Эксплуатационная колонна						
2047	3055	1008	215,9	228,7	1,08	77,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						2,29
Расчетные потери бурового раствора при очистке						22,62
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						8,13
Объем раствора в конце бурения интервала						205,1
Общая потребность бурового раствора на интервале:						227,72
Объем раствора к приготовлению:						227,72
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						–

Продолжение таблицы Б.4

1	2	3	4	5	6	7
Хвостовик						
3055	3756	701	152,4	195	1,06	45,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						2,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						8,69
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						8,91
Объем раствора в конце бурения интервала						130,98
Общая потребность бурового раствора на интервале:						139,67
Объем раствора к приготовлению:						139,67
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						–

Таблица Б.5 – Характеристики муфты гидравлической МГ-139,7

Параметры	Значения параметров
Давление открытия циркуляционных окон, МПа	30
Максимальная рабочая температура, °С	100
Проходной диаметр, мм	111
Длина, м	1,5
Наружный диаметр, мм	127
Максимальное внутреннее избыточное давление на устройство, МПа	70
Максимальная растягивающая нагрузка, кН	800

Таблица Б.6 – Характеристики пакера нефтеводонабухающего Б-П-НК

Параметры	Значения параметров
Условный диаметр обсадной колонны, оборудованной пакером, мм	140
Номинальный диаметр открытого ствола скважины (диаметр долота), в которую проводится спуск и установка пакера, мм	156÷165
Максимальный выдерживаемый пакером перепад давления после полного набухания, МПа	30
Направление действия перепада давления	двустороннее
Среда набухания	вода/нефть
Рабочая температура в зоне установки пакера, °С	110
Увеличение диаметра набухающего элемента с активационной жидкостью спустя 48 часов, не более, мм	5

Таблица Б.7 – Характеристики передвижной азотной компрессорной установки ТГА-20/351

Параметры	Значения параметров
Производительность при чистоте азота 95%, м³/мин	20
Давление азота на выходе, МПа	35
Привод компрессора	Электрический, дизельный
Шасси	МЗКТ

Приложение В

Таблица В.1 – Нормативная карта строительства скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Направление									
Бурение	Ш 490,0 С-ЦВ	0	20	400	0,02	20	1	0,4	0,4
Промывка (ЕНВ)									0,055
СПО и наращивание (ЕНВ)									0,5
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									1,3
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,17
Крепление (ЕНВ)									12,1
Смена вахт									0,1
Ремонтные работы									0,6
Итого									15,23
Кондуктор									
Бурение	Ш 393,7 К-ЦГВ	20	1236	500	0,027	1216	3	32,83	32,83
Промывка (ЕНВ)									0,47
СПО и наращивание (ЕНВ)									9,68

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									5,3
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,6
Крепление (ЕНВ)									28,5
Смена вахт									0,5
Ремонтные работы									2,15
Итого									80,03
Техническая колонна									
Бурение	Ш 295,3 ТЗ-ГВУ	1236	2047	3200	0,06	811	1	48,66	48,66
Промывка (ЕНВ)									0,56
СПО и наращивание (ЕНВ)									9,71
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									4,3
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,4
Крепление (ЕНВ)									30,1
Смена вахт									0,8
Ремонтные работы									3,7
Итого									6,9
Эксплуатационная колонна									
Бурение	Ш 215,9 К-ПГВ (ПВ)	2047	3055	3200	0,08	1008	1	80,64	80,64
Промывка (ЕНВ)									0,88
СПО и наращивание (ЕНВ)									12,4

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									3,5
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,5
Крепление (ЕНВ)									28,6
Смена вахт									1,9
Ремонтные работы									8,9
ГТИ									12,1
Итого									15,23
Хвостовик									
Бурение	III 152,4 Т-ЦВ	56,08	3756	3200	0,08	701	1	56,08	56,08
Промывка (ЕНВ)									1,3
СПО и наращивание (ЕНВ)									18,9
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									5,7
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,5
Крепление (ЕНВ)									14,5
Смена вахт									1,9
Ремонтные работы									8,9
ГТИ									10,5
Итого									118,28
Итоговое время на бурение									468,09
Подготовительные работы									92

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вышкомонтажные работы									1360

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,2	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,2	-	-	0,63	87,06	3,3	456,03	4,4	608,04	3,03	418,72	3,31	457,4
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	26,12	-	136,81	-	182,41	-	125,61	-	137,2
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,63	9,07	3,3	47,52	4,4	63,36	3,03	43,63	3,31	47,66
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	2,72	-	14,256	-	19,008	-	13,09	-	14,30
Содержание бурового оборудования	сут	252,9	4	1011,4	0,63	159,3	3,3	834,44	4,4	1112,6	3,03	766,17	3,31	837

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании.	сут	1443	–	–	0,63	909,1	3,3	4761,9	4,4	6349,2	3,03	4372,3	3,31	4776
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями и РУС	сут	244,6	–	–	–	–	3,3	807,18	4,4	1076,2	3,03	741,14	3,31	809,6
Прокат ВЗД	сут	175,4 4	–	–	–	–	3,3	578,95	4,4	771,94	3,03	531,58	3,31	580,7
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25%	сут	240,8	–	–	–	–	3,3	794,64	4,4	1059,5	3,03	729,62	3,31	797,1
Прокат РУС	сут	423,3 5	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	23,6	–	–	0,63	14,87	3,3	77,88	4,4	103,84	3,03	71,51	3,31	78,12
Эксплуатация ДВС,	сут	11,3	–	–	0,63	7,12	3,3	37,29	4,4	49,72	3,03	34,24	3,31	37,40

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	257,4	–	–	0,63	162,2	3,3	849,45	4,4	1132,6	3,03	779,95	3,31	852,0
Эксплуатация спецтранспорта	сут	178,5	40	7140	0,63	112,5	3,3	589,05	4,4	785,4	3,03	540,86	3,31	590,8
Зависящие от объема работ														
Сода каустик	т	138,2	–	–	0,05	6,909	0,16	22,109	0,099	13,680	0,114	15,753	0,07	9,673
Сода бикарбонат	т	229,3	–	–	0,05	11,47	0,32	73,379	0,2	45,862	0,23	52,741	0,14	32,10
Бентонит марки ПБМБ	т	91,52	–	–	3,14	287,4	25,84	2364,9	15,84	1449,7	–	–	–	–
Osno-Desco CA	т	367	–	–	0,05	18,34	–	–	–	–	–	–	–	–
Барит	т	348	–	–	2,09	727,3	14,54	5059,9	8,91	3100,7	–	–	–	–
Оснопак HV-O	т	779,8	–	–	–	–	1,62	1263,3	0,99	772,	–	–	–	–
Оснопак LV-O	т	756,9	–	–	–	–	3,23	2444,7	1,98	1498,6	–	–	–	–
Atren-FK D	т	412,8	–	–	–	–	1,62	668,8	0,99	408,71	4,55	1878,4	2,8	1156
Хлористый калий (ингибитор)	т	160,5	–	–	–	–	–	–	–	–	18,22	2925,0	11,17	1793
Гаммаксан	т	642,2	–	–	–	–	–	–	–	–	0,8	513,76	0,49	314,7

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Хлористый калий	т	160,5	–	–	–	–	8,08	1297,2	4,95	794,67	–	–	–	–
CaCO ₃	т	155,8	–	–	–	–	–	–	–	–	17,08	2661,1	10,48	1633
Натрий-КМЦ Qolicel HV-T	т	256,6	–	–	–	–	–	–	–	–	3,87	993,04	2,37	608,1
Atren-Bio A	т	275,2	–	–	–	–	–	–	–	–	0,11	30,275	0,07	19,27
Atren Antifoam B	т	1606	–	–	–	–	0,065	104,36	0,04	64,22	0,11	176,61	0,07	112,4
Долото III 490,0 С-ЦВ	шт	1662	–	–	1	1662	–	–	–	–	–	–	–	–
Долото III 393,7 К-ЦГВ	шт	1422	–	–	–	–	3	2844	–	–	–	–	–	–
Долото III 295,3 ТЗ-ГВУ	шт	4984	–	–	–	–	–	–	1	4983,6	–	–	–	–
Долото III 215,9 К-ПГВ (ПВ)	шт	5504, 6	–	–	–	–	–	–	–	-	1	5504,6	–	–
Долото III 152,4 Т-ЦВ	шт	5809	–	–	–	–	–	–	–	-	-	-	1	5809
Калибратор 3-К 490,0 СТ	шт	871,6	–	–	1	871,6	–	–	–	–	–	–	–	–
Калибратор 2-КА 393,7 СТК	шт	550,5	–	–	–	–	2	1100,9	–	–	–	–	–	–
Калибратор 2-КСА 295,3 СТК	шт	412,8	–	–	–	–	–	–	1	412,8	–	–	–	–

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Итого затрат на бурение	25738651													

Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	0,63	87,06	3,3	456,02 7	4,4	608,036	3,03	418,72	3,31	457,41
Социальные отчисления, 30%			–	26,12	–	136,81	–	182,411	–	125,61	–	137,22
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	0,63	9,07	3,3	47,52	4,4	63,36	3,03	43,63	3,31	47,66
Социальные отчисления, 30%			–	2,72	–	14,256	–	19,008	–	13,09	–	14,30
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,63	159,30	3,3	834,44	4,4	1112,58	3,03	766,17	3,31	836,97
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании.	сут	23,6	0,63	14,87	3,3	77,88	4,4	103,84	3,03	71,51	3,31	78,12

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки тампонажного раствора	сут	11,3	0,63	7,12	3,3	37,29	4,4	49,72	3,03	34,24	3,31	37,40
Эксплуатация ДВС,	кВт/с ут	257,41	0,63	162,17	3,3	849,45 3	4,4	1132,60 4	3,03	779,95	3,31	852,03
Плата за подключенную мощность	сут	178,5	0,63	112,46	3,3	589,05	4,4	785,4	3,03	540,86	3,31	590,84
Эксплуатация спецтранспорта	сут	138,19	0,63	87,06	3,3	456,02 7	4,4	608,036	3,03	418,72	3,31	457,41
Затраты, зависящие от объема работ			–	26,12	–	136,80 81	–	182,410 8	–	125,61	–	137,22
Обсадные трубы 426x10 Д	т	344,38	2	688,76	–	–	–	–	–	–	–	–
Обсадные трубы 324x9,5 Д	т	344,38	–	–	117,71	40536, 97	–	–	–	–	–	–
Обсадные трубы 245x7,9 Д	т	345,38	–	–	–	–	194,95	67331,8 3	–	–	–	–
Обсадные трубы 168,3x8,9 Е	т	399,1	–	–	–	–	–	–	50,00	19955, 00	–	–
Обсадные трубы 168,3x10,6 Е	т	410,2	–	–	–	–	–	–	240,95	98837, 69	–	–
Обсадные трубы 127x9,2 Е	т	420,6	–	–	–	–	–	–	–	–	357,71	150452 ,83
БКМ-426	шт	142,57	1	142,57	–	–	–	–	–	–	–	–
ЦКОДМ-426	шт	398,94	1	398,94	–	–	–	–	–	–	–	–
ПРП-Ц-426	шт	70,45	1	70,45	–	–	–	–	–	–	–	–
БКМ-324	шт	74,77	–	–	1	74,77	–	–	–	–	–	–

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ЦКОДМ-324	шт	142	–	–	1	142,00	–	–	–	–	–	–
ЦТГМ-324/394	шт	35	–	–	36	1260,0	–	–	–	–	–	–
ПЦ-324/394	шт	31,6	–	–	2	63,20	–	–	–	–	–	–
ПРП-Ц-324	шт	35,4	–	–	1	35,40	–	–	–	–	–	–
БКМ-245	шт	56,93	–	–	–	–	1	56,93	–	–	–	–
ЦКОДМ-245	шт	103,4	–	–	–	–	1	103,40	–	–	–	–
ЦТГ-245/295	шт	26,4	–	–	–	–	25	660,00	–	–	–	–
ПЦ-245/295	шт	25,4	–	–	–	–	35	889,00	–	–	–	–
ПРП-Ц-245	шт	26,14	–	–	–	–	1	26,14	–	–	–	–
БКМ-168	шт	55,86	–	–	–	–	–	–	1	55,86	–	–
ЦКОД-168	шт	62,61	–	–	–	–	–	–	1	62,61	–	–
ЦПЦ-168/216	шт	12,84	–	–	–	–	–	–	56	719,04	–	–
ЦТГМ 168/212	шт	14,68	–	–	–	–	–	–	30	440,40	–	–
ПРП-Ц-В-168	шт	12,2	–	–	–	–	–	–	1	12,20	–	–
ПРП-Ц-Н-168	шт	21,65	–	–	–	–	–	–	1	21,65	–	–
БКП-Вр-127	шт	80,7	–	–	–	–	–	–	–	–	1	80,7
ЦКОДУ-127	шт	63	–	–	–	–	–	–	–	–	1	63
МГ ГРП - 127	шт	807,34	–	–	–	–	–	–	–	–	5	4036,7
Б-П-НК 127	шт	359,63	–	–	–	–	–	–	–	–	12	4315,6
ЦТГ-127/191	шт	20,16	–	–	–	–	–	–	–	–	20	403,2
ПЦ-127/156	шт	16,7	–	–	–	–	–	–	–	–	9	150,30
ПРП-Ц-В-127	шт	9,84	–	–	–	–	–	–	–	–	1	9,84
ПРП-Ц-Н-127	шт	17,71	–	–	–	–	–	–	–	–	1	17,71
ПХНВ1.127/178	шт	2064,2	–	–	–	–	–	–	–	–	1	2064,2

Продолжение таблицы В.3

ПГМЦ1.127	шт	5271,3	–	–	–	–	–	–	–	–	1	5271,3
МБП-СМ	кг	0,69	565,45	390,160 5	425,26 8	293,43 49	241,58	166,690 2	129,27	89,196 3	129,45	89,320 5
МБП-МВ	кг	0,98	454,66	445,566 8	346,66	339,72 68	212,78	208,524 4	109,52	107,32 96	117,65	115,29 7
ПЦТ - II - 50	т	28,9	6,64	191,896	8,9	257,21	–	–	–	–	–	–
ПЦТ - III - Об (4-6) - 50	т	27	–	–	30,73	829,71	–	–	–	–	–	–
ПЦТ - II - 100	т	30,6	–	–	–	–	6,79	207,774	5,86	179,31 6	5,44	166,46 4
ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	т	28,44	–	–	–	–	28,75	817,65	26,35	749,39 4	24,44	695,07 36
НТФ	кг	1,17	2,8	3,276	23,01	26,921 7	20,17	23,5989	15,55	18,193 5	15,35	17,959 5
Итого затрат на крепление						91430544						

Таблица В.4 – Сводный сметный расчет

Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1	2	3
1. Подготовительные работы к строительству скважины		
Обустройство площадки	64 932	17 216 986
Рекультивация перед планировкой	16 584	3 615 312
Итого		20 832 298
2. Строительство и монтаж бурового оборудования		
Строительство и монтаж	156 879	34 199 622
Разборка и демонтаж	14 546	3 171 028
Итого		37 370 650
3. Бурение и крепление скважины		
Бурение скважины	118 067	25 738 651
Крепление скважины	419 406	91 430 543,71
Итого		117 169 194
4. Испытания скважины на продуктивность		
Испытание по окончанию бурения	35 689	7 780 202
5. Промыслово-геофизические работы		
Затраты на промыслово-геофизические работы	30 645	6 680 610
6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (5,4% от пунктов 1 и 2)	14 842	3 235 556
Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2)	1 236	269 448
Эксплуатация котельной и паровой установки	31 245	6 811 410
Итого		10 316 414
Итого прямых затрат		200 149 368
7. Накладные расходы		
Накладные расходы (25% на итог прямых затрат)	229 529,092	50 037 342,11
8. Плановые накопления;		
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов)	80 335,1823	17 513 069,74
9. Прочие работы и затраты		
Зарплаты, надбавки	54 645,86	11 912 797,48
Транспортировка буровых бригад	4 632,45	1 009 874,1
Сооружение водяной скважины	4 746,92	1 034 828,56
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)	2 455,96129	535 400
Амортизация жилого городка	1 365,89	297 764,02
Итого		14 790 664

Продолжение таблицы В.4

1	2	3
10. Резерв средств на непредвиденные расходы		
Затраты на непредвиденные работы и затраты (5% от пунктов 1-9, за вычетом транспортировки бригад)	64 791,3862	14 124 522,2
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		296 614 966
ВСЕГО с учетом НДС (18%)		350 005 660,1

Приложение Г

Таблица Г.1 - Технические характеристики комплекса АСП

	АСП-3М1	АСП-3М4	АСП-3М5	АСП3М5-500	КМСП 6500	КМСП 6500БС
1	2	3	4	5	6	7
Вместимость подсвечников для труб диаметром 114 мм, м	4200		6000		8200	
Грузоподъемность элеватора автоматического, тс	400					
Диаметр бурильных труб, мм	89–146					
Диаметр утяжеленных труб, мм	108, 146, 178, 203					
Длина свечи, мм	25–29					
Количество секций в подсвечниках	2×7	2×9	2×11	2×7	2×7	2×9
Давление воздуха в цилиндрах механизма подъема свечи, МПа	0,59–0,88					
Грузоподъемность механизма подъема свечи при давлении 0,59 МПа, кН	52					
Мощность электродвигателей перемещения стрелы и тележки, м/с	3,5					
Мощность электродвигателей перемещения стрелы и тележки, м/с	3,5			4,5		

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7
Мощность электродвигателей перемещения стрелы и тележки, м/с	3,5			4,5		
Скорость перемещения стрелы и тележки, м/с	0,4					
Скорость подъема (спуска) отвернутой свечи, м/с	0,4					
Управление	дистанционное с пульта управления					
Масса с учетом ЗИП, комплекта инструмента и сменных частей, кг	19500	19500	19500	19500	19500	19500

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на строительство эксплуатационной скважины глубиной 3756 м

Предприятие: ООО "Буровая компания "Евразия"

Оборудование:

Буровая установка: БУ - 3900/225 ЭК-БМ

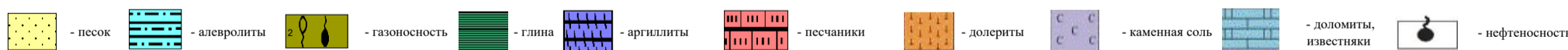
Лебедка: ЛБ - 750

Талевая система: 5х6

Ротор: Ротор Р - 700

Насосы: УНБТ - 950

Геологическая часть								Технологическая часть																											
Глубина, м. по вертикали	Стратиграфия		Литологическое описание пород	Температура	Отбор керн	Интервалы возможных осложнений	Конструкция скважины					Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Осевая нагрузка, т.	Частота вращения, об/мин	Производительность насосов, л/с	Параметры промывочной жидкости	Примечание																	
	Система	Свита					426 мм	324 мм	245 мм	168 мм	127 мм								490 мм	393,7 мм	295,3 мм	215,9 мм	152,4 мм												
1	2	3	5	6	7	8	9					10	11	12	13	14	15	16																	
100	Кеморий	Чет.	Эвенкийская	3-5		Возможны осипки и обвалы стенок скважины, поглощения	20 м					III 490 С-ПВ		4	60	45	Плотность=1,193 г/см ³ УВ=50 сек, СНС1=22 дПа, П=менее 1%, рН=8																		
200																																			
300																																			
400																																			
500																																			
600																																			
700																			Литвинская	10			Возможно поглощение бурового раствора, вероятны осипки и обвалы поглощения		1236 м	324 мм	736 м		III 393,7 К-ЦПВ	12 D500 1/2 LOBE	3	140	70	Плотность=1,289 г/см ³ , УВ=25 сек, СНС1=24 дПа, П=менее 0,5%, рН=8	
800																																			
900																			Аптарская	11-12			Поглощения бурового раствора			1631 м		III 295,3 ТЗ-ПВУ	9 5/8 D500 1/2 LOBE	12	180	55	Плотность=1,311 г/см ³ , УВ=25 сек, СНС1=24 дПа, П=менее 0,5%, рН=8		
1000																																			
1100	Бул айк айк айк	11-12			Поглощения бурового раствора, вероятность прихвата			2047 м	245 мм	III 215,9 К-ПТВ (ПВ)	6 3/4 F2000M 4/5 LOBE	12	200	32	Плотность=1,256 г/см ³ , УВ=40 сек, СНС1=30 дПа, П=менее 0,5%, рН=8																				
1200																																			
1300	Венд	Чет.	Верхнебельская	11-12		Сужение ствола скважины, большая вероятность нефтеносности и поглощения бурового раствора					III 152,4 Т-ЦВ	4 3/4 F2000S 5/6	12,8	220	12	1,1 г/см ³ , УВ=40 сек, СНС1=30																			
1400																																			
1500																																			
1500																																			
1600																																			
1700																		Нижнебельская	18-20			Сужение ствола скважины, большая вероятность нефтеносности и поглощения бурового раствора			3055 м	168 мм	III 215,9 К-ПТВ (ПВ)	6 3/4 F2000M 4/5 LOBE	12	200	32	Плотность=1,256 г/см ³ , УВ=40 сек, СНС1=30 дПа, П=менее 0,5%, рН=8			
1800																																			
1900																		Усольская	18-20			Сужение ствола скважины, большая вероятность нефтеносности и поглощения бурового раствора			3756 м	127 мм	III 152,4 Т-ЦВ	4 3/4 F2000S 5/6	12,8	220	12	1,1 г/см ³ , УВ=40 сек, СНС1=30			
2000																																			
2100																		Тэтэрская	18-20			Сужение ствола скважины, большая вероятность нефтеносности и поглощения бурового раствора					III 152,4 Т-ЦВ	4 3/4 F2000S 5/6	12,8	220	12	1,1 г/см ³ , УВ=40 сек, СНС1=30			
2200																																			
2300	Собинская	21-37			Сужение ствола скважины, большая вероятность нефтеносности и поглощения бурового раствора					III 152,4 Т-ЦВ	4 3/4 F2000S 5/6	12,8	220	12	1,1 г/см ³ , УВ=40 сек, СНС1=30																				
2400																																			
2500	Каган	21-37			Сужение ствола скважины, большая вероятность нефтеносности и поглощения бурового раствора					III 152,4 Т-ЦВ	4 3/4 F2000S 5/6	12,8	220	12	1,1 г/см ³ , УВ=40 сек, СНС1=30																				
2600																																			
2700	Оксобинская	21-37			Сужение ствола скважины, большая вероятность нефтеносности и поглощения бурового раствора					III 152,4 Т-ЦВ	4 3/4 F2000S 5/6	12,8	220	12	1,1 г/см ³ , УВ=40 сек, СНС1=30																				
2800																																			
2900	Ваваарская	42-48			Сужение ствола скважины, большая вероятность нефтеносности и поглощения бурового раствора					III 152,4 Т-ЦВ	4 3/4 F2000S 5/6	12,8	220	12	1,1 г/см ³ , УВ=40 сек, СНС1=30																				
3000																																			
3000	Рифейская	42-48			Сужение ствола скважины, большая вероятность нефтеносности и поглощения бурового раствора					III 152,4 Т-ЦВ	4 3/4 F2000S 5/6	12,8	220	12	1,1 г/см ³ , УВ=40 сек, СНС1=30																				
3000																																			



1. Подъем инструмента после промывки скважины в течении не менее двух циклов с постоянным доливом, и запись в буровом журнале объема доливаемого раствора.
2. Скорость СПО ограничить до 0,5-0,7 м/с, за 100 метров до продуктивного горизонта до 0,4 м/с.
3. Не допускать нахождения бурильного инструмента без движения в открытом стволе более 5 минут.
4. При длительных вынужденных простоях: ремонт оборудования и прочее (при нахождении бурильного инструмента в открытом стволе), поднять бурильный инструмент в башмак обсадной колонны, навести обратный клапан, уст
5. При проведении каротажных работ, шаблонировку скважины производить: при глубине до 2500м - через 18 часов, вышле 2500м - через 24 часа, вышле 2500м - через 36 часов. На забое произвести промывку не менее двух циклов цирку
6. Межколонное пространство опрессовать незамерзающей жидкостью : φ=32-4х245 -5 МПа, φ=245 х 178 - 5,0 МПа.
7. Проверку ПВО производить бурильнику - каждую смену, мастеру - еженедельно. Докрепление всех болтовых соединений производить 1 раз в декаду.
8. При бурении в интервалах набора параметров кривизны и стабилизации ствола скважины, компоновка бурильной колонны определяется ответственным представителем организации ведущей телеметрическое сопровождение, с обт
9. При бурении под тех. колонну и э.к. в случае возникновения признаков обвалообразования или газодолговременности, запланировать поэтапное увеличение удельного веса с У=1,16±0,02 г/см³ до У=1,22±0,02 г/см³.